Document de référence
Rapport financier annuel 2015

EDF

Dans le présent document de référence (le « document de référence »), sauf indication contraire, les termes « **Société »** et « **EDF »** renvoient à la société Électricité de France SA et les termes « **groupe EDF** » et « **Groupe »** renvoient à EDF et ses filiales et participations.

Outre les informations contenues dans le présent document de référence, le lecteur est invité à prendre attentivement en considération les facteurs de risque décrits au chapitre 2 (« Facteurs de risque et cadre de maîtrise »). Ces risques, ou l'un de ces risques, pourraient avoir un effet négatif sur les activités, la situation, les résultats financiers ou les perspectives du Groupe. En outre, d'autres risques, non encore actuellement identifiés ou considérés comme non significatifs par le Groupe, pourraient avoir le même effet négatif, et les investisseurs pourraient perdre tout ou partie de leur investissement dans la Société.

Le présent document de référence contient en outre des informations relatives aux marchés sur lesquels le groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le monde, il est possible que ces informations se révèlent erronées ou ne soient plus à jour à la date de dépôt du présent document de référence ou ultérieurement. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent document de référence, et les déclarations ou informations figurant dans le présent document de référence pourraient se révéler erronées.

Les déclarations prospectives contenues dans le présent document de référence, notamment dans la section 1.3 (« Stratégie du Groupe »), peuvent être affectées par des risques, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés au chapitre 2 (« Facteurs de risque et cadre de maîtrise »).

En application de la législation européenne et française, RTE et ERDF, qui sont des filiales régulées, gérées en toute indépendance au sein du groupe EDF [1], chargées respectivement du transport et de la distribution d'électricité au sein du groupe EDF, ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris sa Direction. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent document de référence a été préparé par le groupe EDF dans le respect de ces règles.

Un glossaire des principaux termes techniques figure à la fin du présent document de référence, avant ses annexes.

1. *Dans un souci de lisibilité, il sera fait mention, dans le reste du document, de RTE et de ERDF sans préciser systématiquement qu'il s'agit de filiales gérées en toute indépendance au sein du groupe EDF.*

Société anonyme
au capital de 960 069 513,50 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

Rapport financier annuel 2015

AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS
AMF

Le présent document de référence a été déposé auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (l'AMF) le 29 avril 2016, conformément à l'article 212-13 de son règlement général. Il pourra être utilisé à l'appui d'une opération financière s'il est complété par une note d'opération visée par l'AMF. Ce document a été établi par l'émetteur et engage la responsabilité de ses signataires.

En application de l'article 28 du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document de référence :

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2015 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 6, sections 6.1 (pages 306 à 412) et 6.2 (pages 413 à 414) du document de référence 2015 du groupe EDF ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2014 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 281 à 386) et 20.2 (pages 387 et 388) du document de référence 2014 du groupe EDF ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, figurant au chapitre 5 (pages 262 à 301) du document de référence 2015 du groupe EDF.
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, figurant au chapitre 9 (pages 176 à 210) du document de référence 2014 du groupe EDF.

Des exemplaires du présent document de référence sont disponibles sans frais auprès d'EDF (22-30, avenue de Wagram – 75382 Paris cedex 08) et sur son site internet (http://www.edf.com) ainsi que sur le site internet de l'AMF (http://www.amf-france.org).

SOMMAIRE

1 Présentation du groupe EDF 11

1.1 Histoire et évolution de la Société 12
1.2 Organisation du Groupe 14
1.3 Stratégie du Groupe 16
1.4 Description des activités du Groupe 18
1.5 Environnement législatif et réglementaire 77
1.6 Recherche et développement, brevets et licences 94
1.7 Propriétés immobilières 100

2 Facteurs de risques et cadre de maîtrise 101

2.1 Risques auxquels le Groupe est confronté 102
2.2 Pilotage des activités et organisation du contrôle au sein du Groupe 116
2.3 Facteurs de dépendance 133
2.4 Procédures judiciaires et arbitrages 134

3 Informations environnementales et sociétales – Ressources humaines 143

3.1 Engagements de responsabilité d'entreprise 144
3.2 Informations environnementales et sociétales 148
3.3 Ressources humaines 178
3.4 Dispositif de *reporting* et éléments méthodologiques 192
3.5 Indicateurs environnementaux et sociaux 197
3.6 Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes 203

4 Gouvernement d'entreprise 207

4.1 Code de gouvernement d'entreprise 208
4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 209
4.3 Organes créés par la Direction Générale 232
4.4 Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration et de Direction Générale 234
4.5 Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants 235
4.6 Rémunération et avantages 236
4.7 Rapport 2015 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques 240
4.8 Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration 260

5 Performances du Groupe en 2015 et perspectives 261

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 262
5.2 Événements postérieurs à la clôture 302
5.3 Évolution des prix de marchés de janvier à mars 2016 304
5.4 Perspectives 304

6 États financiers 305

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2015 306
6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 413
6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2015 415
6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 467
6.5 Honoraires des Commissaires aux comptes 469
6.6 Tableau des résultats des cinq derniers exercices 470
6.7 Politique de distribution de dividendes 471
6.8 Changement significatif de la situation financière ou commerciale 472
6.9 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes *(Green Bonds)* émises par EDF en novembre 2013 et octobre 2015 472

7 Informations générales concernant la Société et son capital 479

7.1 Informations générales concernant la Société 480
7.2 Actes constitutifs et statuts 480
7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat 483
7.4 Marché des titres de la Société 489
7.5 Opérations avec des apparentés 491
7.6 Contrats importants 493

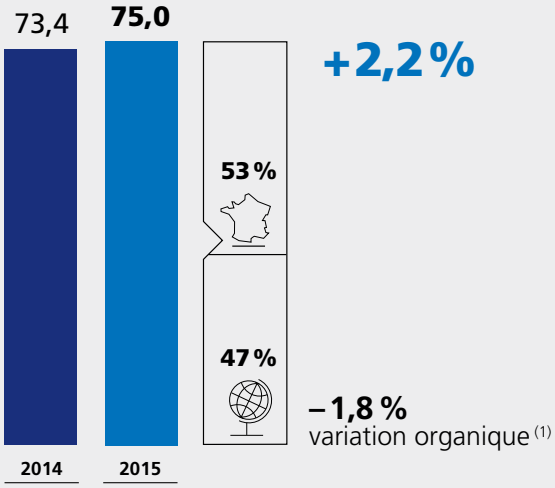
8 Informations complémentaires 495

8.1 Personne responsable du document de référence et attestation 496
8.2 Responsables du contrôle des comptes 497
8.3 Documents accessibles au public 497
8.4 Tables de concordance 498

Crédit photo : www.dronea.fr
Rodolphe Jobard

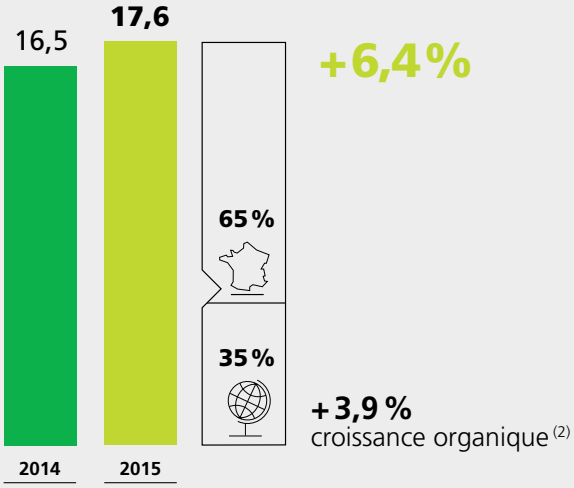
Chiffres **clés**

Chiffre d'affaires en Mds€



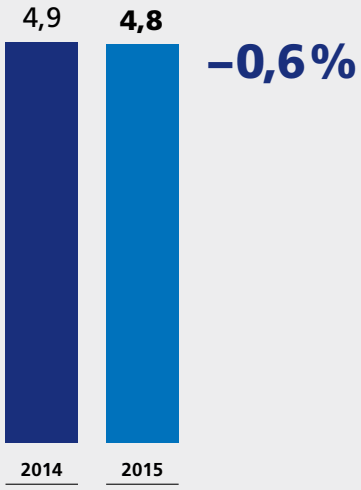
(1) Variation organique à périmètre et change comparables.

EBITDA (1) en Mds€

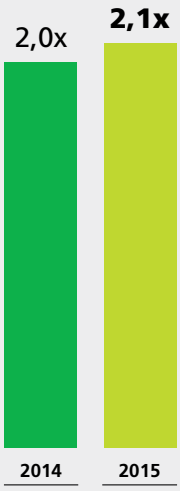


(1) EBITDA hors impact de la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 suite à la décision du Conseil d'Etat du 11 avril 2014.
(2) Variation organique à périmètre et change comparables. Hors rattrapage tarifaire 2012.

Résultat net courant en Mds€

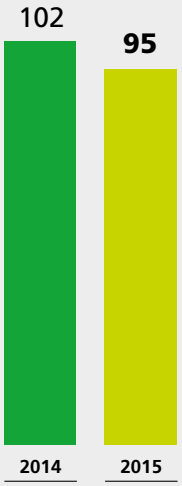


Ratio endettement financier net/EBITDA



Données consolidées au 31 décembre 2015.

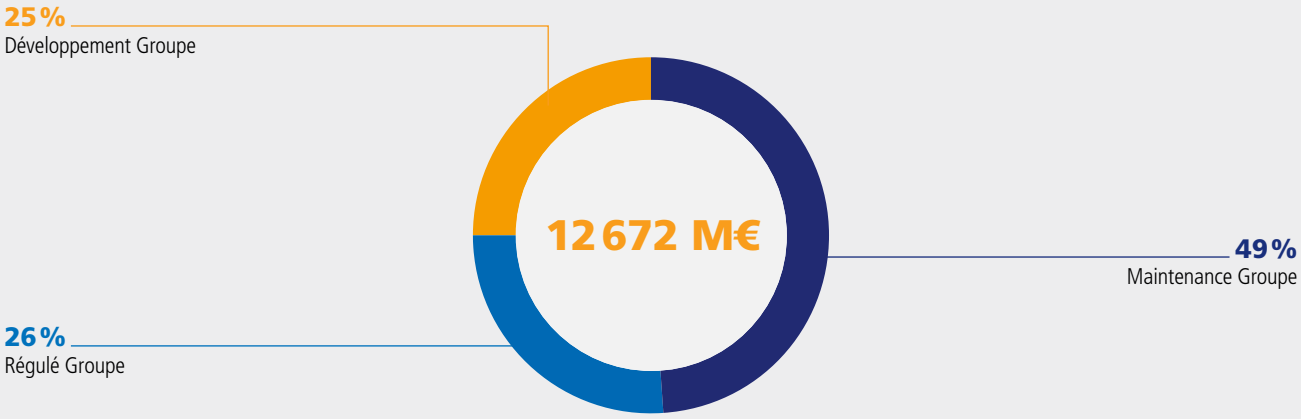
Émissions de CO_2 du Groupe en g/kWh



Émissions de CO_2 en France [1] en g/kWh

(1) France métropolitaine et SEI.

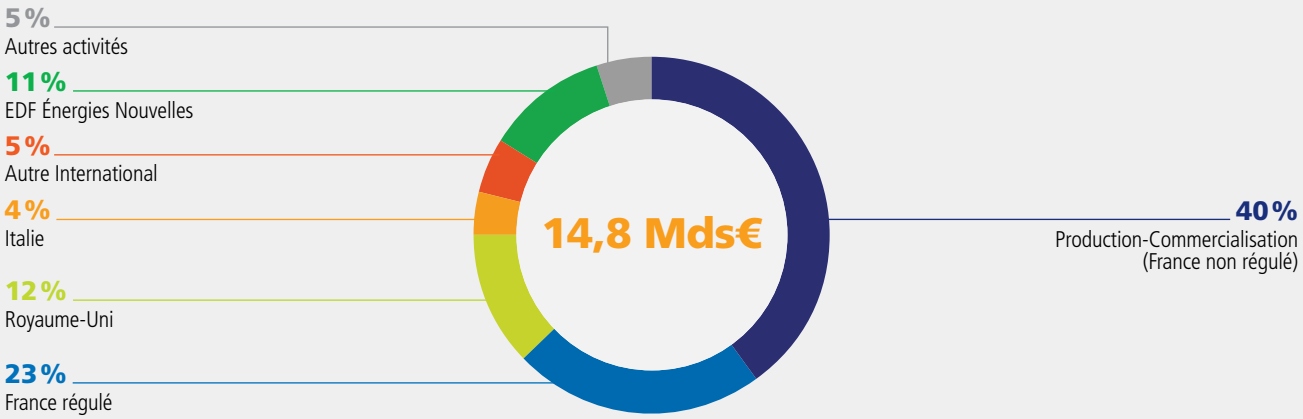
Investissements nets [1] en 2015 en M€



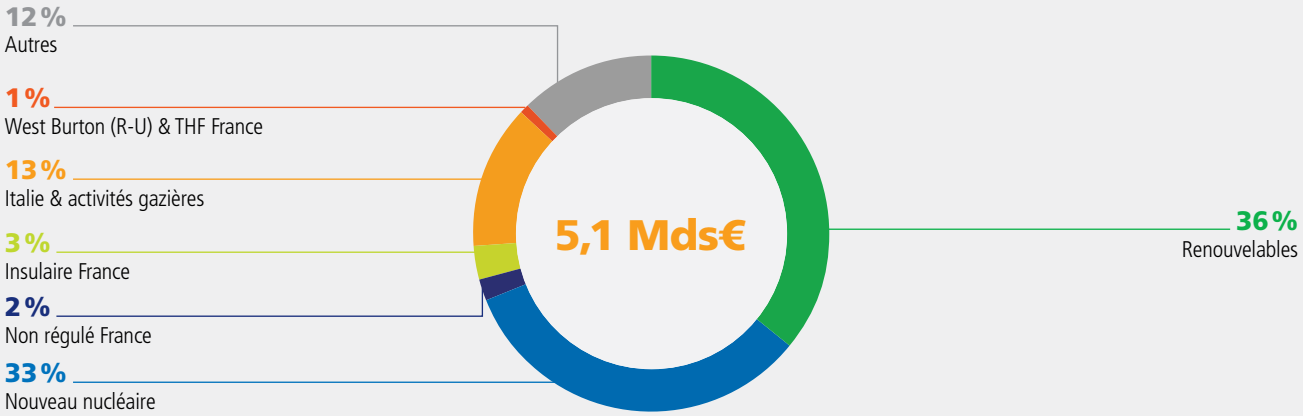
(1) Investissements nets y compris Linky et nouveaux développements nets des cessions d'actifs.

Chiffres **clés**

Investissements opérationnels bruts [1]

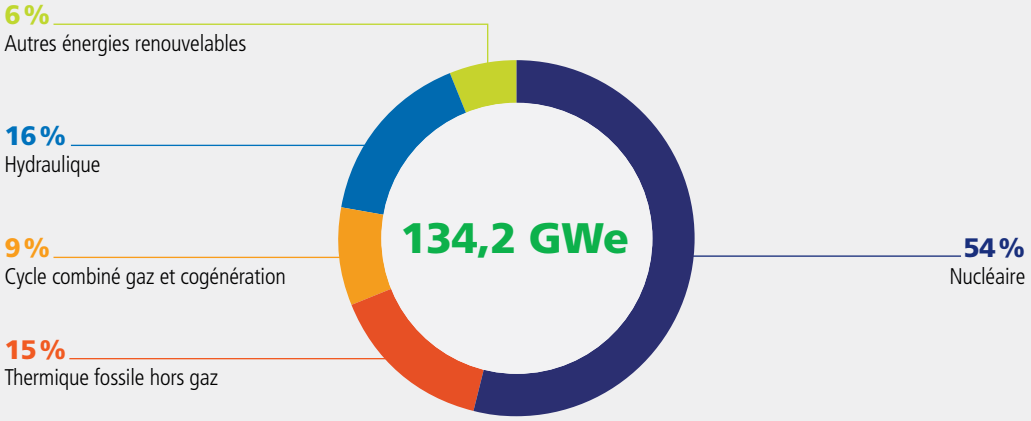


Investissements opérationnels bruts de développement [1]

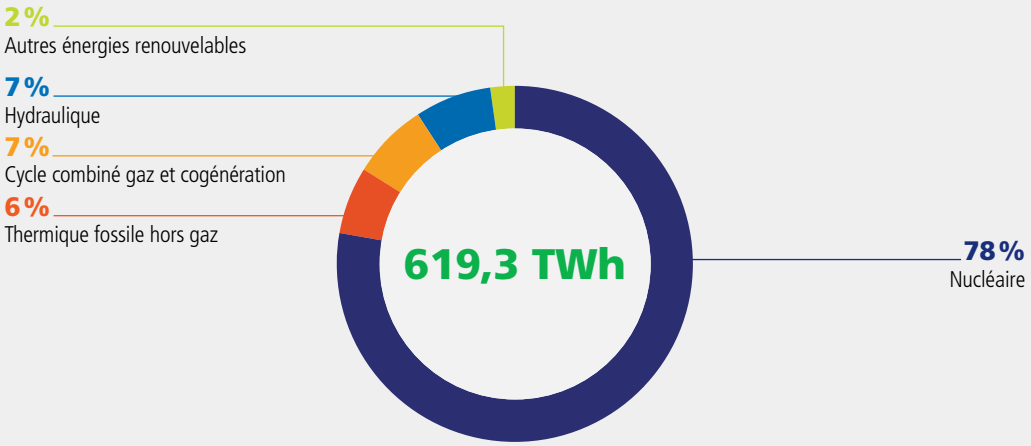


(1) Investissements opérationnels bruts y compris Linky et nouveaux développements.

Puissance nette installée



Production nette d'électricité



Gouvernement **d'entreprise**

LE CONSEIL D'ADMINISTRATION

ATTRIBUTIONS

Le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité et veille à leur mise en œuvre. Il délibère sur les principales orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques ainsi que sur les sujets que la loi lui a expressément confiés ou qu'il s'est réservés.

COMPOSITION

Présidé par Jean-Bernard Levy, le Conseil d'administration est constitué comme suit :

11 administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires :

Jean-Bernard LÉVY, Président-Directeur Général d'EDF

Olivier APPERT, Délégué général de l'Académie des Technologies

Philippe CROUZET, Président du Directoire de Vallourec

Bruno LAFONT, Co-président du Conseil d'administration de LafargeHolcim et Président d'honneur de Lafarge

Bruno LECHEVIN, Président de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)

Marie-Christine LEPETIT, Chef du service de l'Inspection générale des finances

Colette LEWINER, Administratrice professionnelle

Gérard MAGNIN, Membre du Conseil Economique, Social et Environnemental de Bourgogne Franche-Comté

Christian MASSET, Secrétaire général du ministère des Affaires étrangères et du développement international

Laurence PARISOT, Vice-présidente du Directoire du groupe IFOP

Philippe VARIN, Président du Conseil d'administration d'AREVA*

1 représentant de l'État :

Martin VIAL, Commissaire aux participations de l'État

6 administrateurs élus par les salariés :

Christine CHABAUTY, parrainée par la CGT

Jacky CHORIN, parrainé par FO

Marie-Hélène MEYLING, parrainée par la CFDT

Jean-Paul RIGNAC, parrainé par la CGT

Christian TAXIL, parrainé par la CFE-CGC

Maxime VILLOTA, parrainé par la CGT

En outre, le Commissaire du Gouvernement et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société ainsi que le Secrétaire du Comité central d'entreprise assistent aux séances du Conseil d'administration avec voix consultative.

** Compte tenu des discussions engagées entre EDF et AREVA en 2015, M. Varin a suspendu, à compter du 9 juin 2015, sa participation aux travaux du Conseil d'administration d'EDF, avant de faire part, par une lettre du 31 mars 2016, de sa décision de démissionner avec effet à la date de l'Assemblée générale du 12 mai 2016. La nomination de Mme Claire Pedini sera proposée à l'Assemblée du 12 mai 2016 en remplacement de M. Varin (voir section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).*

LE COMITÉ EXÉCUTIF

01 Jean-Bernard LÉVY
Président-Directeur Général d'EDF

02 Marc BENAYOUN
Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Gaz et Italie. Il est en outre Administrateur délégué d'Edison. Il supervise Fenice et Dunkerque LNG

03 Antoine CAHUZAC
Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Énergies renouvelables. Il assure en outre la Direction Générale d'EDF Énergies Nouvelles

04 Marianne LAIGNEAU
Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines du groupe EDF

05 Henri LAFONTAINE
Directeur Exécutif Groupe Commerce Optimisation Trading et Systèmes Énergétiques Insulaires

06 Dominique MINIÈRE
Directeur Exécutif Groupe en charge de la direction du Parc Nucléaire et Thermique

07 Xavier GIRRE
Directeur Exécutif Groupe en charge des finances

08 Vincent DE RIVAZ
Directeur Exécutif Groupe, Directeur Général d'EDF Energy

09 Simone ROSSI
Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Internationale

10 Pierre TODOROV
Directeur Exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général du Groupe

11 Philippe TORRION
Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Innovation, Stratégie et Programmation. Il supervise EDF Trading

12 Xavier URSAT
Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire. Il supervise Sofinel

13 Alexandre PERRA
Secrétaire du Comité Exécutif

Site EDF Lab Paris Saclay
©EDF

Présentation du groupe EDF

1.1 Histoire et évolution de la Société 12

1.2 Organisation du Groupe 14

1.2.1 Organigramme 14
1.2.2 Relations contractuelles intragroupe 16

1.3 Stratégie du Groupe 16

1.3.1 Environnement et enjeux stratégiques 16
1.3.2 Vision stratégique 17
1.3.3 Politique d'investissement 18

1.4 Description des activités du Groupe 18

1.4.1 Activités de production d'électricité en France 19
1.4.2 Activités de commercialisation 40
1.4.3 Activités d'optimisation et trading 43
1.4.4 Activités régulées en France 44
1.4.5 Activités du Groupe à l'international 52
1.4.6 Services énergétiques et autres activités 70

1.5 Environnement législatif et réglementaire 77

1.5.1 EDF entreprise publique 77
1.5.2 Service public en France 77
1.5.3 Législation relative au marché de l'électricité 78
1.5.4 Législation relative au marché du gaz 82
1.5.5 Les concessions de distribution publique d'électricité 83
1.5.6 Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité 84
1.5.7 Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie 92
1.5.8 Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF 92

1.6 Recherche et développement, brevets et licences 94

1.6.1 Organisation de la R&D et chiffres clés 94
1.6.2 Les priorités de la R&D 95
1.6.3 L'international et les partenariats 99
1.6.4 Politique de propriété intellectuelle 100

1.7 Propriétés immobilières 100

1.7.1 Actifs immobiliers tertiaires 100
1.7.2 Participation des employeurs à l'effort de construction 100
1.7.3 Prêts d'accession à la propriété 100

1.1 Histoire et évolution de la Société

EDF a été créé en 1946. Avant 1946, le secteur électrique s'était développé autour de nombreuses sociétés locales sur l'ensemble du territoire français. À la fin des années 1930 coexistaient en effet environ 200 entreprises de production, une centaine pour le transport, 1 150 pour la distribution.

En 1946, les secteurs de l'électricité et du gaz sont nationalisés. La loi du 8 avril 1946 crée EDF sous la forme d'un établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) et fonde le statut du personnel des Industries électriques et gazières (les IEG). La loi laisse toutefois subsister un certain nombre de Distributeurs Non Nationalisés (DNN) ou Entreprises Locales de Distribution (ELD).

Les années 1946-2000 sont celles du développement de l'outil industriel. Il s'agit d'abord du parc thermique (charbon puis fioul) et du parc hydraulique, avec notamment la construction des barrages de Tignes en 1952 et de Serre-Ponçon en 1960. En 1963, à la suite de la décision du Gouvernement d'assurer l'indépendance énergétique de la France par l'énergie nucléaire, EDF met en service la première unité de production nucléaire à Chinon (70 MW), première d'une série de six tranches de la filière Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG), dont la construction s'est échelonnée jusqu'en 1972. Les chocs pétroliers de 1973 et 1979 se traduisent par une accélération de la substitution du thermique par le nucléaire. En 1969, la filière UNGG est abandonnée pour la filière réacteur à eau pressurisée (REP), qui sera utilisée pour les nouvelles centrales : palier de 900 MW, soit 34 tranches dont la construction s'échelonnera jusqu'en 1988, puis palier de 1 300 MW, soit 20 tranches dont la construction s'échelonnera jusqu'en 1994, puis palier N4 de 1 450 MW, soit 4 tranches mises en service en 2000 et 2002.

À partir des années 1990, EDF s'implante de manière significative à l'étranger avec notamment, en décembre 1998, l'acquisition de 100 % de London Electricity (devenue EDF Energy le 30 juin 2003). Cette politique se poursuit en 2001, avec l'acquisition de 20 % d'EnBW (participation ensuite augmentée successivement pour être portée à 45,01 % en 2005), et avec la montée au capital de l'Italien Edison par le consortium IEB (63,8 %), dont EDF détient 18,03 %, et en 2002, où London Electricity acquiert 100 % du capital de EPN Distribution plc. et de Seeboard plc., deux sociétés de distribution d'électricité situées respectivement dans l'Est et le Sud-Est de l'Angleterre.

En France, le développement majeur de ces dernières années est l'ouverture du marché, sous l'impulsion des textes européens. En février 1999, les sites dont la consommation d'électricité dépasse 100 GWh/an, soit 20 % du marché, peuvent choisir leur fournisseur. Le seuil d'éligibilité est ensuite progressivement abaissé. En mai 2000, c'est 30 % du marché qui est ainsi ouvert à la concurrence, puis 37 % en février 2003. En juillet 2004, l'ensemble du marché des professionnels, soit 69 % du marché total, est ouvert. Depuis juillet 2007, l'ouverture est réalisée à 100 % avec les résidentiels.

Parallèlement, les structures nécessaires au bon fonctionnement d'un marché concurrentiel sont mises en place. La Commission de Régulation de l'Électricité, devenue Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), est créée en mai 2000. La même année, afin de garantir un accès non discriminatoire à tous les acteurs du marché, EDF crée le Réseau de Transport d'Électricité (devenu, en 2005, filiale à 100 % d'EDF sous la dénomination RTE EDF Transport, et aujourd'hui renommé RTE Réseau de Transport d'Électricité), entité interne et indépendante en charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité. En 2000, le Groupe forme, avec le spécialiste du négoce Louis Dreyfus, la société de négoce EDF Trading. Elle deviendra une filiale à 100 % d'EDF en 2003. En 2001, Euronext et différents acteurs industriels et financiers du marché de l'électricité, dont EDF, créent Powernext, la bourse française de l'électricité. En 2001, en contrepartie de l'autorisation de la prise de participation d'EDF dans EnBW, la Commission européenne demande à EDF de mettre en place un système d'enchères de capacités de production d'électricité (*Virtual Power Plants* – VPP), pour faciliter l'accès au marché à d'autres commercialisateurs. En 2003, le groupe EDF cède sa participation dans la Compagnie nationale du Rhône à Suez (désormais Engie).

Le 20 novembre 2004, en application de la loi du 9 août 2004, EDF devient une société anonyme à Conseil d'administration.

En 2005, EDF et A2A SA (anciennement AEM SpA) prennent le contrôle conjoint d'Edison à la suite du lancement d'une offre publique d'achat. Le Groupe met par ailleurs en œuvre sa stratégie de recentrage sur l'Europe en cédant le contrôle de ses filiales Edenor et Light, ainsi que ses actifs au Mexique.

EDF est introduit en bourse au second semestre de l'année 2005. Cette opération est effectuée par la mise à disposition du marché de 196 371 090 actions nouvelles émises par la Société et par la cession de plus de 34,5 millions de titres détenus par l'État auprès de salariés et anciens salariés d'EDF et de certaines de ses filiales. Elle est suivie par la cession de 45 millions de titres détenus par l'État le 3 décembre 2007.

Fin 2006, EDF Énergies Nouvelles, filiale détenue à 50 % par le groupe EDF, est introduite en bourse.

Depuis le 1er janvier 2008, l'activité de distribution d'EDF est assurée par Électricité Réseau Distribution France (ERDF), filiale détenue à 100 % par EDF et issue de la filialisation des activités de distribution en application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

En 2008-2009, le groupe EDF devient un acteur majeur du renouveau du nucléaire à l'international, en créant une joint-venture avec l'électricien chinois CGN et en rachetant British Energy, l'un des plus gros énergéticiens du Royaume-Uni, et près de la moitié des actifs nucléaires de Constellation Energy aux États-Unis. EDF acquiert par ailleurs 51 % de la société belge EDF Luminus, participation portée à 63,5 % courant 2010.

EDF cède en 2010 ses réseaux de distribution britanniques au groupe Cheung Kong de Hong Kong, et en 2011 sa participation de 45,01 % dans EnBW au Land de Bade-Wurtemberg.

En 2011, après dix ans de partenariat stratégique en tant qu'actionnaire à 50 % d'EDF Énergies Nouvelles, EDF renforce son positionnement d'acteur de référence de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables en portant sa participation dans la société à 100 % à l'issue d'une offre publique alternative simplifiée d'achat et d'échange portant sur les actions EDF Énergies Nouvelles suivie d'un retrait obligatoire.

En 2012, après plus de sept ans de partenariat stratégique avec A2A, EDF prend le contrôle d'Edison, la plus ancienne compagnie électrique italienne et l'un des principaux acteurs du marché électrique italien, quatrième marché européen. Cette opération s'inscrit dans la mise en œuvre de la stratégie gazière du Groupe, qui s'appuiera sur les compétences d'Edison dans l'ensemble de la chaîne gazière, allant de l'exploration-production d'hydrocarbures à la commercialisation directe de gaz naturel.

En 2013, EDF et Energetický a průmyslový holding a. s. (EPH), entreprise tchèque leader dans le domaine de l'énergie en Europe centrale et de l'Est, signent un accord définitif pour la cession à EPH de 49 % de Stredoslovenská Energetika a. s. (SSE), deuxième distributeur et fournisseur d'électricité en Slovaquie.

En 2014, EDF délègue à Exelon, premier exploitant nucléaire américain, la gestion opérationnelle des cinq réacteurs nucléaires de la société Constellation Energy Nuclear Group (CENG), détenue à 49,99 % par EDF et à 50,01 % par Exelon. En outre, EDF reprend l'intégralité des activités de Dalkia en France – acteur mondial majeur dans le domaine des services énergétiques –, y compris le groupe Citelum, tandis que les activités du groupe Dalkia à l'international sont reprises par Veolia. Enfin, F2i, Edison et EDF Énergies Nouvelles créent le troisième plus grand opérateur italien du secteur des énergies renouvelables, avec environ 600 MW de capacité installée, détenu à 70 % par F2i et à 30 % par une société holding détenue par Edison et EDF Énergies Nouvelles.

Le 10 décembre 2015, EDF International (EDF I) et EP Energy a. s. ont finalisé la cession de la participation majoritaire d'EDF dans l'entreprise hongroise Budapesti Erőmű Zrt (BE Zrt), qui détient trois centrales de cogénération à gaz.

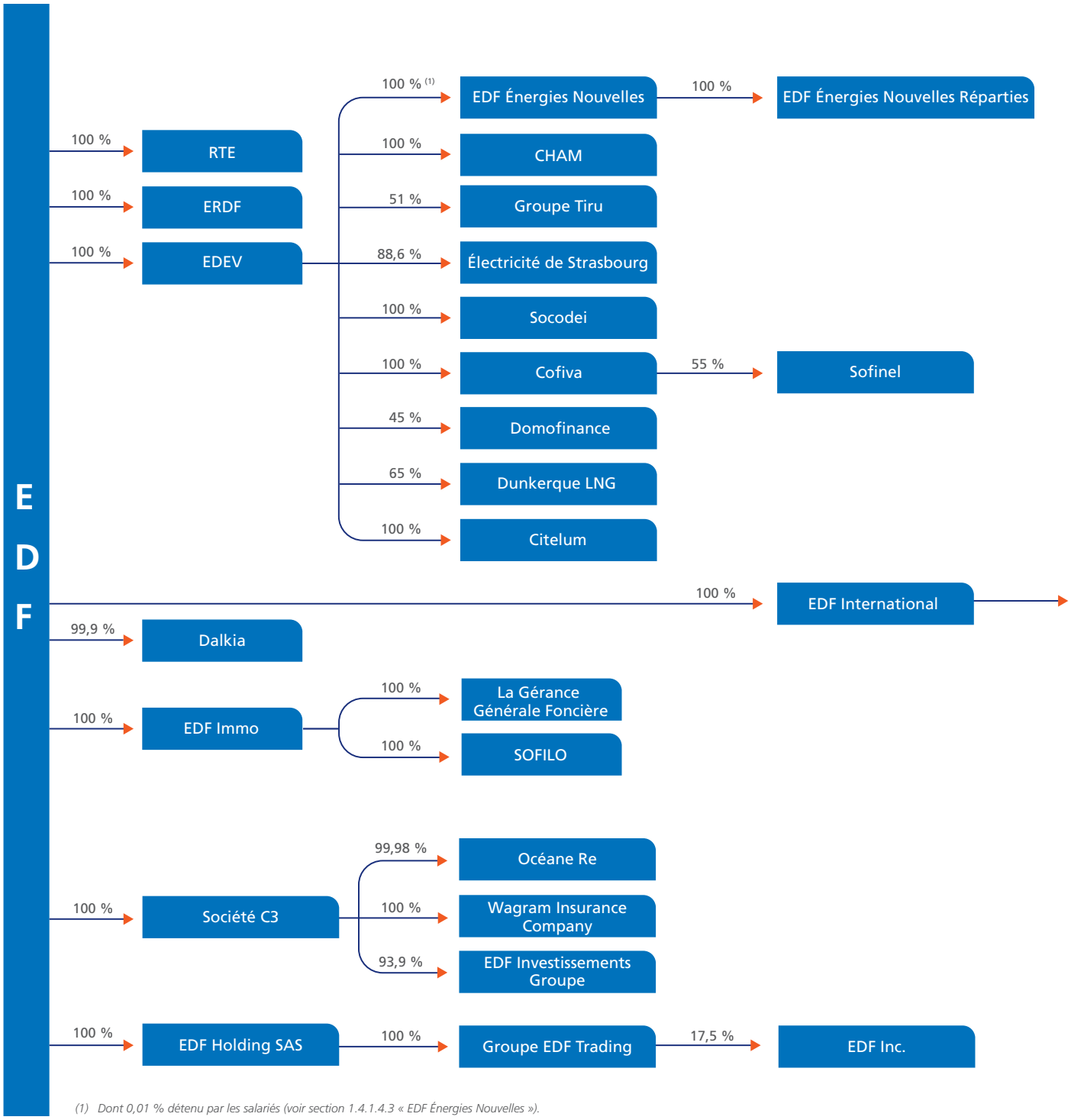
Le 21 décembre 2015, EDF et Macquarie European Infrastructure Fund IV (MEIF4) ont finalisé la cession de la participation minoritaire de 25 % d'EDF dans Energie Steiermark AG (Estag) à MEIF4. EDF avait annoncé le 10 juillet 2015 la signature d'un accord avec MEIF4.

1.2 Organisation du Groupe

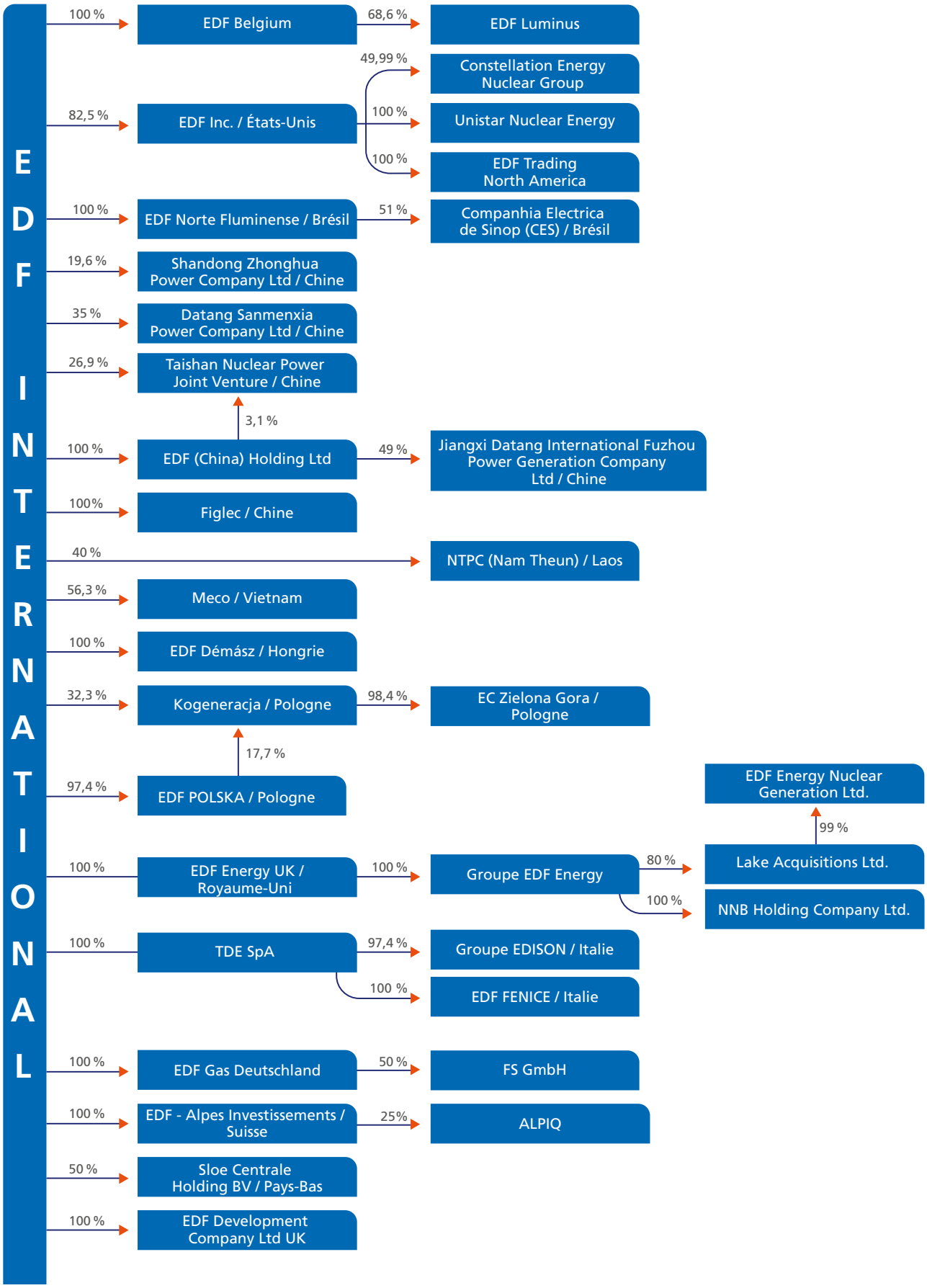
1.2.1 ORGANIGRAMME

Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2015 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité correspondent à la quote-part d'intérêt dans le capital.

Les sociétés ou groupes de sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés à la note 51 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015.



(1) *Dont 0,01 % détenu par les salariés (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »).*


EDF INTERNATIONAL
100 %
EDF Belgium
68,6 %
EDF Luminus
49,99 %
Constellation Energy Nuclear Group
82,5 %
EDF Inc. / États-Unis
100 %
Unistar Nuclear Energy
100 %
EDF Trading North America
100 %
EDF Norte Fluminense / Brésil
51 %
Companhia Electrica de Sinop (CES) / Brésil
19,6 %
Shandong Zhonghua Power Company Ltd / Chine
35 %
Datang Sanmenxia Power Company Ltd / Chine
26,9 %
Taishan Nuclear Power Joint Venture / Chine
3,1 %
100 %
EDF (China) Holding Ltd
49 %
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd / Chine
100 %
Figlec / Chine
40 %
NTPC (Nam Theun) / Laos
56,3 %
Meco / Vietnam
100 %
EDF Démász / Hongrie
32,3 %
Kogeneracja / Pologne
98,4 %
EC Zielona Gora / Pologne
17,7 %
97,4 %
EDF POLSKA / Pologne
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.
99 %
100 %
EDF Energy UK / Royaume-Uni
100 %
Groupe EDF Energy
80 %
Lake Acquisitions Ltd.
100 %
NNB Holding Company Ltd.
100 %
TDE SpA
97,4 %
Groupe EDISON / Italie
100 %
EDF FENICE / Italie
100 %
EDF Gas Deutschland
50 %
FS GmbH
100 %
EDF - Alpes Investissements / Suisse
25%
ALPIQ
50 %
Sloe Centrale Holding BV / Pays-Bas
100 %
EDF Development Company Ltd UK

1.2.2 RELATIONS CONTRACTUELLES INTRAGROUPE

Conventions de centralisation de trésorerie conclues entre EDF et ses filiales

La centralisation de la trésorerie mise en place par EDF permet de mutualiser l'ensemble des positions de ses filiales et d'optimiser ainsi la liquidité du Groupe. Ce *cash pooling* se traduit par une centralisation physique des soldes des filiales au niveau d'EDF. Il concerne certaines filiales, tant françaises qu'internationales. Il ne concerne pas RTE.

Le système de centralisation de trésorerie des sociétés du groupe EDF est défini dans le cadre de conventions de trésorerie. Une convention bipartite signée entre EDF et chacune des filiales définit les conditions spécifiques de la relation (rémunération des soldes, etc.).

Au niveau international, les filiales participantes adhèrent à une convention-cadre, ce qui confère à EDF le statut de Centrale de Trésorerie.

EDF centralise également l'ensemble des flux en devises de ses filiales françaises.

Flux financiers entre EDF et ses filiales

Outre les flux financiers liés aux conventions de centralisation de trésorerie mentionnés ci-dessus, les flux financiers existant entre EDF et ses filiales sont également liés aux remontées de dividendes au sein du Groupe. Une part substantielle des dividendes mis en paiement par certaines filiales du Groupe (dont EDF Energy) est exclusivement versée à EDF International. La totalité des dividendes reçus par EDF International en 2015 est de 217 millions d'euros. EDF a reçu de ses filiales consolidées en 2015 un montant total de dividendes de 2 066 millions d'euros.

Les autres flux financiers existant entre EDF et ses filiales correspondent principalement aux prêts, apports et garanties consentis par la maison mère du Groupe au bénéfice de certaines de ses filiales.

Dans le cadre de la politique de centralisation du financement du Groupe décidée en 2006, EDF centralise le financement de ses filiales via la société EDF Investissements Groupe, située en Belgique, dont l'objet principal est d'accorder des financements intragroupes de moyen et long termes.

Par ailleurs, les achats de combustibles nucléaires sont centralisés au sein d'EDF SA y compris ceux destinés à sa filiale EDF Energy.

En ce qui concerne les flux financiers liés aux redevances versées par les filiales, des contrats de prestations de services intragroupes ont été mis en place avec les principales filiales du périmètre de consolidation depuis 2012. EDF peut également être amené à fournir des prestations ponctuelles à certaines filiales ou entités hors Groupe. Par ailleurs, à l'issue des travaux de valorisation de la marque EDF, la Société a mis en place des contrats de licence de marque avec les filiales utilisant la marque EDF.

1.3 Stratégie du Groupe

1.3.1 ENVIRONNEMENT ET ENJEUX STRATÉGIQUES

Le marché et le contexte réglementaire mettent aujourd'hui le modèle économique des électriciens européens en situation contrainte, alors que des investissements importants sont requis pour maintenir les actifs existants et, à plus long terme, pour renouveler les parcs de production :

- la demande électrique en Europe est atone (+0,6 % en moyenne annuelle entre 2000 et 2014 [1]) mais d'importantes capacités d'énergies subventionnées sont néanmoins raccordées aux réseaux (+45 GW éolien entre 2010 et 2014, soit +53 % [2]), induisant une situation de surcapacité du parc de production européen ;
- les prix des combustibles sont à la baisse (pétrole, gaz, charbon) et celle-ci s'est accentuée fin 2015 ;
- le prix du CO_2 est très bas, en contradiction avec les ambitions de décarbonisation et de transition énergétique en Europe ;
- il en résulte des prix de marché de l'électricité dépréciés, dont la chute s'accélère fin 2015 ;
- cette situation surcapacitaire du parc de production européen pourrait perdurer (excepté au Royaume-Uni) si aucune évolution du contexte de marché n'est entreprise par les pouvoirs publics.

Par contraste, la consommation d'électricité est en forte croissance dans les pays émergents, notamment en Asie, ce qui profite aux électriciens de ces zones avec des prévisions [1] de l'ordre de +190 TWh par an en Chine entre 2013 et 2040 (+2,5 % par an en moyenne) et +50 TWh par an en Afrique (+3,9 % par an), contre +7 TWh par an dans l'Union européenne (+0,2 % par an).

En Europe, la France et le Royaume-Uni développent des politiques d'indépendance énergétique bas carbone reposant principalement sur un mix conjuguant efficacité énergétique, énergies renouvelables et nucléaire, avec un complément gaz utile à la flexibilité des systèmes électriques. En France, l'électricité est également utilisée comme vecteur de décarbonisation, et le Royaume-Uni a mis en place un modèle de marché cohérent avec cette politique (*Carbon Price Floor, Contracts for Difference,* marché de capacité…).

L'accord trouvé à Paris lors de la 21e Conférence des Parties (COP 21) confirme la mobilisation contre le changement climatique et la montée en puissance des transitions énergétiques au-delà de l'Europe.

De plus, des territoires et des clients aspirent à être de plus en plus acteurs de leur consommation et de leur politique énergétique. Ces nouvelles attentes poussent les énergéticiens à imaginer de nouvelles solutions et de nouveaux modèles plus décentralisés, facilités par les innovations technologiques du numérique et des télécommunications, et par l'émergence de nouveaux usages.

Le secteur électrique est donc plus que jamais en transformation, au croisement des évolutions technologiques et sociétales de moyen et de long termes. Dans ce contexte, et avec ces perspectives, les électriciens européens ont réduit leurs investissements et les réorientent vers des segments ciblés, notamment dans les énergies renouvelables, les zones de croissance, la distribution, les réseaux et les services.

Ainsi, EDF doit répondre à des enjeux stratégiques spécifiques :

- être un acteur responsable de la lutte contre le changement climatique : contribuer à la réalisation des objectifs de la loi relative à la transition énergétique et à la croissance verte en France, à ceux du *Climate Change Act* au Royaume-Uni et plus largement à ceux des Paquets Énergie-Climat 2020 et 2030 de l'Union européenne ;

1. *Source : AIE,* World Energy Outlook, *novembre 2015.*
2. *Source : Enerdata.*

- garantir la performance économique et la sûreté des actifs nucléaires ;
- innover pour se différencier et pour être en capacité technologique et économique de renouveler et d'élargir ses productions et ses services aux clients, en particulier numériques, et contribuer ainsi à la sécurité énergétique ;
- inscrire dans la durée le groupe EDF comme un acteur emblématique de service public, notamment en matière de solidarité et de lutte contre la précarité énergétique, de respect, de responsabilité et d'éthique dans la conduite des affaires ;
- s'adapter pour mettre le Groupe sur une trajectoire de création de valeur pérenne pour l'ensemble des parties prenantes ;
- mobiliser les salariés et créer les conditions associant le développement de chacun à la transformation du Groupe.

1.3.2 VISION STRATÉGIQUE

Électricien performant et responsable, champion de la croissance bas carbone : c'est l'ambition du groupe EDF, portée par la stratégie CAP 2030. Cette ambition se décline en trois priorités, qui combinent la recherche de relais de croissance à la valorisation des actifs existants :

- proximité avec les clients et les territoires ;
- production bas carbone, avec un mix équilibré entre nucléaire et énergies renouvelables ;
- développement international.

1.3.2.1 Proximité avec les clients et les territoires

Afin d'accompagner les clients et les territoires dans leur transition énergétique, le groupe EDF constitue déjà un développeur de solutions énergétiques bas carbone compétitives pour ses clients et les territoires, ainsi qu'un référent industriel des réseaux intelligents.

La position forte du Groupe dans les services énergétiques en France au travers de Dalkia doit servir de base pour accompagner les entreprises et les collectivités dans leur recherche de performance énergétique et de développement de la production locale et décentralisée. Une gamme de services énergétiques numériques pour les particuliers sera déployée d'ici 2018 en France et dans les pays cœurs européens (pilotage de la consommation en temps réel entre autres). En parallèle, la relation avec ces clients sera enrichie de nouvelles technologies et fonctionnalités numériques, notamment en aval par des systèmes de comptage communicant déployés dans plusieurs pays.

Le groupe EDF met en œuvre la transition énergétique :

- en développant des solutions d'économies d'énergie auprès de ses clients (isolation, solutions à haut rendement, déploiement d'outils notamment numérique comme e.quilibre permettant aux clients particuliers de piloter leur consommation…) ;
- en travaillant à la substitution des énergies fossiles par de nouveaux usages performants de l'électricité, pour qu'ils représentent 15 à 30 TWh supplémentaires en France d'ici à 2030 (mobilité électrique, habitat bas carbone…) ;
- en développant et exploitant des réseaux de chaleur utilisant des énergies renouvelables et de récupération ;
- en valorisant les expériences spécifiques conduites dans les territoires insulaires.

Enfin, le développement des énergies renouvelables, le déploiement des compteurs communicants Linky et l'émergence des métropoles, placent les réseaux de distribution au cœur du système électrique. Le distributeur a un rôle clé qui le conduit à être un facilitateur de la transition énergétique.

Pour accompagner les transitions énergétiques, le Groupe accélère la Recherche & Développement sur le stockage, le solaire, la mobilité électrique et les nouveaux réseaux. Il accentue également ses efforts en matière d'innovation pour proposer à ses clients des solutions et des services répondant toujours mieux à leurs attentes.

1.3.2.2 Production bas carbone : nucléaire et énergies renouvelables

Pour rester leader des grandes installations de production d'électricité bas carbone, le Groupe souhaite équilibrer son mix de production en accélérant le développement des énergies renouvelables et en garantissant la sûreté et la performance du parc nucléaire existant et du nouveau nucléaire. De fait, le parc nucléaire d'EDF donne déjà à la France une avance considérable vis-à-vis de ses voisins en termes de limitation des émissions de gaz à effet de serre.

L'ambition de production bas carbone passe par un développement de la base d'actifs d'énergies renouvelables et d'hydraulique du Groupe, avec l'objectif de multiplier presque par deux sa puissance installée : de 28 GW en 2014 à 50 GW en 2030. Le développement hors de France de ces actifs sera conduit en cohérence avec la stratégie internationale du Groupe.

Sous réserve des autorisations nécessaires, EDF investira pour prolonger, dans les meilleures conditions de sûreté, la durée de fonctionnement du parc nucléaire français au-delà de 40 ans, la compétitivité économique et carbone de ce parc étant en effet avérée. Dans ce cadre, le principe du « Grand carénage » a déjà été approuvé le 22 janvier 2015 par le Conseil d'administration d'EDF. Des investissements seront aussi réalisés pour prolonger la durée de fonctionnement du parc britannique existant de 8 ans en moyenne. Le Groupe veut également assurer la compétitivité du nouveau nucléaire pour offrir une option de renouvellement de tout ou partie de ses parcs européens. Électricien responsable, le Groupe continuera à s'investir dans la préparation à la déconstruction du parc nucléaire et à la gestion des déchets en France et au Royaume-Uni.

En cohérence avec la priorité d'une production bas carbone, EDF soutient la nécessité de mettre en place, sans plus attendre des mesures visant au relèvement du prix du CO_2 afin d'orienter les décisions des acteurs industriels et financiers vers les gisements de réduction nécessaires les moins coûteux.

1.3.2.3 Développement international

Le groupe EDF veut être un acteur clé du paysage énergétique en France et dans ses pays cœurs en participant à la sécurité énergétique, au renforcement de la compétitivité économique et à la décarbonisation de l'économie européenne, en cohérence avec les politiques publiques.

Le Groupe cherche également à se développer hors de la plaque européenne, aujourd'hui très exposée à la baisse des prix de marché et dont les perspectives de croissance sont limitées. Dans ce cadre, il se concentre à l'international sur un nombre limité de pays cibles, sur lesquels il peut déployer son expertise industrielle aux côtés de partenaires dans des projets de croissance organique.

Toutes les compétences du Groupe utiles à ces développements seront mobilisées : renouvelables, services énergétiques, nouveau nucléaire mais aussi autres ingénieries (de réseaux, thermique, hydraulique, etc.), capacité de *trading* et d'acheminement de gaz en Europe et dans le monde.

1.3.2.4 Grands principes de CAP 2030

1.3.2.4.1 Transformation

Le Groupe mobilise les salariés autour d'une nouvelle ambition humaine adaptée à ses enjeux et aux attentes de ses salariés : santé et sécurité, numérique et nouveaux modes de travail, responsabilité et simplification, compétences, modèle de reconnaissance.

Au service de cette ambition humaine, le Groupe s'est lancé dans l'évolution de ses pratiques managériales, dans la simplification de ses organisations et de ses modes de fonctionnement, et dans le renforcement de la transversalité et de la promotion de l'innovation.

La transformation numérique d'EDF s'accélère : pour les salariés et les modes de fonctionnements internes, pour les clients, pour la gestion et la conception des actifs industriels.

À la fois donnée d'entrée et résultat du programme de transformation, l'amélioration de la performance est une priorité. Le Groupe renforce la maîtrise de ses coûts pour les adapter à son environnement. L'approche est différenciée selon les périmètres considérés (filières transverses, entités opérationnelles, etc.).

1.3.2.4.2 EDF en 2030

L'ambition CAP 2030 permet au Groupe de développer un portefeuille d'actifs centré sur l'énergie décarbonée : services pour les clients, solutions énergétiques décentralisées, nucléaires et renouvelables. Les facteurs clés de la réussite de CAP 2030 sont :

- la maîtrise des grands projets et la réussite du *design to cost* (c'est-à-dire d'une conception garantissant à la fois la sûreté et la compétitivité) des nouveaux modèles de réacteurs nucléaires ;
- la sélectivité des investissements à l'international ;
- la valorisation du portefeuille de clients ;
- la transformation des modes de fonctionnement du Groupe et la mobilisation de tous.

1.3.3 POLITIQUE D'INVESTISSEMENT

1.3.3.1 Investissements en 2015

Le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 14,8 milliards d'euros en 2015, contre 13,7 milliards d'euros en 2014. Les investissements opérationnels de développement bruts ont représenté 5,1 milliards d'euros en 2015, dont 1,8 milliard dans les énergies renouvelables (y compris hydrauliques) et 1,7 milliard dans le Nouveau Nucléaire. Les investissements nets, y compris Linky et nouveaux développements nets des cessions d'actifs, ont été de 12,7 milliards d'euros en 2015, contre 11,9 milliards d'euros en 2014, répartis entre les domaines régulé (26 %) et non régulé (74 %).

Dans le domaine non régulé, les investissements nets de développement de nouvelles capacités (notamment dans les énergies renouvelables et le nouveau nucléaire en France et au Royaume-Uni) représentent 3,2 milliards d'euros. Les investissements de maintenance s'élèvent à 6,2 milliards d'euros, dont 3,6 milliards d'euros pour la maintenance nucléaire en France.

Les investissements nets en France (9,1 milliards d'euros) sont en hausse de +3,5 %, reflétant la volonté d'investissements du Groupe de ces dernières années dans l'outil industriel. Le Groupe a poursuivi ses efforts d'investissements à l'international (3,1 milliards d'euros), notamment par le biais de sa filiale EDF Energy au Royaume-Uni pour près d'1,8 milliard d'euros, et via ses filiales italiennes (Edison et Fenice) pour 0,6 milliard d'euros. 0,5 milliard d'euros ont également été investis dans les autres activités (EDF Énergies Nouvelles, activités gazières et Dalkia notamment), en grande partie localisées en France.

1.3.3.2 Investissements à l'horizon 2016-2018

Sur la période 2016-2018, le Groupe livrera de grands projets industriels, dont certains sont déjà à un stade avancé, comme le terminal méthanier de Dunkerque ou l'EPR (European Pressurized water Reactor) de Flamanville 3. Le Groupe prévoit également de poursuivre ses investissements dans le nouveau nucléaire britannique, les réseaux de distribution en France, ainsi que dans les énergies renouvelables, conformément à sa stratégie d'électricien intégré et à la lumière du programme CAP 2030. Ainsi, le Groupe a atteint un montant d'investissements nets en 2015 de 12,7 milliards d'euros, soit 12,4 milliards d'euros hors nouveaux développements nets de cessions. Ces investissements devraient diminuer au fur et à mesure des mises en service des grands projets, pour atteindre un maximum de 10,5 milliards d'euros en 2018 hors nouveaux développements nets de cessions. Les projets de développement devront être financés par des cessions d'actifs non stratégiques, en cohérence avec la stratégie CAP 2030.

1.4 Description des activités du Groupe

Le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production nucléaire, renouvelable et fossile, le transport, la distribution, la commercialisation, les services d'efficacité et de maîtrise de l'énergie, ainsi que le négoce d'énergie. Il est l'acteur principal du marché français de l'électricité et bénéficie de positions fortes en Europe (Royaume-Uni, Italie, pays d'Europe centrale et orientale) qui en font l'un des électriciens leader dans le monde et un acteur gazier reconnu.

Avec une puissance installée nette de 134,2 GWe [1] dans le monde au 31 décembre 2015 pour une production mondiale de 619,3 TWh [1], le Groupe dispose de l'un des plus importants parcs de production au monde et, parmi les dix plus grands énergéticiens de la planète, du parc le moins émetteur de CO_2 par kilowattheure produit [2] grâce à la part du nucléaire, de l'hydraulique et des autres énergies renouvelables dans son mix de production.

Le groupe EDF fournit de l'électricité, du gaz et des services associés à 37,6 millions de comptes client [3] dans le monde (dont 27,8 millions en France).

Les activités de production d'électricité constituent des opérations non régulées et en concurrence, au même titre que la commercialisation d'électricité et de gaz (voir section 1.4.2 « Activités de commercialisation ») et l'optimisation amont/aval (voir section 1.4.3 « Activités d'optimisation et trading »). Le Groupe met ainsi en œuvre un modèle intégré pour la gestion opérationnelle conjointe de ses portefeuilles d'actifs amont (production, achats d'énergies et de combustibles) et aval (ventes en gros, commercialisation) pour garantir la fourniture d'énergie à ses clients avec la meilleure maîtrise possible des risques liés aux aléas physiques et de marché, dans une optique de maximisation de la marge brute.

Par ailleurs, le Groupe opère également sur les secteurs régulés du transport et de la distribution d'électricité (voir section 1.4.4 « Activités régulées en France »).

1. *Source : EDF. Chiffres calculés conformément aux règles de consolidation comptable.*
2. *Source : comparaison basée sur les données publiées par ces dix groupes.*
3. *Un client peut avoir deux comptes client : un pour l'électricité et un autre pour le gaz.*

1.4.1 ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

En France continentale, les activités de production d'électricité sont partagées depuis 2015 entre la Direction du Parc Nucléaire et Thermique et le Pôle des Énergies Renouvelables. Outre ces deux directions, la Direction Ingénierie et Projet Nouveau Nucléaire est en charge des projets de développement des nouveaux moyens de production nucléaire du Groupe, en France comme à l'étranger. Ces trois directions disposent chacune de l'ensemble des compétences et des leviers de performance nécessaires pour exploiter le premier parc de production d'électricité européen et assurer son développement et sa pérennité et apportent leurs compétences techniques et industrielles à l'ensemble du Groupe dans ces trois domaines (voir aussi section 1.4.5 « Activités du Groupe à l'international »).

Atouts du parc de production

Le parc de production du Groupe possède des atouts significatifs :

- un mix de production compétitif, avec de faibles coûts variables de production [1] et une exposition limitée aux fluctuations des marchés des hydrocarbures et du charbon grâce aux parcs nucléaire et hydraulique ;
- une diversité des moyens de production permettant de répondre de façon adéquate à la couverture des besoins du portefeuille « aval » d'EDF (clients finals, ventes aux fournisseurs alternatifs, ventes sur les marchés de gros, etc.). L'appel aux différentes composantes du parc est géré en donnant, à chaque instant, la priorité aux moyens offrant les coûts variables les plus bas : l'hydraulique au fil de l'eau est utilisé en production de base ; le nucléaire, en raison de son coût variable de production peu élevé, fonctionne en base et semi-base ; l'hydraulique modulable (correspondant à des barrages de retenue) et le parc thermique sont sollicités en production de semi-base et de pointe ;
- un parc nucléaire standardisé et important dont EDF assure la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie. Par ailleurs, EDF met en œuvre les actions visant à améliorer les performances techniques de ses centrales et à en étendre la durée de fonctionnement ;
- un parc produisant à plus de 95 % sans émission de CO_2 grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique, dans un contexte réglementaire environnemental de plus en plus contraignant ;
- une position géographique à la croisée des échanges d'électricité entre la plaque continentale et les péninsules électriques (Italie, Espagne, Royaume-Uni).

Composition et caractéristiques du parc installé

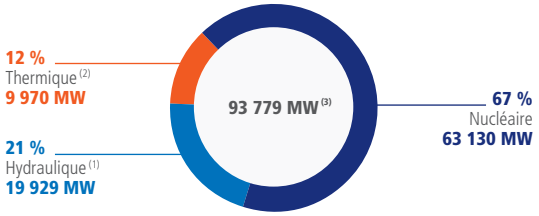
Avec une puissance installée totale de 95,2 GW en France continentale [2] au 31 décembre 2015, EDF dispose du parc de production le plus important d'Europe, représentant près de 10 % de la puissance installée totale des principaux pays d'Europe (soit les 35 zones membres d'ENTSO-E – *European Network Transmission System Operators for Electricity* –, qui comprend notamment l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne [3]).

En 2015, la production du parc d'EDF en France a été de 455,7 TWh nette de la consommation du pompage hydraulique, et de 462,5 TWh consommation du pompage hydraulique comprise.

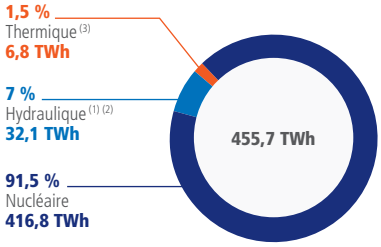
Le parc en France continentale se compose au 31 décembre 2015 de :

- 58 tranches nucléaires fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (REP – une tranche étant définie comme une unité de production regroupant un réacteur, des générateurs de vapeur, une turbine, un alternateur, leurs auxiliaires ainsi que les bâtiments pour accueillir l'ensemble). Ces tranches, de puissances électriques variables allant de 900 MW à 1 500 MW, sont réparties sur 19 sites et ont une moyenne d'âge de 30 ans ;
- 27 tranches thermiques en fonctionnement, ayant une moyenne d'âge d'environ 24 ans ;
- 433 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de 71 ans [4] (voir section 1.4.1.4.1 « Production hydraulique en France ») ;
- les capacités de production éoliennes d'EDF Énergies Nouvelles en France (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles ») et des usines d'incinération du groupe Tiru en France (voir section 1.4.6.1.3 « Tiru ») ;
- 81 centrales hydrauliques détenues par des filiales du Groupe : SHEMA (100 %), FHYM (98,82 %), CERGA (détenue à 50/50 avec l'énergéticien allemand EnBW). Ces centrales représentent un total d'environ 184 MW de capacité installée en 2015 et d'environ 951 GWh de productible [5].

CAPACITÉ INSTALLÉE ET PRODUCTION 2015 EN FRANCE CONTINENTALE



NB : exprimé en mégawatts de puissance maximale couplée au réseau.
(1) Hors Corse et outre-mer, soit 440 MW en 2015.
(2) Hors Corse et outre-mer, soit 874 MW en 2015.
(3) Hors capacités éoliennes de 12 MW et y compris capacités marémotrices de 240 MW.



(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,3 TWh en 2015.
(2) Production nette du pompage : la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des STEP s'élève à 6,8 TWh en 2015, ce qui conduit à une production hydraulique non réduite de la consommation liée au pompage de 38,9 TWh, et comprenant la production marémotrice de la Rance (530 GWh).
(3) Hors Corse et outre-mer, soit 1,7 TWh en 2015.

1. *Les coûts variables de production correspondent à l'ensemble des coûts qui varient directement avec la quantité d'énergie produite. Pour la production d'électricité, les coûts variables sont essentiellement constitués par le combustible.*
2. *Pour la Corse et l'outre-mer, voir section 1.4.4.3 (« Systèmes Énergétiques Insulaires »).*
3. *Calcul fondé sur les statistiques d'ENTSO-E de 2014, les statistiques de l'année n'étant disponibles qu'au 30 avril de l'année suivante.*
4. *Moyenne arithmétique.*
5. *Productivité et capacité sont indiquées au prorata de la participation.*

1.4.1.1 Production nucléaire d'électricité

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires en 2015 constitue 91,4 % de sa production totale d'électricité nette de la consommation liée au pompage hydraulique.

1.4.1.1.1 Le parc nucléaire d'EDF

EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois niveaux (ou « paliers ») de puissance électrique disponible :

- le palier 900 MW, composé de 34 tranches d'environ 900 MW (soit une puissance totale de 30 770 MW) d'un âge moyen de 34 ans ;
- le palier 1 300 MW, composé de 20 tranches d'environ 1 300 MW (soit une puissance totale de 26 370 MW) d'un âge moyen de 27 ans ;
- le palier N4, le plus récent avec un âge moyen de 15 ans, composé de 4 tranches d'environ 1 500 MW (soit une puissance totale de 5 990 MW) ;

soit un ensemble de 58 tranches, réparties sur 19 sites, propriétés d'EDF, et constituant une puissance totale installée de 63 130 MW au 31 décembre 2015. Avec un âge moyen d'environ 30 ans pour une durée de fonctionnement technique estimée supérieure à 40 ans (durée de référence en comptabilité et pour la conception initiale des tranches nucléaires), le parc nucléaire d'EDF se situe dans la moyenne des parcs nucléaires installés dans le monde.

Les dates de mise en service et de dernière visite décennale (VD) des tranches à fin 2015 sont les suivantes :

Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale	Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale
Fessenheim 1	1978	2009	VD4	Gravelines 6	1985	2007	VD3 *
Fessenheim 2	1978	2011	VD4	Cruas 3	1984	2014	VD4 *
Bugey 2	1979	2010	VD4	Cruas 4	1985	2006	VD3
Bugey 3	1979	2013	VD4 *	Chinon B3	1987	2009	VD3
Bugey 4	1979	2011	VD4	Chinon B4	1988	2010	VD3
Bugey 5	1980	2011	VD4	Paluel 1	1985	2006	VD3
Dampierre 1	1980	2011	VD4	Paluel 2 **	1985	2005	VD3
Gravelines 1	1980	2011	VD4 *	Paluel 3	1986	2007	VD3
Gravelines 2	1980	2013	VD4 *	Paluel 4	1986	2008	VD3 *
Tricastin 1	1980	2009	VD4	Saint-Alban 1	1986	2007	VD3
Tricastin 2	1980	2011	VD4	Flamanville 1	1986	2008	VD3 *
Dampierre 2	1981	2012	VD4 *	Saint-Alban 2	1987	2008	VD3
Dampierre 3	1981	2013	VD4 *	Flamanville 2	1987	2008	VD3 *
Dampierre 4	1981	2014	VD4 *	Cattenom 1	1987	2006	VD3
Tricastin 3	1981	2012	VD4	Cattenom 2	1988	2008	VD3
Tricastin 4	1981	2014	VD4 *	Nogent 1	1988	2009	VD3
Gravelines 3	1981	2012	VD4 *	Belleville 1	1988	2010	VD3 *
Gravelines 4	1981	2014	VD4 *	Belleville 2	1989	2009	VD3 *
Blayais 1	1981	2012	VD4 *	Nogent 2	1989	2010	VD3
Blayais 2	1983	2013	VD4 *	Penly 1	1990	2011	VD3
Blayais 3	1983	2015	VD4*	Cattenom 3	1991	2011	VD3
Blayais 4	1983	2015	VD4 *	Golfech 1	1991	2012	VD3 *
Saint-Laurent 1	1983	2015	VD4 *	Cattenom 4	1992	2013	VD3
Saint-Laurent 2	1983	2013	VD4 *	Penly 2	1992	2014	VD3 *
Chinon B1	1984	2013	VD4 *	Golfech 2	1994	2014	VD3 *
Cruas 1	1984	2015	VD4 *	Chooz B1	2000	2010	VD2
Chinon B2	1984	2006	VD3	Chooz B2	2000	2009	VD2
Cruas 2	1984	2007	VD3 *	Civaux 1	2002	2011	VD2
Gravelines 5	1985	2006	VD3	Civaux 2	2002	2012	VD2

* *Sous réserve de confirmation par l'ASN de l'aptitude du réacteur à poursuivre l'exploitation (il revient à l'ASN de donner son accord – comme après chaque arrêt – pour le redémarrage du réacteur puis d'émettre, le cas échéant, des prescriptions techniques qui conditionnent la poursuite de son exploitation pour une nouvelle durée de 10 ans).*

** *La VD3 de la tranche 2 de Paluel est actuellement en cours.*

Les centrales d'EDF issues des filières de première génération ont été progressivement mises à l'arrêt et sont en cours de déconstruction (voir section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires »).

Contrats d'allocation de production

EDF a développé une coopération industrielle avec des opérateurs européens dans le domaine nucléaire, sous forme de contrats d'allocation de production adossés à des tranches du parc nucléaire français d'EDF.

EDF compte dans son parc 10 tranches de production en participation (à hauteur de 1,5 GW) avec les énergéticiens européens suivants :

- Fessenheim 1-2 : EnBW (17,5 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (15 %) ;
- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %) ;
- Bugey 2-3 : Électricité de Laufenbourg [1] (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel [2] (12,5 %) ;
- Chooz B1-B2 : EDF Luminus, filiale d'EDF en Belgique (3,3 %).

Le principe de ces contrats d'allocation de production est de mettre à disposition des partenaires – en contrepartie du règlement de leur quote-part des coûts de construction, des coûts annuels d'exploitation (incluant les coûts amont et aval du combustible), des taxes locales et spécifiques au nucléaire et des coûts liés à sa déconstruction – la part de l'énergie produite leur revenant effectivement. Dans ces opérations, les partenaires ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc (trois têtes de série sont concernées) et assument les risques sur la performance liés à l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

Par ailleurs, EDF a conclu un second type de contrat d'allocation de production (pour un total de l'ordre de 2 GW) permettant aux partenaires d'EDF de bénéficier d'une quote-part de production d'électricité adossée à un parc de centrales déterminé et fonction des performances effectives moyennes de ce parc. Ces contrats concernent principalement les centrales suivantes :

- Chooz B1-B2 (tête de série N4) : Electrabel (21,7 %) ;
- Cattenom 3-4 : Électricité de Laufenbourg (7,8 %) et CNP (21,8 %).

1.4.1.1.2 Exploitation du parc nucléaire et performances techniques

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement lié au combustible, est faible puisqu'il représente moins de 30 % des coûts d'exploitation [3]. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes et des charges de maintenance sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire dans sa phase d'exploitation. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont décrits à la section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés ».

Mode de fonctionnement du parc nucléaire

Cycle de production et arrêts programmés

Afin de concilier les enjeux liés à la saisonnalité importante de la consommation en France, du fait de sa forte thermosensibilité, à la disponibilité des ressources de maintenance et à l'utilisation efficiente du combustible en réacteur, EDF a retenu aujourd'hui pour son parc des cycles de production de 12 et 18 mois. Fin 2015, cette répartition était la suivante :

- 28 tranches du palier 900 MW ont un cycle de production d'environ 12 mois ;
- 6 tranches du palier 900 MW, 20 tranches du palier 1 300 MW et 4 tranches du palier N4 (1 450 MW) ont un cycle de production d'environ 18 mois.

À la fin de ces cycles de production ont lieu des périodes d'arrêt, permettant de remplacer une fraction du combustible chargé en cœur et de réaliser les travaux de maintenance.

Une alternance entre deux types d'arrêts programmés est organisée à l'issue de chaque campagne de production :

- l'arrêt pour simple rechargement, d'une durée normative [4] d'environ 35 jours, durant lequel la principale opération réalisée est le déchargement du combustible usé et le rechargement du combustible neuf ; certains tests et quelques opérations légères de maintenance peuvent être réalisés sur ce type d'arrêt ;
- la visite partielle, consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance, et dont la durée normative [4] est de l'ordre de 70 jours.

Tous les dix ans, la centrale est mise en arrêt pour une durée normative [4] de l'ordre de 110 jours afin d'effectuer une visite décennale. Cette durée varie en fonction du programme de travaux et de maintenance, ainsi que du palier concerné. Le programme d'une visite décennale comprend :

- des opérations de déchargement et rechargement du combustible, comme à chaque arrêt ;
- des épreuves hydrauliques du circuit primaire, une épreuve d'étanchéité de l'enceinte, et des travaux d'inspection de la cuve du réacteur ;
- des travaux de modifications, liés aux réévaluations décennales de sûreté ;
- d'autres opérations de maintenance spécifiques, notamment la rénovation ou le remplacement des gros composants.

À l'issue de chaque visite décennale, il revient à l'ASN d'autoriser le redémarrage du réacteur et d'émettre des prescriptions techniques qui conditionnent la poursuite de son exploitation pour une nouvelle durée de 10 ans.

Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF

Les moyens de production nucléaire, en raison de leur coût variable peu élevé, sont en premier lieu utilisés en base, juste après l'hydraulique au fil de l'eau et les autres énergies renouvelables fatales, ainsi que l'énergie achetée au titre des obligations d'achat auprès des producteurs décentralisés d'électricité. Les variations de consommation de la clientèle finale d'EDF durant une année (été/hiver, jour/nuit) et la fluidité actuellement restreinte des marchés de gros en raison d'interconnexions limitées aux frontières conduisent à un fonctionnement du nucléaire également en semi-base. La forte saisonnalité de la consommation en France et sa variabilité importante en hiver imposent une certaine concentration des arrêts programmés du parc nucléaire entre avril et octobre. La canicule de 2003 a mis en évidence les conséquences du très fort réchauffement des fleuves, notamment sur les conditions d'exploitation des tranches « bord de rivière ». La programmation des arrêts de tranches a donc été revue pour réduire le nombre des arrêts de tranches « bord de mer » en juillet et août et favoriser ainsi au maximum le maintien en production de ces tranches, dont les capacités de refroidissement sont moins dépendantes des conditions climatiques.

1. *Groupe Axpo.*
2. *Groupe Engie.*
3. *Les coûts d'exploitation se définissent de la façon suivante : coûts du combustible (y compris charges de l'aval du cycle du combustible), dépenses de fonctionnement (achats et services extérieurs, personnel) et dépenses de maintenance (charges et investissements). Ils ne comprennent ni les investissements liés à la construction, ni les charges de déconstruction.*
4. *Les durées normatives sont adaptées au volume de maintenance courante correspondant.*

Production et performances techniques

La production du parc nucléaire est de 416,8 TWh en 2015, un volume en hausse de 0,9 TWh par rapport à celui de 2014.

À la production nucléaire exprimée en énergie annuelle correspond un taux de production du parc nucléaire français (qui se définit comme l'énergie produite rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année), encore appelé *load factor* (« Kp »). Ce taux est obtenu par la multiplication de deux coefficients (Kp = Kd × Ku) :

- le coefficient de disponibilité (« Kd ») (énergie disponible [1] rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année) ;
- le coefficient d'utilisation (« Ku ») (énergie produite rapportée à l'énergie disponible). Le Ku est le reflet des contraintes environnementales et sociales, de la fourniture des services système et de l'optimisation opérée par EDF (combustible et modulation).

Le coefficient Kp, de 75,4 % en 2015, est en hausse par rapport à celui de 2014 (75,2 %). C'est la résultante d'un Kd de 80,8 %, quasiment stable par rapport à 2014 (80,9 %) et d'un Ku de 93,3 %, en hausse de 0,3 point par rapport à celui de 2014.

L'année 2015 est caractérisée par :

- le maintien à un bon niveau des performances d'indisponibilité fortuite (taux de 2,5 % en 2015 contre 2,4 % en 2014), grâce à une stratégie de maintenance volontariste mise en œuvre depuis 2007 au niveau de la rénovation et du remplacement des gros composants ;
- des durées d'arrêts maîtrisées, avec une durée moyenne des prolongations d'arrêts programmés divisée par deux entre 2013 et 2014 et en baisse de 0,4 jour entre 2014 et 2015. Ceci est le fruit notamment du dispositif de maîtrise des durées d'arrêt engagé en 2013 et renforcé depuis, avec la recherche d'une stabilisation du volume de maintenance courante sur les arrêts, l'amélioration de la qualité de préparation des interventions de maintenance et le renforcement du contrôle des opérations de redémarrage.

Cependant, le parc étant dans une importante période de maintenance aujourd'hui et pour les années à venir, comprenant de nombreux travaux entraînant des arrêts plus longs, l'enjeu des années futures sera de maîtriser industriellement le programme et ses impacts sur les durées d'arrêt. Par ailleurs, compte tenu de la forte saisonnalité de la demande d'électricité en France et de l'état de développement des moyens de production d'énergies renouvelables, les enjeux se sont déplacés. EDF se fixe désormais pour objectif de disposer du maximum de production disponible en hiver, et souhaite maintenir durablement une disponibilité du parc nucléaire supérieure à 90 % sur cette période à fort enjeu. Pour l'hiver 2015-2016 [2], elle s'est établie à 93,4 %.

Programme d'investissements du parc nucléaire existant en France

Le 22 janvier 2015, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe du programme du « Grand carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions en sont réunies, à prolonger leur durée de fonctionnement, pour un montant total d'investissements s'établissant au maximum à 55 milliards d'euros$_{2013}$ d'ici à 2025 pour les 58 réacteurs du parc en fonctionnement. Ce montant renvoie à un niveau récurrent d'investissement de maintenance d'environ 3 milliards d'euros par an (notamment maintenance courante, visites décennales et réexamens périodiques de sûreté) et à des investissements supplémentaires de l'ordre de 1 à 2 milliards d'euros en moyenne par an, correspondant au caractère exceptionnel du « Grand carénage » (comme la rénovation des gros composants, le remplacement à mi-vie des générateurs de vapeur et le déploiement du retour d'expérience de Fukushima). Après 2025, les investissements rejoignent progressivement leur niveau récurrent antérieur.

Les chiffres présentés par la Cour des Comptes dans son rapport du 10 février 2016 portent sur un horizon de temps plus long, allant jusqu'à 2030, et un périmètre plus large incluant, au-delà des investissements, certaines dépenses d'exploitation. Les deux évaluations sont cohérentes, comme le précise la Cour des Comptes dans son rapport. En effet, dans le programme global de la Cour des Comptes proche de 100 milliards d'euros$_{2013}$ pour la période 2014-2030 se distinguent les dépenses d'investissement estimées à 74,73 milliards d'euros$_{2013}$, et celles d'exploitation estimées à 25,16 milliards d'euros$_{2013}$. Au sein des 74,73 milliards d'euros$_{2013}$ de dépenses d'investissement entre 2014 et 2030, environ 20 milliards d'euros$_{2013}$ sont dédiés à la période 2026-2030, ce qui permet de relier les deux chiffrages établis par le groupe EDF et la Cour des Comptes.

Le chiffrage indicatif d'EDF sera validé ultérieurement et après l'optimisation des solutions de déploiement du programme, les travaux d'évaluation complémentaires et la prise en compte des programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) et du plan stratégique qui en découle, prévues par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Les travaux d'optimisation conduits en 2015 ont déjà permis de réviser à la baisse l'enveloppe du programme à 51 milliards d'euros courants sur la période 2014-2025, soit une baisse de 9 milliards d'euros$_{2013}$. Cette révision a été obtenue pour l'essentiel grâce aux efforts permanents d'optimisation des solutions techniques retenues, ainsi que grâce à la plus grande finesse de leur déploiement intégrant les capacités du tissu industriel.

Ce programme industriel sera engagé progressivement, dans le respect des objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, des programmations pluriannuelles de l'énergie, des avis et prescriptions de l'ASN ainsi que des procédures d'autorisation prévues pour un fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans (voir section 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »).

Dans ce contexte, EDF poursuivra un volume important de travaux, visant notamment à pérenniser son patrimoine technique et industriel, par des actions tant techniques qu'organisationnelles et humaines. Les programmes de rénovation ou de remplacement des gros composants des centrales comme les alternateurs, les transformateurs ou les générateurs de vapeur se poursuivront. À fin 2015 :

- les stators d'alternateurs ont été rénovés sur 42 tranches, pour un total de 49 tranches à rénover ;
- le programme de remplacement préventif des pôles de transformateurs principaux se poursuit. 78 pôles de transformateurs principaux sur 174 ont été remplacés, soit environ 45 % du programme ;
- entre 1990 et fin 2015, 27 tranches ont fait l'objet d'un remplacement de leurs générateurs de vapeur, dont 1 en 2015. Parmi ceux-ci, le remplacement des trois générateurs de vapeur de Blayais 3 a pu être achevé, à l'occasion de la troisième visite décennale de la tranche. Celui-ci avait été retardé dans l'attente qu'AREVA, fournisseur de ces équipements, apporte toutes les justifications requises par l'arrêté du 12 décembre 2005 sur les équipements sous pression nucléaires (arrêté ESPN), en vue de leur montage puis de leur mise en service.

Sur les aspects organisationnels de la maintenance courante, EDF poursuit le déploiement de la démarche AP 913 [3], démarche de fiabilisation et d'élaboration de bilans de santé des matériels qui vise à réduire le taux d'indisponibilité fortuite.

Le renforcement du pilotage opérationnel de la production et des arrêts de tranche se poursuit également, en systématisant pour chaque arrêt la mise en place d'un centre opérationnel de pilotage en continu de l'arrêt de tranche et en déployant un nouveau Système d'Information. L'objectif visé est de réduire la durée moyenne des prolongations d'arrêt par un pilotage en continu des activités critiques de l'arrêt et un traitement réactif des alertes techniques. La durée moyenne de prolongation des arrêts programmés a

1. *L'énergie disponible est égale à l'énergie théorique maximale moins les pertes de production pour causes techniques inhérentes à la centrale, c'est-à-dire les arrêts programmés, les arrêts fortuits sur avaries ou pour impératifs de sûreté ainsi que la réalisation d'essais réglementaires.*
2. *Période allant du 1er décembre 2015 au 14 février 2016.*
3. *Voir glossaire.*

été divisée par deux entre 2013 et 2014, et baisse encore de 0,4 jour entre 2014 et 2015

Le projet industriel du parc nucléaire se poursuivra au-delà de 2015 à l'occasion notamment des troisièmes puis quatrièmes visites décennales des tranches 1 300 MW, des quatrièmes visites décennales des tranches 900 MW et des deuxièmes puis troisièmes visites décennales des tranches N4. Ce projet sera l'occasion d'intégrer les améliorations complémentaires de sûreté déterminées suite à l'accident de Fukushima ainsi que les modifications permettant la prolongation du fonctionnement des installations significativement au-delà de 40 ans (voir section 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »).

1.4.1.1.3 Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection

Le respect de l'environnement

EDF appuie sa démarche environnementale sur un système de *management* environnemental certifié ISO 14001 (voir section 3.2.2.1.1 « Système de *management* environnemental (SME) »), initiée en 2002 sur quelques sites puis étendu à l'ensemble des unités de production nucléaire.

Sur le plan de la gestion des déchets, l'évacuation des déchets de Très Faible Activité (TFA) s'effectue depuis 2004 vers le centre de stockage de Morvilliers, dans l'Aube. Pour les déchets d'exploitation de Faible et Moyenne Activité (déchets FMA), EDF poursuit ses actions afin de limiter leur entreposage sur l'ensemble des sites nucléaires et s'appuie pour cela sur l'usine Centraco (SOCODEI, filiale du groupe EDF), dont le four de fusion a redémarré en avril 2015 et qui fonctionne donc à nouveau normalement.

Pour une description du traitement des déchets radioactifs de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir respectivement les sections 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » et 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires ».

Une démarche de sûreté nucléaire omniprésente

EDF, en sa qualité d'exploitant nucléaire, assume la responsabilité de la sûreté nucléaire et, dans un contexte en évolution rapide (marché concurrentiel, enjeux environnementaux, etc.), réaffirme la priorité absolue que représente la protection de la santé de l'homme et de l'environnement par la prévention des accidents et la limitation de leurs conséquences au titre de la sûreté nucléaire, d'autant plus que la loi du 13 juin 2006 codifiée relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire ») garantit à tout individu l'accès à l'information en ce qui concerne notamment les mesures de sûreté nucléaire prises par l'exploitant, et formalise la transparence sur la sécurité nucléaire.

La réalisation du programme électronucléaire français a conduit à la mise en place par EDF d'une démarche de sûreté qui :

- prend en compte, dès la conception, les risques qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes ou externes ;
- repose sur l'application de règles d'exploitation rigoureuses ainsi que sur l'attitude prudente et interrogative des équipes techniques par le biais de la mise en place d'une véritable culture de la sûreté ;
- s'appuie sur l'expérience accumulée de l'exploitation d'un parc standardisé de 58 réacteurs (soit plus de 1 700 années-réacteurs, somme arithmétique des années d'exploitation de l'ensemble des réacteurs à eau pressurisée d'EDF) ;
- intègre une démarche de progrès continu qui se matérialise notamment par la recherche permanente de la diminution du nombre des arrêts automatiques des réacteurs ;
- bénéficie d'une ingénierie nucléaire et d'une R&D intégrées au Groupe pour anticiper la résolution de défaillances, maintenir les installations en l'état, faire évoluer les matériels de manière continue, réévaluer les marges de sûreté, assurer la veille technologique ainsi que la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes et la maîtrise d'ouvrage des installations en déconstruction ;
- mise fortement sur le développement des compétences ; dans ce but, chaque site de production nucléaire est doté d'un simulateur utilisé pour former et entraîner à tout type de situation.

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes qu'externes. Le contrôle externe de la sûreté des installations nucléaires en France est assuré par l'ASN.

À l'échelon national, les contrôles sont de deux ordres :

- des inspections réglementaires programmées ou inopinées, menées par l'ASN (473 en 2015 sur l'ensemble des installations nucléaires d'EDF) ;
- un processus de réexamen périodique (décennal) visant à renforcer la maîtrise de la conformité des centrales nucléaires en exploitation au référentiel de sûreté, et à réévaluer ce dernier en fonction du retour d'expérience et des nouvelles connaissances acquises. Les objectifs sont fixés par l'ASN, qui en contrôle le respect ; EDF propose des solutions pour y répondre et les met en œuvre après approbation de l'ASN (voir section 1.4.1.1.1 « Le parc nucléaire d'EDF »). Le réexamen périodique de sûreté constitue une étape essentielle de l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales (voir sections 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France » et 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

À l'échelon international, des inspections permettant la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde ont lieu régulièrement :

- les OSART *(Operational Safety Review Team)* de l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique) sont effectuées à la demande de l'État français et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques. En particulier, la première *Corporate OSART* d'EDF s'est tenue en 2014, et a conclu qu'EDF est totalement conforme aux standards définis par l'AIEA ;
- les visites internationales « revues de pairs » *(Peer Reviews)* menées par la WANO *(World Association of Nuclear Operators)* sont organisées à la demande d'EDF et portent sur l'évaluation des performances de sûreté au regard des meilleures pratiques internationales.

Par ailleurs, EDF a mis en place des procédures de contrôle interne. À titre d'exemple, EDF réalise tous les trois à quatre ans pour chaque unité nucléaire des évaluations globales d'excellence qui se déroulent sur trois semaines et impliquent environ 30 inspecteurs. De plus, l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, rattaché directement au Président-Directeur Général d'EDF et nommé par lui, effectue des audits qui permettent de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire et de proposer à la Direction de l'entreprise des actions de progrès.

Les efforts déployés par EDF, notamment pour améliorer la performance humaine, ont permis de réduire ces dernières années le nombre moyen annuel d'arrêts automatiques réacteur. En 2015, ils s'élèvent à 38.

Dispositif d'alerte

En situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour limiter les impacts sur l'environnement et sur les populations, et assurer la sécurité de l'installation. Cette organisation de crise s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour les niveaux national et local. Il s'agit :

- du plan d'urgence interne, élaboré par EDF, et
- du plan particulier d'intervention, élaboré par les préfets en collaboration avec les services de l'État et EDF.

Afin d'assurer une meilleure efficacité et donc une meilleure protection des populations, ces plans prennent notamment en compte des risques d'origine externe (inondation…) ou interne (incendie…). La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices sont organisés pour l'ensemble du parc nucléaire français, soit environ un tous les trois jours. Une dizaine d'entre eux sont d'ampleur nationale, sous la direction de l'ASN, et impliquent EDF et les pouvoirs publics, dont notamment les préfectures. En 2015, quatre exercices d'ampleur nationale ont été organisés.

Dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima de mars 2011, EDF a enrichi son organisation de gestion de situation de crise par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif, la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN), a fait l'objet d'exercices de simulation à partir des bases régionales situées à Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey, et peut être projeté sur une tranche de n'importe quel site en difficulté. La FARN permet des interventions en parallèle sur 6 tranches d'un même site.

Événements significatifs dans le domaine de la sûreté

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte dès la conception des ouvrages et fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires.

Dispositifs de contrôle et de surveillance

La sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et audits de l'inspection nucléaire en France) et externes (*peer reviews* entre les entreprises membres de l'association WANO et audits OSART conduits par les experts de l'AIEA).

En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'ASN. Les événements sont classés sur une échelle à sept niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance (échelle INES [1]). Ceux sans conséquence pour la sûreté nucléaire sont qualifiés d'« écarts » ou encore nommés « événements de niveau 0 ». Depuis la mise en place en 1987 d'une échelle de ce type en France, aucun événement de niveau 3 (incident grave – très faible rejet à l'extérieur et exposition du public représentant une fraction des limites réglementaires) ou au-delà n'a eu lieu sur le parc nucléaire français.

La création d'un dispositif supplémentaire de gestion de crise, la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN), a également été retenue par l'ASN, à la suite d'évaluations complémentaires de sûreté réalisées par EDF après l'accident de Fukushima.

Résultats 2015

Comme en 2014, aucun événement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer en France en 2015 et, pour la deuxième année consécutive, le groupe EDF n'a pas connu d'événement significatif pour la sûreté (ESS) de niveau supérieur ou égal à 2 sur l'échelle internationale INES.

Dans la continuité des résultats obtenus en 2014, les résultats 2015 restent relativement stables avec un nombre moyen de 1,16 événement de niveau 1 par réacteur (soit 67 événements) contre 1,14 un an plus tôt et un nombre moyen d'événements non classés (niveau 0) en baisse à 8,88 ESS par réacteur (soit 515 événements), contre 9,66 en 2014. Depuis 2002, EDF a recensé annuellement, pour l'ensemble de son parc, au plus un événement de niveau 2 (incident assorti de défaillances importantes des dispositions de sûreté).

Le nombre d'arrêts automatiques de réacteurs atteint 0,66 par réacteur (0,53 en 2014).

Les résultats 2015 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire et disponible sur Internet.

Radioprotection

La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. Ainsi, la dose collective annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans. En 2015, la dose individuelle moyenne est de 0,71 homme-sievert par réacteur (soit une dose collective de 41,2 hommes-sieverts en 2015). La dosimétrie collective en 2015 est en baisse par rapport à 2014 (41,6 hommes-sieverts). EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA *(As Low as Reasonably Achievable)* de maîtrise de la dosimétrie collective dans la perspective des volumes de travaux induits par le projet industriel sur le parc en exploitation dans les années à venir.

EDF souhaite en outre continuer à diminuer les expositions aux rayonnements en deçà de la limite réglementaire, fixée à 20 millisieverts sur 12 mois glissants pour le corps entier. Ainsi, tout au long de l'année 2015 et sur 12 mois glissants, aucun des intervenants – salariés d'EDF et des entreprises prestataires – n'a été exposé à une dose individuelle supérieure à 14 millisieverts.

Pour les années à venir, compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort devra porter de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont les moins bons, notamment en procédant à l'assainissement des circuits.

1.4.1.1.4 Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés

Le volume annuel moyen de référence de combustible nucléaire consommé par les réacteurs du parc EDF en France est d'environ 1 200 tonnes de combustibles (tonnes de métal lourd : uranium naturel enrichi, uranium de retraitement enrichi, plutonium), dont environ 1 050 tonnes de combustibles UNE (uranium naturel enrichi), 120 tonnes de combustibles MOX (combustible fabriqué à partir du plutonium issu du retraitement) et 30 tonnes de combustible URE (uranium de retraitement enrichi).

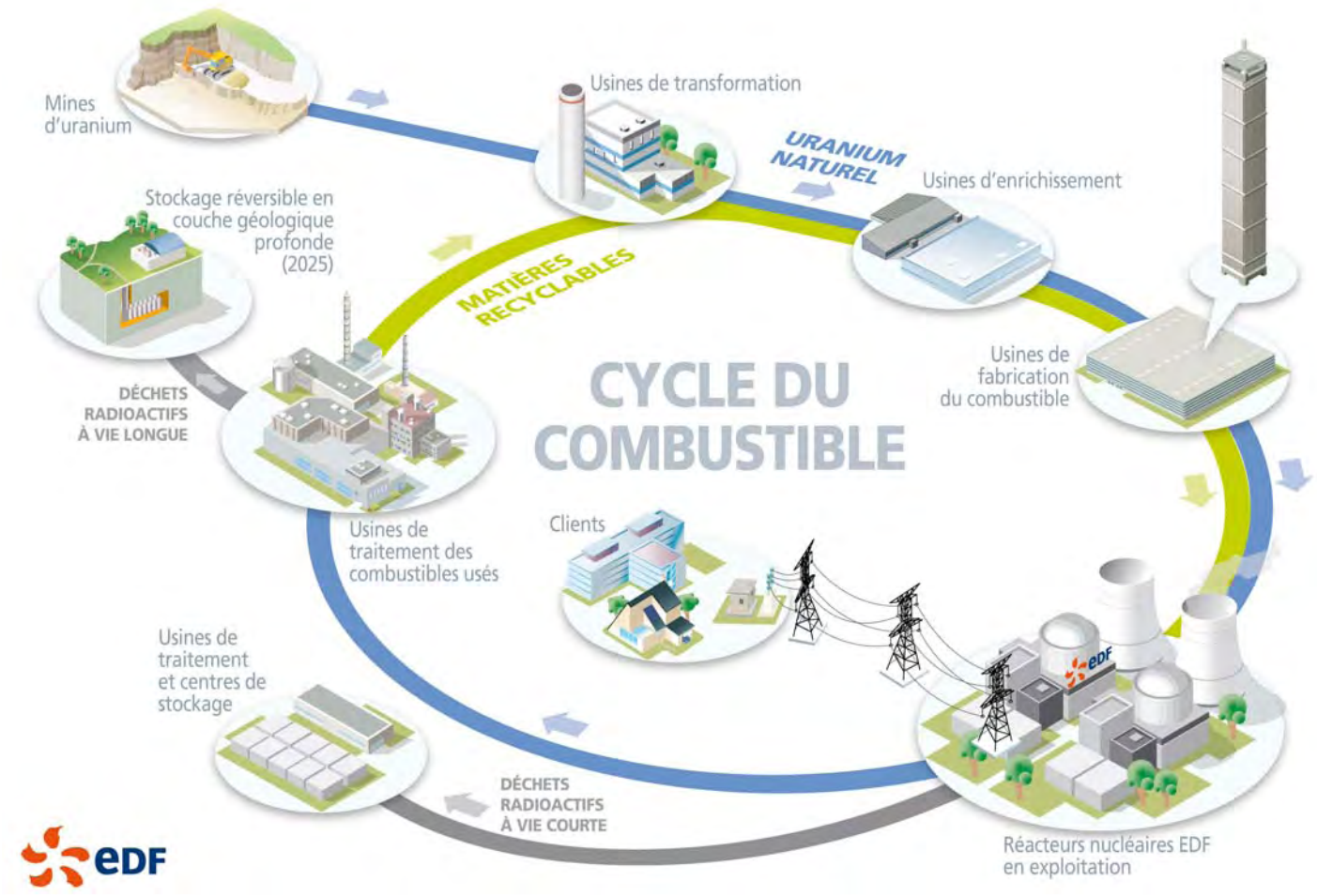
Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes :

- l'amont du cycle : l'achat de concentrés issus du minerai d'uranium, la fluoration (ou conversion), l'enrichissement et la fabrication du combustible ;
- le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : la réception, le chargement, l'exploitation et le déchargement ; le combustible séjourne de quatre à cinq ans dans le réacteur ;
- l'aval du cycle, pour le parc de réacteurs en France : l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage, tel que prévu dans la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

EDF coordonne l'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires ou fournisseurs, généralement au travers de contrats pluriannuels. EDF acquiert l'essentiel des matières premières au stade de concentrés d'uranium (U_3O_8), les transformations en produits plus élaborés étant confiées aux industriels du cycle à travers des contrats de service (fluoration, enrichissement et fabrication), et assure les opérations de cœur de cycle. EDF est propriétaire dans la plupart des cas et responsable du combustible et des matières intervenant aux différentes étapes du cycle.

1. International Nuclear Event Scale.

ÉTAPES DU CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE EN FRANCE



L'amont du cycle

Afin d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, en France comme au Royaume-Uni, EDF conserve la maîtrise globale de l'ensemble des opérations du cycle à chaque étape, à travers un portefeuille de contrats et par la constitution de stocks aux différentes étapes de l'amont du cycle du combustible (uranium naturel, uranium fluoré enrichi ou non, assemblages neufs en magasin).

Le groupe AREVA constitue à ce titre un fournisseur important (voir la section 2.3 « Facteurs de dépendance »).

L'approvisionnement en uranium naturel

La plus grande partie des approvisionnements en uranium d'EDF est assurée à long terme par des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs, d'une durée de 7 à 20 ans.

EDF a poursuivi en 2015 la sécurisation de ses approvisionnements à long terme auprès de plusieurs fournisseurs importants du marché, dont Kazatomprom.

De plus, en février 2016, EDF a signé avec AREVA un contrat de fourniture d'uranium complétant sa couverture sur la période au-delà de 2020.

Les formules d'indexation des contrats du portefeuille d'approvisionnement en uranium naturel comprennent des parts fixes (prix de base inflatés ou non) et des parts variables (indexées sur des indices de prix de marché) et sont parfois limitées par des prix planchers et plafonds. De ce fait, les effets des variations à la hausse des prix de marché de l'uranium naturel sur les coûts d'approvisionnement sont atténués et lissés dans le temps, tout en permettant de bénéficier des baisses éventuelles.

La fluoration (ou conversion)

Les besoins d'EDF sont assurés par l'usine Comurhex du groupe AREVA, ainsi que par les autres producteurs mondiaux, tels que Cameco au Canada, Converdyn aux États-Unis et Tenex en Russie.

En février 2016, EDF a signé avec AREVA un contrat de fourniture de services de conversion, afin de renforcer la couverture à long terme de ses besoins.

L'enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235

Concernant ses approvisionnements en services d'enrichissement, EDF s'est assuré d'une couverture significative de ses besoins auprès des enrichisseurs Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, États-Unis) et Tenex (Russie), sur la base de contrats à prix majoritairement fixes, décroissants en monnaie constante.

En février 2016, EDF a conclu avec AREVA un accord contribuant à sécuriser ses approvisionnements à long terme.

La filière uranium de retraitement enrichi

Cette filière constituée dès les années 1990 permet de recycler dans les réacteurs tout ou partie de l'uranium issu du traitement du combustible usé, qui constitue environ 95 % de la masse du combustible usé.

Cette filière a été suspendue en 2013, compte tenu de l'absence d'incitation économique du fait d'une offre d'uranium naturel très supérieure à la demande et dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. EDF examine actuellement les conditions du redémarrage d'une filière à l'horizon 2020.

L'uranium issu du retraitement est stocké sous forme stable de façon à pouvoir être utilisé ultérieurement.

La fabrication des assemblages de combustible

Les contrats avec les fournisseurs d'assemblages de combustible AREVA NP et Westinghouse, couvrant la part prépondérante des besoins d'EDF, ont été renouvelés en 2014 de façon à sécuriser les approvisionnements au minimum jusqu'en 2020.

L'aval du cycle

EDF est responsable du devenir et du traitement de ses combustibles usés et des déchets associés sans transfert possible ni limitation dans le temps. AREVA est chargé du traitement et l'ANDRA est chargée des opérations de gestion à long terme de stockage des déchets ultimes, conformément aux orientations définies par la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs codifiée.

En matière de cycle du combustible, la stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX. Les quantités traitées sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX (principe de « l'égalité des flux »). Les capacités de recyclage des tranches nucléaires du parc français conduisent à traiter jusqu'à 1 100 tonnes de combustibles usés par an.

Le traitement des combustibles usés issus des centrales nucléaires d'EDF

Les combustibles usés en attente de traitement sont entreposés dans les piscines de refroidissement sous eau, dans un premier temps dans les piscines des centrales puis dans celles de l'usine de traitement d'AREVA à La Hague. Les conditions d'entreposage sont reconnues sûres sur une échelle de temps séculaire. Une dizaine d'années après leur déchargement du réacteur, les combustibles UO_2 usés sont traités afin de séparer les produits réutilisables des déchets. Les déchets sont ensuite conditionnés et entreposés sur le site de La Hague dans des installations spécifiques.

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008.

EDF et AREVA ont signé en mai 2015 un contrat d'application portant sur la période 2013-2015. EDF et AREVA ont également signé en février 2016 un contrat d'application couvrant la période 2016-2023 ainsi que les contrats de fourniture d'assemblages MOX associés.

Le stockage des déchets ultimes conditionnés

Les déchets radioactifs, suivant leur nature, leur niveau de radioactivité et la durée de vie des radionucléides les constituant, ont été classés en différentes catégories : des déchets HA (Haute Activité) aux déchets TFA (Très Faible Activité) en passant par les déchets FA et MA (Faible et Moyenne Activité). Ils sont dits « à vie longue » lorsque leur période d'activité dépasse 30 ans.

Déchets de Haute Activité à Vie longue (HAVL)

Le traitement des combustibles usés permet la vitrification des déchets HAVL, qui assure un conditionnement de très haute qualité dans un volume réduit. Les déchets sont ensuite entreposés à La Hague dans des installations spécifiques. L'ensemble des déchets HAVL ainsi produits, correspondant à l'exploitation des anciennes centrales à Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) et à 40 années d'exploitation du parc REP actuel, représentera un volume d'environ 6 700 mètres cubes (voir note 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015 en section 6).

Déchets de Moyenne Activité à Vie longue (MAVL)

Les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines, etc.) séparées lors du traitement du combustible usé constituent des déchets MAVL. Ils sont aujourd'hui compactés et conditionnés dans des conteneurs en acier inoxydable. Le volume total des déchets MAVL, incluant notamment les déchets issus de l'exploitation du parc Uranium Naturel - Graphite - Gaz et ceux issus des 40 années de référence d'exploitation du parc REP actuel, représentera environ 37 000 mètres cubes. Contrairement aux déchets HAVL, ils ne dégagent pas de chaleur, et se prêtent de ce fait à un stockage plus rapide sans refroidissement.

Les déchets HAVL et MAVL issus du retraitement du combustible usé sont entreposés à La Hague dans des installations spécifiques, dans l'attente des décisions sur le stockage en couche géologique profonde, tel qu'il est actuellement envisagé dans le projet du Centre industriel de stockage géologique (Cigéo) de l'ANDRA.

Déchets de Faible Activité à Vie longue (FAVL)

Les déchets FAVL proviennent de la déconstruction des anciens réacteurs UNGG (graphite, déchets de procédés – voir section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires »). Compte tenu de leur durée de vie, ces déchets ne peuvent être stockés dans les centres de surface existants (voir ci-après) mais, du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en subsurface. L'ANDRA a transmis en juillet 2015 le rapport d'étape du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs 2013-2015. Ce rapport présente l'évaluation de sûreté associée à différents concepts de subsurface sur la zone investiguée (communauté de communes de Soulaines). Pour les déchets de graphite, les résultats ouvrent la perspective d'un stockage sur le site investigué.

Déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte et de Très Faible Activité (FMA et TFA)

Les déchets FMA et TFA proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines, etc.) et de leur déconstruction (béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc.). Ils sont stockés en surface aux centres de stockage de Soulaines et Morvilliers gérés par l'ANDRA, et ont une radioactivité du même ordre de grandeur que la radioactivité naturelle.

Dans un objectif de réduction des volumes, une part des déchets est traitée préalablement par fusion ou incinération dans l'usine Centraco de SOCODEI, filiale d'EDF.

Prise en compte des charges futures concernant la gestion des combustibles usés et la gestion à long terme des déchets radioactifs

EDF constitue chaque année des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire en France (voir note 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015 en section 6).

1.4.1.1.5 Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France

L'ambition industrielle d'EDF quant à la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie notamment sur les axes stratégiques suivants :

- la mise en place des conditions techniques permettant l'extension au-delà de 40 ans de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires en exploitation ;
- la poursuite de l'amélioration de leur sûreté, en premier lieu par l'intégration des leçons tirées de l'accident de Fukushima au Japon ;
- la mise en œuvre d'une politique préventive vis-à-vis du vieillissement des équipements ou de leur obsolescence.

Poursuite du fonctionnement des tranches en exploitation significativement au-delà de 40 ans

Évaluations complémentaires de sûreté (ECS) consécutives à l'accident de Fukushima

Le 15 septembre 2011 et suite à l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima au Japon, EDF a remis à l'ASN sur sa demande un rapport d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) pour chacun de ses 19 sites de production nucléaire, englobant les réacteurs en exploitation et ceux en construction.

Ces évaluations ont consisté à réinterroger les défenses des centrales existantes et en construction à la lumière des événements qui ont eu lieu au Japon, en prenant en compte des thèmes prédéfinis dans le cahier des charges fixé par les autorités de sûreté. Ainsi, les marges de sûreté ont été réévaluées face aux risques de séisme et d'inondation, face à des situations de perte simultanée de la source de refroidissement et des alimentations électriques, face aux conséquences d'accidents graves. Ces évaluations ont également amené à rechercher si certaines modifications des scénarios envisagés, au-delà des situations prises en compte pour dimensionner les systèmes de protection, conduiraient à fortement aggraver les conséquences en termes de sûreté (« effets falaise ») et enfin à prendre en compte de façon déterministe des situations extrêmes qui dépasseraient sensiblement celles retenues lors de la conception des installations nucléaires et des réexamens de sûreté successifs. La sûreté du parc nucléaire d'EDF repose en effet sur un principe d'amélioration continue : les installations existantes, comme les nouvelles, bénéficient ainsi en permanence du retour d'expérience de toutes les centrales, et tirent les enseignements des incidents et accidents qui peuvent survenir dans le monde.

Enfin, les ECS ont aussi réinterrogé les règles appliquées dans le domaine de la sous-traitance.

Ces analyses ont confirmé en premier lieu le bon niveau de sûreté de l'ensemble du parc nucléaire d'EDF, notamment du fait des réexamens de sûreté périodiques, pratiqués en France depuis la fin des années 1980 et consacrés par la loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (loi « TSN ») de juin 2006, codifiée depuis dans le code de l'environnement. EDF a également proposé des mesures complémentaires à l'ASN, allant au-delà de celles considérées pour dimensionner les systèmes de sûreté afin d'élever encore le niveau de sûreté actuel des centrales.

Dans son avis au gouvernement publié le 3 janvier 2012, l'ASN précise, sur la base des analyses de son appui technique, qu'*« à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles »*. Dans le même temps, l'ASN considère que *« la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes »*.

L'ASN a également prescrit le concept de « noyau dur » et la mise en œuvre de la FARN (voir section 1.4.1.1.3 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection »). Le « noyau dur » sera constitué de structures, systèmes et composants de la centrale, robustes à des situations étudiées dans le cadre des ECS. Le 26 juin 2012, l'ASN a pris 19 décisions imposant à EDF plus de 600 prescriptions techniques, qui traduisent en exigences réglementaires le plan d'actions post-Fukushima. Ces prescriptions techniques prévoient que tous les sites nucléaires devront disposer d'une organisation et de locaux de crise résistants à la survenue d'un événement de grande ampleur touchant plusieurs installations. Pour les centrales d'EDF, le « noyau dur » prescrit devra notamment comprendre pour chaque tranche des moyens électriques « bunkerisés » qui doivent être en place sur l'ensemble du parc avant 2018. En attendant, un groupe diesel de secours provisoire a été installé sur chacune des 58 tranches dès 2013. La définition complète du « noyau dur » a fait l'objet en janvier 2014 de prescriptions techniques réglementaires de la part de l'ASN.

Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF

Les dispositions du Code de l'environnement ne fixent pas de durée limite d'exploitation a priori, mais imposent, tous les dix ans, de réexaminer le niveau de sûreté des installations au regard des meilleures pratiques internationales (« référentiel de sûreté »).

Dans le cadre des études associées aux troisièmes visites décennales du palier 900 MW, l'ASN avait publiquement indiqué début juillet 2009 qu'elle n'avait pas identifié de problème générique mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté de ses réacteurs de 900 MW jusqu'à 40 ans. Cette position générique de l'ASN est complétée par des décisions réacteur par réacteur.

À fin 2015, 27 des 34 tranches de 900 MW ont passé leur troisième visite décennale. Pour 9 d'entre elles (Fessenheim 1 et 2, Bugey 2, 4 et 5, Tricastin 1, 2 et 3 et Dampierre 1), le processus d'échanges avec l'ASN est terminé (avis et prescriptions de l'ASN reçus). Pour l'ensemble des réacteurs, EDF a réalisé ou réalisera les travaux requis par l'ASN au titre de ces prescriptions.

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance, compte tenu notamment de l'investissement important, réalisé d'une part lors des troisièmes visites décennales, et d'autre part au titre des améliorations post-Fukushima. Cet objectif s'inscrit pleinement dans la tendance observée au plan international pour les centrales de technologie analogue. À cette fin, EDF a engagé des plans d'actions industriels et de R&D. Des actions sont engagées pour renouveler les gros composants qui peuvent l'être (voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques »), et des solutions sont étudiées pour démontrer la capacité des équipements non remplaçables, à savoir les enceintes de confinement et les cuves des réacteurs, à assurer leur fonction jusqu'à 60 ans.

S'agissant des améliorations de la sûreté des tranches à réaliser pour poursuivre l'exploitation après 40 ans, l'ASN a indiqué qu'elle émettrait à la suite du Groupe Permanent Orientations d'avril 2015 une première position sur les grandes orientations du réexamen de sûreté associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs 900 MW et en 2018-2019 une position définitive sur la phase « générique » de ce réexamen, l'autorisation finale de fonctionnement après 40 ans étant prise réacteur par réacteur. Le 20 avril 2016, l'ASN a adressé une lettre à EDF dans laquelle elle définit ses attentes pour autoriser un éventuel prolongement de la durée de vie des réacteurs nucléaires français de 900 MW. Après examen du dossier remis par le groupe EDF dans lequel ce dernier présente sa démarche et sa méthodologie pour prolonger l'utilisation des 34 réacteurs de ce type au-delà de 40 ans, l'ASN considère que les thèmes retenus par EDF dans son programme correspondent aux enjeux de sûreté et n'appellent pas de remarques de sa part. Elle demande toutefois à EDF de compléter son programme sur plusieurs aspects, notamment sur le périmètre des programmes de contrôle et les objectifs d'amélioration des études.

La poursuite de l'exploitation du parc nucléaire actuel permettrait, dans le respect de la priorité absolue que constitue la sûreté nucléaire et dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques »), de faire le meilleur usage du patrimoine industriel qu'il constitue, de repousser les flux financiers associés aux décisions d'investissement dans des centrales neuves au-delà de 2025 et de lisser dans le temps les mises en services de centrales neuves.

1.4.1.1.6 La déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité réglementaire, financière et technique de la déconstruction de ses centrales, l'enjeu étant de démontrer, au travers du processus de déconstruction, sa maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire.

Le scénario de référence adopté par EDF depuis 2001 est une déconstruction sans période d'attente, en cohérence avec la réglementation française qui prévoit une déconstruction *« dans un délai aussi court que possible dans les conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-2 du Code de la santé publique et au II de l'article L. 110-1 du présent code »* (voir article L. 593-25 du Code de l'environnement).

Le processus réglementaire de la déconstruction est encadré par le Code de l'environnement et le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 (voir section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »). Pour un site donné, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée ;
- une demande de démantèlement conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret d'autorisation unique, permettant la déconstruction ;
- des points d'étape clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement ;
- un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le « déclassement » de l'installation la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

La déconstruction des centrales à l'arrêt définitif

Concernant les centrales à l'arrêt définitif (un réacteur à eau pressurisée (REP), Chooz A ; un réacteur à eau lourde (REL), Brennilis ; un réacteur à neutrons rapides (RNR), Creys-Malville ; et six réacteurs de la filière Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon), le choix effectué par EDF est de les déconstruire intégralement dans le délai aussi court que possible en respectant les principes du Code de la santé publique et de l'environnement et en s'assurant de la maîtrise des risques techniques associés à ces activités. Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils restent placés sous sa responsabilité et sa surveillance.

Dans le cadre de son rôle de propriétaire responsable, EDF assure la maîtrise d'ouvrage de la déconstruction.

La déconstruction des neuf centrales nucléaires d'EDF mises à l'arrêt définitif (programme « première génération ») produira environ un million de tonnes de déchets primaires, dont 80 % de déchets non radioactifs, et aucun déchet de Haute Activité. Les 20 % restant correspondent à des déchets de Très Faible à Moyenne Activité, dont environ 2 % de déchets à vie longue nécessitant la mise à disposition d'un centre de stockage FAVL et MAVL (projet de centre industriel de stockage géologique (Cigéo)).

Les filières existantes pour l'évacuation des déchets à vie courte TFA et FMA seront complétées par :

- le projet d'Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) en cours de construction sur le site de Bugey. L'objectif pour la mise en service de cette installation est fixé à l'horizon de mi-2017 ;
- le Centre de stockage des déchets FAVL qui est inscrit dans la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs. Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, après remise d'un rapport à l'État fin 2012, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et a transmis en juillet 2015 le rapport d'étape du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs 2013-2015 (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Ce rapport présente l'évaluation de sûreté associée à différents concepts de subsurface sur une zone investiguée. Pour les déchets de graphite, les résultats ouvrent la perspective d'un stockage sur le site investigué.

Le processus de déconstruction des centrales de Chooz A et Creys-Malville se poursuit. Chooz A est un réacteur à eau pressurisée, d'une technologie analogue aux 58 tranches en exploitation mais de conception plus ancienne. La situation du réacteur, dans une caverne rocheuse à flanc de colline, crée des conditions d'accès et d'entrée et sortie des matériels plus difficiles que celles du reste du parc REP existant.

Concernant Brennilis, en application d'une convention [1] de 2008 avec le CEA, EDF est devenu entièrement responsable de sa déconstruction. La réalisation des travaux de déconstruction inclus dans le périmètre du décret initial est en cours. En revanche, les travaux définitifs de démantèlement complet doivent être couverts par un décret complémentaire pour lequel EDF a déposé une demande le 29 décembre 2011. Conformément à l'avis que l'ASN avait exprimé, la Mission de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection a signifié à EDF en décembre 2012 que la demande d'autorisation de démantèlement complet de Brennilis ne pouvait être instruite en l'état en raison de l'annulation du permis de construire de l'ICEDA (voir section 2.4.1 « Procédures concernant EDF »). L'arrêt de la Cour administrative d'appel de Lyon du 4 décembre 2014, en restaurant la validité du permis de construire de l'ICEDA, a conduit EDF à relancer l'étude d'un dossier de démantèlement complet de Brennilis en tenant compte de l'évolution de la réglementation depuis l'élaboration du précédent dossier, en particulier la mise en application de l'arrêté INB.

Concernant les six réacteurs de la filière UNGG, le programme de déconstruction d'EDF prévoit une évacuation directe du graphite de ces centrales au centre de stockage de l'Aube (CSA). Le planning de déconstruction est adapté à celui de la mise à disposition du centre de stockage par l'ANDRA.

Les coûts de déconstruction

Centrales nucléaires EDF

Depuis le début de l'exploitation de ses centrales, EDF constitue des provisions pour couvrir les travaux de déconstruction, l'ingénierie, la surveillance et la maintenance des installations ainsi que la sécurité des sites (voir section 6.1 « Comptes consolidés d'EDF », notes 29.1.3 et 29.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015).

Une comparaison internationale réalisée par l'OCDE fin 2003 montre que les estimations d'EDF sont cohérentes avec les estimations des autres pays. Hormis quelques cas particuliers (Suède, Japon), les coûts avancés par chacun sont en effet assez homogènes, la France se situant 10 % à 15 % en dessous de la moyenne, ce qui s'explique notamment par l'effet de série que l'on peut raisonnablement attendre de la déconstruction du parc REP.

Par ailleurs, EDF s'appuie sur le retour d'expérience national et international (OCDE, AIEA, Union Européenne, etc.), en tenant compte des éléments suivants :

- différences de périmètres des devis ;
- contextes nationaux et réglementaires ;
- difficultés de comparaison entre devis dans différentes unités monétaires ;
- comparaison basée sur un ratio €/kWe non pertinente.

Le benchmark réalisé par EDF montre que l'estimation des coûts de démantèlement des centrales françaises se situe dans la fourchette haute des coûts provisionnés

Ces éléments de benchmark ont été audités dans le cadre de l'audit commandité par la DGEC (Direction Générale de l'Énergie et du Climat) sur les coûts du démantèlement des Réacteurs à Eau Pressurisée (REP), mené sur la période de juillet 2014 à août 2015. Les principales conclusions sont les suivantes :

- L'audit conforte globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire ;
- Les auditeurs confirment la nécessité de retraitements pour effectuer des comparaisons internationales et le caractère inadéquat de la comparaison directe en €/kWe installé ;
- Les auditeurs ont mené une comparaison indépendante en hommes/an représentative du coût de démantèlement, la main d'œuvre étant fortement dimensionnante dans l'activité et non sensible aux effets monétaires. En termes de benchmark international, l'audit DGEC conclut qu'il y a convergence des montants en hommes/an dès lors que l'on effectue les retraitements pour homogénéiser les périmètres et que le devis français propose l'estimation la plus haute des besoins globaux.

1. *Par cette convention, le CEA est devenu entièrement responsable de la déconstruction de l'installation de Phénix.*

Installations de tiers : La Hague (AREVA) et Phénix (CEA)

La responsabilité de la déconstruction des installations incombant à leur exploitant, EDF a souhaité se désengager financièrement de ces opérations.

Dans ce cadre, des accords conclus avec AREVA en juillet 2010 et avec le CEA fin 2008 ont permis de clarifier les responsabilités financières des parties. À la suite du versement de soultes, EDF est libéré de toute obligation au titre de sa contribution au financement des opérations de déconstruction des installations de Phénix, aujourd'hui à l'arrêt, et de La Hague.

1.4.1.1.7 Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation)

Des actifs dédiés ont été progressivement constitués depuis 1999 pour couvrir les engagements nucléaires de long terme. L'article L. 594 du Code de l'environnement et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés (voir section 6.1 « Comptes consolidés d'EDF », note 47.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015).

1.4.1.2 Projets « Nouveau Nucléaire »

1.4.1.2.1 Organisation

L'année 2015 marque la création de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire, qui s'inscrit dans le cadre de la stratégie CAP 2030 du groupe EDF fixant les orientations pour l'avenir.

Cette direction regroupe les unités d'ingénierie qui contribuent à la préparation des réacteurs de demain, aux projets de construction en cours et à l'appui du parc en exploitation. Elle porte les priorités fortes du groupe :

- amélioration de la performance des projets du nouveau nucléaire (principalement Flamanville 3 et Hinkley Point C) ;
- préparation des réacteurs de demain ;
- rapprochement avec les équipes d'AREVA en vue d'une meilleure efficacité.

1.4.1.2.2 État d'avancement du projet EPR de Flamanville

Une ingénierie « architecte-ensemblier »

Pour la réalisation du projet EPR *(European Pressurized water Reactor)* de Flamanville 3, EDF est exploitant-architecte-ensemblier, ce qui correspond à la position déjà adoptée lors du développement, de la rénovation et de la déconstruction de ses actifs de production actuels en s'appuyant sur ses compétences internes d'ingénierie. Ce rôle permet la maîtrise de la conception et du fonctionnement des centrales, de l'organisation des projets de développement, du planning de réalisation et du coût de construction, des relations avec l'ASN et de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.

Interfaces avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN)

EDF a déposé une demande d'autorisation de mise en service de Flamanville 3 en mars 2015 auprès de l'ASN, qui en a accusé réception en juin et a engagé l'instruction technique du dossier, tout en identifiant des compléments à apporter.

De manière concomitante, EDF a également déposé en mars 2015 auprès de l'ASN une demande d'autorisation de mise en service partielle visant à autoriser la réception du combustible sur site, également en cours d'instruction.

Par ailleurs, EDF a transmis en octobre 2015 au ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie une demande d'extension à avril 2020 du délai de mise en service de Flamanville 3 tel que fixé dans le décret d'autorisation de création du 10 avril 2007, dont le délai de validité initial est de 10 ans à compter de 2007.

Contrats de fourniture et de travaux

Près de 70 % du budget de construction est porté par six principaux contrats (chaudière, génie civil, contrôle-commande, tuyauterie, alternateur - condenseur - poste d'eau, électricité), attribués, à l'exception du contrat chaudière conclu avec AREVA, à la suite d'appels d'offres internationaux.

Fabrication et qualité des équipements

L'essentiel des équipements de la partie nucléaire est disponible en 2015, à l'exception d'un certain nombre de vannes et équipements classés « de sûreté » relevant de la réglementation des équipements sous pression nucléaires (ESPN), dont les critères d'acceptation font l'objet d'échanges entre le fabricant et l'ASN.

Un programme d'essais complémentaires pour démontrer la conformité de la cuve et du couvercle du réacteur a été validé avec l'ASN. Par ailleurs, l'instruction technique de la qualification des soupapes du pressuriseur est en cours (derniers essais pour la qualification du *design* et essais d'endurance de la soupape à venir).

Travaux sur site

La construction du réacteur Flamanville 3 a franchi au cours des années 2014 et 2015 plusieurs étapes importantes de sa construction, qui marquent un basculement progressif du chantier vers les phases d'essais :

- finalisation du génie civil (achèvement du bétonnage des dômes interne et externe du bâtiment réacteur et des opérations de précontrainte) ;
- introduction des quatre générateurs de vapeur et montage du circuit primaire ;
- mise en service de la salle de commande de l'EPR, la première en service pour un réacteur EPR ;
- premiers essais systèmes en station de pompage (filtration notamment) et en salle des machines (dont celui du circuit de graissage de ligne d'arbre de la turbine) ;
- installation sur le site de l'ensemble du contrôle-commande de la tranche, en vue de la généralisation des essais système ;
- mise en eau et test des piscines dans l'îlot nucléaire, notamment dans le bâtiment combustible ;
- introduction et début du montage des moteurs diesel principaux et des diesels d'ultime secours ;
- premiers essais fluides, dans l'îlot nucléaire, du circuit de refroidissement ;
- premier béton du centre de crise local du site de Flamanville (tranches 1-2-3), tête de série française de ce type de bâtiment issu des recommandations post-Fukushima et qui sera construit sur chaque site de production nucléaire français.

Fin 2015, les montages électromécaniques ont avancé de manière significative (65 %), et la phase d'essais est lancée sur le chantier, pour l'îlot conventionnel comme pour l'îlot nucléaire.

Le 24 mars 2016, le Groupe a annoncé avoir atteint le premier jalon, avec la finalisation des montages mécaniques du circuit primaire (voir section 5.2 « Événements postérieurs à la clôture »).

Calendrier de mise en service et budget

En septembre 2015, EDF a communiqué un nouveau calendrier et une actualisation du coût de construction du projet Flamanville 3, à 10,5 milliards d'euros$_{2015}$.

EDF et ses partenaires ont conduit une revue complète du projet de l'EPR de Flamanville et de son organisation pour améliorer la maîtrise industrielle du chantier jusqu'à sa mise en service.

Une nouvelle organisation a été définie :

- refonte complète de l'organisation du projet et des modes de travail autour d'un *management* resserré et directement rattaché au Directeur Exécutif Groupe Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire et au Président-Directeur Général d'EDF ;
- mise en place d'instances associant EDF et ses partenaires, pour piloter, coordonner et suivre le projet de manière rapprochée ;
- renforcement des responsabilités sur le terrain et présence managériale accrue dans cette phase d'achèvement de la construction et de préparation des essais ;
- nouveaux cadres contractuels avec les principaux fournisseurs ;
- échanges renforcés avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), en particulier dans le cadre de la nouvelle réglementation sur les équipements sous pression nucléaires.

La nouvelle feuille de route, sur laquelle EDF et ses partenaires s'engagent, vise à optimiser le pilotage du projet. Le nouveau calendrier s'établit autour de trois jalons clés :

- la finalisation des montages mécaniques du circuit primaire au premier trimestre 2016. Ce jalon a été tenu (voir section 5.2 « Événements postérieurs à la clôture ») ;
- l'achèvement des montages électromécaniques et le début des essais d'ensemble au premier trimestre 2017 ;
- le chargement du combustible et le démarrage du réacteur au quatrième trimestre 2018.

1.4.1.2.3 Avancée des autres projets du Nouveau Nucléaire

1.4.1.2.3.1 EPR d'Hinkley Point C

Le 21 octobre 2015, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé à Londres un accord stratégique d'investissement à caractère non engageant pour la construction et l'exploitation de la centrale nucléaire envisagée à Hinkley Point C dans le Somerset, permettant au projet de se poursuivre et définissant les prochaines étapes pour une décision finale d'investissement, qui reste notamment soumise aux conditions suivantes :

- approbation par les Conseils d'administration d'EDF et de CGN ;
- finalisation de la version intégrale de la documentation contractuelle sur la base des accords du 21 octobre 2015.

Les autorisations des autorités de la concurrence au titre du contrôle des concentrations et d'autres autorités gouvernementales en Chine et en Europe ont été obtenues au cours du premier trimestre 2016.

EDF Energy a également signé deux autres accords non engageants avec CGN relatifs à deux projets de construction nucléaire au Royaume-Uni : Sizewell C et Bradwell B (voir section 1.4.5.1.2.5 « Division Nouveau Nucléaire »).

1.4.1.2.3.2 Protocole d'accord avec AREVA

EDF et AREVA ont signé le 30 juillet 2015 un protocole d'accord non engageant formalisant l'état d'avancement des discussions relatives à leur projet de partenariat. Ce protocole comporte trois volets :

- l'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP. Dans ce cadre, il est prévu un contrôle majoritaire d'AREVA NP par EDF (au moins 51 %), la participation d'AREVA à hauteur d'un maximum de 25 % dans le cadre d'un partenariat stratégique, et potentiellement la participation d'autres partenaires minoritaires. Ce projet permet une meilleure sécurisation des activités les plus critiques du Grand carénage pour le parc existant en France et une amélioration de l'efficacité des prestations d'ingénierie, de gestion de projets et de certaines fabrications grâce au retour d'expérience d'EDF ;
- la création d'une société dédiée, détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP, destinée à optimiser les activités de conception et de gestion de projets des nouveaux réacteurs. Sa vocation est d'améliorer la préparation et la gestion des projets et les offres de la filière française à l'export grâce à une meilleure coordination du marketing stratégique pour l'élaboration des offres en amont des projets, au développement d'offres plus compétitives et adaptées aux besoins des clients, et à l'harmonisation et l'élargissement de la gamme de réacteurs, tout en assurant la poursuite des partenariats avec les grands industriels au Japon et en Chine. Cette société s'inscrira dans un modèle intégré producteur-fournisseur qui a fait ses preuves dans plusieurs pays ;
- la conclusion d'un accord de partenariat stratégique et industriel global, couvrant par exemple la promotion d'offres intégrées (assemblages combustibles et matières) en cas de vente de nouveaux réacteurs à l'export, la coopération dans le domaine du démantèlement (méthodes, outils, compétences…) et dans celui de l'entreposage des combustibles usés (offres communes à l'export), la poursuite des études sur les réacteurs de quatrième génération (chaudière et combustibles) et la coopération en matière de R&D.

Lors de sa réunion du 27 janvier 2016, le Conseil d'administration d'EDF a pris connaissance, à l'issue des *due diligences* réalisées au cours du second semestre 2015, de la finalisation des discussions menées avec AREVA pour l'acquisition par EDF du contrôle des activités d'AREVA NP.

Le Conseil a marqué son accord sur la valorisation définitive des activités destinées à être acquises par EDF, qui ressort à 2,5 milliards d'euros pour 100 % du capital [1] d'AREVA NP, ce montant étant susceptible, d'une part, d'être ajusté à la hausse comme à la baisse en fonction des comptes établis à la date de réalisation de l'opération et, d'autre part, de faire l'objet, en fonction de l'atteinte de certains objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation, d'un éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 350 millions d'euros. Ce montant de 2,5 milliards d'euros correspond à un multiple de 8 fois l'EBITDA normalisé.

Avec une prise de participation d'EDF envisagée de 51 % à 75 %, une offre engageante pourra être formulée par EDF sur ces bases, après consultation du Comité central d'entreprise et autorisation du Conseil d'administration, une fois que le dispositif d'immunisation totale d'EDF contre les coûts et les risques du projet OL 3 et l'ensemble de la documentation contractuelle définitive auront été finalisés.

1.4.1.2.3.3 EPR de Taishan

EDF est actionnaire de TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited), société qui a pour objet de construire et exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province chinoise du Guangdong.

En 2015, la tranche 1 est passée en phase d'essais et la tranche 2 en phase de montage de masse.

Les réalisations en 2015 ont notamment été les suivantes :

- juillet 2015 : fin du bétonnage du dôme externe de la tranche 1 ;
- septembre 2015 : réalisation des chasses en cuve (NCC) de la tranche 1 ;
- novembre 2015 : premier démarrage d'un des quatre diesels principaux de la tranche 1 et fin du bétonnage du dôme externe de la tranche 2 ;
- fin décembre 2015 : début de l'épreuve hydraulique du circuit primaire de la tranche 1.

La dynamique du projet va se poursuivre en 2016 avec la poursuite des essais d'ensemble de la tranche 1 et les montages de la tranche 2 dans l'objectif de démarrer la phase d'essais.

1. *Sans reprise de dette financière.*

Au sein d'EDF, des organisations ont été mises en place pour faire bénéficier le projet Taishan du soutien technique d'EDF et capitaliser sur le retour d'expérience de ces activités.

1.4.1.2.3.4 EPR Nouveau modèle

Début 2015, EDF et AREVA ont lancé en commun le projet « EPR Nouveau Modèle » (EPR NM) qui vise à réaliser le *basic design* d'un nouveau réacteur nucléaire de génération 3 – évolution de l'EPR – intégrant le retour d'expérience des projets en cours.

EDF et AREVA ont fait le choix de développer ce projet en commun, dans un projet intégré, pour tirer le meilleur parti des synergies existant entre les deux ingénieries.

Le *design* de ce nouveau réacteur est établi à partir de celui de l'EPR et répondra aux objectifs de sûreté de génération 3. Il sera le premier réacteur à intégrer dès sa conception originelle les retours de l'accident de Fukushima et les nouveaux référentiels de sûreté internationaux et français qui en découlent.

Le projet EPR NM a pour ambition d'optimiser ce réacteur sur la base du retour d'expérience des projets et chantiers en cours. Pour réaliser cet objectif, trois types de leviers sont mis en œuvre :

- la prise en compte, très en amont du développement, des aspects industriels, pour tirer le meilleur parti du tissu industriel de la filière nucléaire ;
- une évolution des méthodes et outils pour renforcer l'efficacité des équipes d'ingénierie ;
- l'optimisation de certaines options techniques de l'EPR.

Le modèle EPR NM a vocation à contribuer au renouvellement du parc nucléaire actuellement en exploitation en France et à enrichir l'offre de la filière nucléaire française à l'export.

1.4.1.3 Production thermique en France continentale

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques en France continentale a représenté, en 2015, environ 1,5 % de sa production totale d'électricité. Ce parc, dont l'âge moyen est de 24 ans, dispose à cette même date d'une puissance installée en fonctionnement de 9 970 MW.

Les moyens de production thermique présentent plusieurs atouts : une grande réactivité et flexibilité (démarrage rapide et modulation de la puissance), la capacité à être placés en arrêt prolongé (mis en réserve) ou, au contraire, à être remis en exploitation dans des délais courts, un coût d'investissement relativement faible et des délais de construction réduits.

Par ailleurs, les centrales thermiques les plus modernes répondent aux exigences environnementales des dernières directives en vigueur.

Les moyens de production thermique constituent ainsi une des composantes essentielles du mix énergétique pour assurer en temps réel l'équilibre production/consommation et répondre aux fluctuations de la consommation d'électricité. Avec une partie des installations hydrauliques (lacs, STEP), ils répondent aux besoins en électricité de semi-base et de pointe. Ils jouent aussi un rôle important dans l'adaptation des capacités de production d'EDF en réponse à l'évolution des besoins de ses clients.

1.4.1.3.1 Le parc de production thermique d'EDF

Au 31 décembre 2015, le parc thermique en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant au plan du combustible que de la puissance :

Combustible	Puissance unitaire *(en MW)*	Nombre de tranches en exploitation au 31/12/2015	Capacité totale *(en MW)*	Année de mise en service	Production *(en TWh)* Au 31/12/2015	Au 31/12/2014
Charbon	580	3	1 740	en 1983 et 1984	4,6	5,9
Fioul	535	1	535	en 1974		
	585	3	1 755	entre 1968 et 1975		
	685	4	2 740	en 1976 et 1977	0,1	0,1
Turbines à combustion fioul et bi-combustibles	85	4	340	en 1980 et 1981		
	203	1	203	en 1992		
	134	1	134	en 1996		
	125-129	2	254	en 1998 et 2007		
	185	2	370	en 2010		
	179-182	3	542	en 2008 et 2009	0,1	0,1
Cycles Combinés Gaz	427	1	427	en 2011		
	465	2	930	en 2012 et 2013	2,0	1,1

1.4.1.3.2 Les enjeux de la production thermique

Rénovation des moyens de production au charbon les plus récents pour répondre aux besoins de semi-base

En semi-base, le maintien des tranches charbon les plus récentes (c'est-à-dire les plus performantes) constitue la meilleure solution pour disposer de capacités compétitives.

En particulier, les plus récentes des tranches charbon 600 MW bénéficient des coûts de revient du combustible les plus bas au sein du parc thermique (tranches en bord de mer, sites de grande capacité, meilleurs rendements). Leur puissance ainsi que la flexibilité de leur production sont des atouts essentiels. Elles sont équipées de systèmes de désulfuration et de dénitrification des fumées (réduction de 90 % des émissions de dioxyde de soufre et de 80 % des émissions d'oxyde d'azote), ainsi que de dépoussiéreurs qui captent la quasi-totalité des poussières. Ces traitements permettent à ces tranches de se conformer aux contraintes environnementales

applicables depuis 2008, ainsi que de répondre aux nouvelles exigences de la réglementation au-delà de 2015. Un programme de rénovation de ces tranches charbon est en cours, avec pour objectif l'amélioration de leur fiabilité et de leur rendement.

En revanche, en raison des contraintes réglementaires environnementales (voir section 1.5.6.2.3 « Réglementation applicable à la production thermique »), EDF a achevé la mise à l'arrêt définitif de son parc charbon le plus ancien, avec en 2015 l'arrêt des cinq dernières tranches (La Maxe 1 et 2, Vitry-sur-Seine 3 et 4 et Bouchain 1). Au total, EDF a arrêté depuis 2013 2 835 MW de centrales au charbon.

Optimisation du parc fioul grâce à des arrêts saisonniers

Pour tenir compte du très faible fonctionnement des centrales au fioul, EDF met ce parc en arrêt saisonnier (AGL : arrêt garanti long) d'avril à octobre depuis 2014.

EDF a également arrêté définitivement l'exploitation de la centrale thermique d'Aramon le 1er avril 2016, celle-ci n'étant quasiment plus sollicitée depuis plusieurs années.

Mise en service d'un centre de téléconduite centralisé des turbines à combustion

Depuis avril 2015, les turbines à combustion du parc thermique sont pilotées depuis un centre de téléconduite basé à Vaires-sur-Marne, siège du Centre d'Exploitation des turbines à combustion. Ce dispositif innovant permet de contrôler à distance les 13 turbines réparties sur 6 sites de production : 4 en Île-de-France et 2 en Bretagne.

Modernisation du parc de production thermique avec les cycles combinés au gaz naturel

EDF a mis en service en 2011 un premier Cycle Combiné au Gaz naturel (CCG) en France sur le site de Blénod, puis un premier cycle combiné à Martigues en 2012 et un second en 2013. Les CCG de Martigues résultent de la transformation *(repowering)* des anciennes tranches fioul, dont une partie des installations (turbine à vapeur, condenseur ou installations de traitement d'eau) est réutilisée. Le *repowering* d'une tranche de cette puissance est une première en Europe. La puissance installée du site de Martigues est de 930 MW, et le rendement est de plus de 50 %, nettement supérieur à celui des tranches thermiques classiques. Cette modernisation du parc thermique permet à EDF de réduire les émissions atmosphériques de CO_2, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre.

EDF construit sur le site de Bouchain, en partenariat avec General Electric, un CCG de nouvelle génération, équipé de la nouvelle turbine de grande puissance de General Electric, la « 9HA ». Ce Cycle Combiné, aux caractéristiques innovantes en termes de puissance (575 MW atteignables en moins de 30 minutes) et de rendement (61 %, contre un rendement moyen pour un CCG standard de 57 à 58 %), présentant de bonnes performances environnementales avec des émissions de CO_2 de l'ordre de 360 g/kWh en moyenne et inférieures de 55 % à celles de l'ancienne centrale charbon voisine arrêtée en 2015, devrait être mis en service à l'été 2016. Le prototype sera testé pendant deux ans, puis transféré à EDF sous réserve que les tests soient concluants.

Évolution du cadre réglementaire environnemental

Le parc thermique est aujourd'hui exploité dans le cadre de la réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement ainsi que de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre et d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »). EDF s'est fixé pour objectif de réduire en France continentale les émissions de CO_2 de 30 % (mesurées en tonnes) entre 1990 et 2020, et de réduire d'au moins 65 % les émissions de SO_x, NO_x et de poussières entre 2005 et 2020 (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »).

Grâce à la mise à l'arrêt des centrales thermiques les plus anciennes, à la rénovation des centrales les plus récentes, à l'installation de procédés de dépollution, à l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite [1] et enfin à la mise en service de Cycles Combinés au Gaz naturel, les performances environnementales du parc thermique en France continentale ont été améliorées significativement :

- les émissions totales de CO_2 du parc EDF en 2015 se sont élevées à 5,3 millions de tonnes [2] ; confirmant ainsi l'amélioration du bilan carbone avec une diminution des émissions de CO_2 de plus de 50 % depuis 1990 ;
- les objectifs de réduction des émissions de NO_x et de poussières fixés pour 2020 sont déjà atteints. Les émissions de SO_x ont diminué de près de 55 % depuis 2005, l'objectif 2020 devrait donc être atteint très rapidement.

1.4.1.3.3 Production et performances techniques

La production thermique a représenté 6,8 TWh en 2015. Elle correspond à environ 1,5 % de la production d'EDF en 2015 en France continentale.

La fiabilité du parc thermique dans toutes ses composantes a été confirmée en 2015 et se situe au niveau des standards européens. Les taux de réponse des turbines à combustion (TAC) aux appels de l'optimiseur ont été très bons. La maîtrise des indisponibilités non programmées est l'objectif essentiel pour des moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe tels que le thermique. L'enjeu pour ces moyens de production sollicités de façon variable tout au long de l'année est d'assurer la sécurité du système grâce à une fiabilité et à une disponibilité maximales. En 2015, les tranches charbon ont fourni 4,6 TWh, les CCG 2,0 TWh, les tranches fioul et les TAC respectivement 131 GWh et 101 GWh.

Le site de Martigues a été touché par un incendie le 5 février 2015, ayant endommagé la tranche 6, notamment la turbine à vapeur, et engendrant des dommages collatéraux sur la tranche 5. La remise en service de la tranche 5 est intervenue en juin 2015, et celle de la tranche 6 est prévue sur le deuxième trimestre 2016. Le coût de remise en état pour EDF devrait être limité en raison de la prise en charge par l'assurance.

Déconstruction du parc actuel

EDF a planifié l'ensemble des opérations de déconstruction de son parc thermique actuel. Les provisions relatives à ces opérations ont été constituées pour un montant correspondant aux charges de déconstruction de l'ensemble des tranches en exploitation et aux travaux de dépollution des sites (voir section 6.1 « Comptes consolidés d'EDF », note 30 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015).

EDF a poursuivi en 2015 les travaux de déconstruction sur les sites mis en retrait définitif d'exploitation.

1.4.1.4 Production à partir des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables [3] (hydraulique, éolien, solaire, biomasse, géothermie, énergies marines, etc.), connaissent au niveau mondial un développement très soutenu.

Dans l'éolien terrestre, la capacité cumulée installée atteignait 420 GW dans le monde à fin 2015, dont plus de 74 GW aux États-Unis et environ 137 GW en Europe. Au cours de l'année 2015, 60 GW ont été installés dans le monde, dont environ 30 GW en Chine [4].

1. *Les tranches fioul utilisent toutes du combustible « à très très basse teneur en soufre » (à teneur inférieure à 0,4 % de soufre).*
2. *Sur le périmètre de la Société (EDF SA, soit y compris SEI et hors PEI), les émissions totales ont été en 2015 de 6,7 millions de tonnes.*
3. *Les énergies renouvelables ou énergies vertes sont issues de l'utilisation de ressources naturelles qui se renouvellent assez rapidement pour être considérées comme inépuisables à l'échelle de l'homme.*
4. *Source : GWEC,* Global Wind Statistics 2015.

Dans le solaire photovoltaïque, la capacité cumulée installée dans le monde s'établissait à près de 242 GWc fin 2015, dont environ 56 GWc de nouvelles capacités construites en 2015 [1].

Ce sont aujourd'hui très largement l'éolien, le solaire et la biomasse qui portent le développement des filières renouvelables. L'hydraulique est en effet proche de son potentiel maximal d'exploitation dans beaucoup de pays développés, même s'il conserve des perspectives de développement importantes dans d'autres régions du monde (sur les 111 GW de développement de nouvelles capacités en renouvelable anticipés chaque année dans le monde, environ un quart sont des capacités hydrauliques [2]).

Le groupe EDF est aujourd'hui le premier producteur européen d'énergies renouvelables et notamment le premier producteur hydroélectrique de l'Union européenne ; la production hydraulique est la première des énergies renouvelables du Groupe avec 20 GW installés, 239 barrages, 436 sites de production dans le monde. Le Groupe contribue à l'essor de filières industrielles compétitives, en particulier dans l'éolien et le solaire.

En 2015, le pôle Énergies Renouvelables a été créé pour piloter et valoriser les activités du groupe EDF dans les énergies renouvelables, à savoir la production hydraulique et les activités d'EDF Énergies Nouvelles. Ce pôle supervise également l'ensemble des projets renouvelables (éolien, solaire, énergies marines…) du Groupe, y compris ceux portés par les filiales étrangères.

Les engagements du groupe EDF concernant le développement des énergies renouvelables figurent également à la section 3.1 « Engagements de responsabilité d'entreprise ».

1.4.1.4.1 Production hydraulique en France

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales hydrauliques a représenté 38,9 TWh soit 8,5 % de sa production totale d'électricité.

1.4.1.4.1.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

Le parc hydraulique d'EDF en France continentale comprend 433 centrales :

- environ 11 % des centrales ont une puissance unitaire supérieure à 100 MW ; elles représentent environ 60 % de la production totale ;
- environ 51 % des centrales ont une puissance unitaire inférieure à 12 MW ; elles représentent environ 6 % de la production totale.

L'âge moyen du parc est supérieur à 71 ans [3].

	31/12/2015	31/12/2014
Centrales hydrauliques de capacité inférieure ou égale à 12 MW		
Puissance maximale *(en MW)*	989,3	997,5
Production nette du pompage *(en TWh)*	2,4	2,8
Consommation par pompage *(en GWh)*	32,7	40,0
Production pompage compris *(en TWh)*	2,4	2,9
Centrales hydrauliques de capacité supérieure à 12 MW		
Puissance maximale *(en MW)*	18 939,4	18 949,2
Production nette du pompage *(en TWh)*	29,7	34,7
Consommation par pompage *(en TWh)*	6,8	7,8
Production pompage compris *(en TWh)*	36,5	42,5
PUISSANCE MAXIMALE TOTALE *(EN GW)*	**19,9**	**19,9**
PRODUCTION TOTALE NETTE DU POMPAGE (1) *(EN TWH)*	**32,1**	**37,5**
PRODUCTION TOTALE POMPAGE COMPRIS (2) *(EN TWH)*	**38,9**	**45,4**

(1) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.
(2) Y compris usine marémotrice de la Rance (518 GWh en 2015).

Au périmètre de la France continentale, les centrales se trouvent principalement dans les massifs montagneux des Pyrénées, des Alpes, du Massif central et du Jura, ainsi que sur le Rhin. L'ensemble représente une puissance installée d'environ 20 GW (hors outre-mer et Corse), soit 20 % du parc d'EDF, pour une énergie productible annuelle d'une quarantaine de térawattheures.

Les différents aménagements hydrauliques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées. Du fait de la taille et de la variété de son parc, EDF dispose d'aménagements capables de répondre à tous les types d'usages souhaités, en base ou en pointe, et qui offrent des leviers d'optimisation en raison de leur souplesse d'utilisation : des aménagements « au fil de l'eau », comme sur le Rhin, qui ne possèdent pas de capacité de stockage et produisent de l'énergie en fonction des apports d'eau du moment ; des éclusées avec une réserve d'eau de moyenne importance (plus faible que celle d'un lac), destinées à une utilisation ponctuelle en cours de semaine ou de journée pour couvrir les pointes de demande ; des aménagements de lacs (réservoirs saisonniers) situés dans les massifs montagneux (Alpes, Massif central et Pyrénées) ; des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) qui permettent de pomper l'eau du bassin aval vers le bassin amont en période de prix faibles, de manière à constituer un stock qui sera utilisé pour produire de l'énergie en période de pointe (l'eau sera alors « turbinée » du bassin amont vers le bassin aval) ; une usine marémotrice sur la Rance qui, en utilisant le mouvement ascendant et descendant de la marée, fournit de l'électricité de manière très régulière.

1. *Source :* Bloomberg New Energy Finance.
2. *Source : Agence internationale de l'énergie,* World Energy Outlook 2015, *scénario « New Policies ».*
3. *Moyenne arithmétique.*

Catégorie	Puissance	Productible moyen sur 50 ans
Fil de l'eau	3,6 GW	17,1 TWh
Lac	8,8 GW	15,8 TWh
Éclusées	3,1 GW	8,8 TWh
Marémotrice	240 MW	0,5 TWh

Les STEP d'EDF en France continentale représentent une puissance de 4,2 GW pour une production qui en 2015 a été de 4,72 TWh. Le productible des STEP lié aux apports naturels dans les bassins amont est en moyenne de 1,1 TWh.

1.4.1.4.1.2 La sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements hydroélectriques et durant leur exploitation pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages. La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur (voir section 2.2.6.2 « Gestion des risques liés à la sûreté hydraulique »). Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des risques liés à l'exploitation : variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État, principalement des Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL). Parmi les barrages les plus importants, 68 d'entre eux font l'objet d'une procédure administrative particulière (« plan particulier d'intervention ») mise en œuvre par le préfet compétent.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière de ses barrages, notamment par une auscultation continue.

De plus, pour chacun des 150 grands barrages, une révision complète est réalisée tous les dix ans, assortie d'une vidange ou d'une inspection de la structure avec des moyens subaquatiques. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État (DREAL et STEEGBH – Service technique de l'énergie électrique des grands barrages et de l'hydraulique).

Par ailleurs, la réalisation d'études exhaustives contributives à la sûreté constitue une obligation réglementaire pour le propriétaire ou le concessionnaire d'un barrage : études de danger pour les ouvrages de classes A (barrages dont la hauteur est supérieure ou égale à 20 mètres) et B (barrages dont la hauteur est supérieure à 10 mètres et dont le volume dépasse un seuil fixé par la réglementation), revues de sûreté pour les ouvrages de classe A. EDF respecte le calendrier attendu : les 240 études de danger de première génération ont été délivrées aux services de contrôle de l'État. Le calendrier des revues de sûreté est également en bonne voie, avec 120 revues délivrées en 2015, sur les 157 attendues d'ici 2017. Elles consolident une vision d'ensemble des ouvrages et des parades associées qui s'avère satisfaisante [1].

En 2015, la sûreté hydraulique du parc d'EDF s'est maintenue à un bon niveau sans événement important pour la sûreté hydraulique (EISH) classé « orange » (événement ayant entraîné une mise en danger de personnes au sens de l'arrêté du 21 mai 2010). 23 EISH classés « jaunes » (événements traduisant une non-conformité sans mise en danger des personnes) ont été comptabilisés cette année. Les principaux indicateurs continuent d'afficher un bon niveau :

- la détection des événements significatifs sans caractère de gravité (appelés ESSH 0) par les équipes de terrain a augmenté, avec 3 409 événements détectés ;
- faible nombre d'événements ayant eu des conséquences externes (ESSH ≥ 1). 32 événements sont survenus ;
- réduction du nombre de sites, à l'aval des ouvrages, présentant une sensibilité élevée aux risques liés aux variations de débit, qui passe de 114 en 2005 à 11 en 2015 (18 en 2014, 19 en 2013). Bien que marquée par une hydraulicité déficitaire (quatrième hydraulicité la plus faible depuis 1948, selon les données EDF), l'année 2015 a été marquée par quelques épisodes de crue dans les Alpes du Nord et sur le Rhin (avec des crues parfois historiques sur certains bassins versants comme l'Arve). Cependant, la gestion des aménagements hydroélectriques a été correctement maîtrisée lors de ces événements.

Enjeu majeur de la sûreté hydraulique, la maîtrise des risques liés au vieillissement des installations a été renforcée, et la politique de maintenance à long terme a été actualisée en 2012. Avec plus de 800 millions d'euros pour la sûreté hydraulique entre 2007 et 2014, EDF a engagé les programmes de rénovation du patrimoine hydraulique les plus importants entrepris depuis plusieurs décennies. En 2015, les travaux de sûreté se sont poursuivis, et une part conséquente du budget de maintenance y est consacré.

Depuis 2006, EDF a engagé le programme de rénovation du patrimoine hydraulique « SuPerHydro » (sûreté et performance) dont le budget total s'est élevé à 1 122 millions d'euros courants. En 2015, les programmes d'ingénierie du parc hydraulique en exploitation sur les volets sûreté et performance ont pris le relais de ce programme, tout en assurant un suivi particulier des opérations à enjeux de sûreté. L'objectif est la mise à niveau technique et la maintenance renforcée des ouvrages, afin de maintenir dans la durée un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver les performances techniques du parc. À fin 2015, 579 dispositifs et moyens particuliers sont effectifs et suivis sur les cinq familles d'ouvrages prioritaires : galeries, canaux, barrages, conduites forcées et vannes [1].

Ces deux programmes sont renforcés par le projet « RenouvEau », dont l'objectif est d'améliorer tant la sûreté que la performance et la compétitivité du parc hydraulique. Les outils, les méthodes et les travaux définis dans le cadre du projet « RenouvEau » sont en cours de déploiement sur l'ensemble des grandes installations du parc hydraulique (voir section 1.4.1.4.1.3 « La performance du parc de production hydraulique »).

1.4.1.4.1.3 La performance du parc de production hydraulique

Un parc fortement automatisé

Afin d'exploiter au mieux la souplesse de son outil de production hydraulique, EDF a engagé depuis de nombreuses années des programmes ambitieux d'automatisation, de conduite à distance de ses centrales hydrauliques et de gestion centralisée de vallée. Aujourd'hui, les centrales les plus importantes du parc hydraulique d'EDF, qui représentent un peu plus de 15 GW, soit environ 75 % de sa puissance hydraulique installée, sont gérées à distance depuis quatre centres de conduite capables de modifier leur programme de fonctionnement à tout instant pour répondre aux besoins du système électrique et aux opportunités économiques du marché de l'électricité.

Performances techniques du parc et conditions hydrauliques 2015

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydraulique peut varier significativement suivant les années. L'année 2015 se caractérise par des conditions hydrologiques déficitaires.

1. *Pour en savoir plus, consultez le rapport 2015 de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique, disponible sur le site internet d'EDF.*

La production d'électricité d'origine hydraulique en France continentale a été de 38,91 TWh hors déduction de la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage et de 32,1 TWh nette de la consommation liée au pompage.

La disponibilité globale du parc hydraulique, c'est-à-dire le pourcentage du temps dans l'année pendant lequel les centrales sont disponibles à pleine puissance, s'est établie en 2015 à 80,38 %, un résultat en augmentation par rapport à 2014. Pour 2015, l'indisponibilité du parc hydraulique d'EDF provient pour 15,88 % de travaux d'entretien et de maintien du patrimoine (indisponibilité programmée) réalisés dans le cadre de la maintenance des installations, notamment du programme de rénovation SuPerHydro (voir ci-dessus) et pour 3,7 %, de prolongements de travaux et d'avaries (indisponibilité fortuite). Le taux de réponse à la sollicitation du parc, c'est-à-dire le taux de réussite de la réponse aux ordres de démarrage reçus par les centrales, est supérieur à 99 % depuis plusieurs années.

EDF a également engagé en 2011 un projet ambitieux de modernisation de la performance industrielle de son parc hydraulique, pour un montant global de 840 millions d'euros$_{2010}$ à l'horizon 2021. Ce projet, intitulé « RenouvEau », vise à moderniser la maintenance et l'exploitation du parc hydraulique, à travers notamment la rénovation des installations électriques, du contrôle-commande et des outils informatiques de gestion, de maintenance et d'exploitation, afin d'améliorer la performance opérationnelle du parc hydraulique. Le déploiement généralisé du projet s'étalera de 2014 à 2020.

1.4.1.4.1.4 Les enjeux de la production hydraulique

La filière hydraulique s'attache aujourd'hui à répondre aux enjeux suivants : mise en œuvre de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, gestion de l'accès à l'eau et développement.

Le renouvellement des concessions

Les ouvrages de production hydraulique sont exploités dans le cadre de concessions accordées par décret pour les ouvrages de plus de 100 MW, par arrêté préfectoral pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW et dans le cadre d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW (voir section 1.5.6.2.4 « Réglementation applicable aux installations hydrauliques »).

EDF est aujourd'hui le concessionnaire de la majorité des chutes hydroélectriques en France.

D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, les concessions sont en général renouvelées pour des durées de 30 à 50 ans.

En l'état de la réglementation en vigueur, le concessionnaire sortant ne bénéficie d'aucune indemnisation dans l'hypothèse où une concession arrive normalement à échéance. L'article L. 521-15 du Code de l'énergie (issu de la loi de finances rectificative pour 2006) prévoit le remboursement des dépenses non amorties liées soit aux travaux de modernisation, soit aux travaux ayant permis d'augmenter les capacités de production, à condition que ces travaux aient été réalisés au cours de la deuxième moitié de la concession. En revanche, les concessions dont le terme serait anticipé par l'État feraient alors l'objet d'une indemnisation. Cette indemnisation de la part de l'État est destinée à compenser le manque à gagner pour le concessionnaire sortant, du fait de la cessation anticipée de l'exploitation de la concession, en application des dispositions prévues dans les cahiers des charges des concessions.

Dans ce contexte, EDF se prépare depuis plusieurs années à présenter sa meilleure offre pour chaque concession, alliant amélioration énergétique, prise en compte des milieux aquatiques, rémunération de l'État et des collectivités au travers de la redevance et développement du territoire, tout en garantissant la sûreté et la sécurité d'exploitation.

La Commission européenne (CE) a ouvert une procédure contre l'État français concernant les concessions hydroélectriques en France, sur le fondement de l'article 106 § 1 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) lu en combinaison avec l'article 102 du même traité. Dans ce cadre, la CE a adressé à l'État français le 22 octobre 2015 une lettre de mise en demeure, dans laquelle elle considère que l'attribution et le maintien au bénéfice d'EDF de l'essentiel des concessions hydroélectriques en France constitueraient une infraction aux dispositions précitées en ce que ces mesures renforceraient la position dominante d'EDF sur les marchés français de la fourniture d'électricité au détail. L'État a répondu à cette mise en demeure, ce qui a amorcé une phase d'échange contradictoire entre l'État et la CE et ne préjuge pas de la décision finale de cette dernière. En tant que principal tiers intéressé, EDF a reçu une copie de la mise en demeure et a adressé ses observations à la CE le 4 janvier 2016.

La gestion de l'accès à l'eau

Les 239 barrages exploités par EDF en France permettent le stockage de 7,5 milliards de mètres cubes d'eau, soit 75 % des réserves nationales de stockage de surface.

Les aménagements hydrauliques ont des effets positifs tant sur le développement économique que dans le domaine de l'environnement, et EDF mène une politique active de gestion concertée de la ressource hydraulique en coopération avec les différents acteurs de l'eau. Des conventions sont conclues avec les élus locaux, agriculteurs, pêcheurs, responsables de sites touristiques et industriels (voir section 3.2.2.6 « Protection de la biodiversité »).

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006 contient des dispositions relatives à la gestion de la ressource en eau (notamment la valeur des débits réservés [1] et la souplesse d'exploitation des centrales hydrauliques). EDF estime que ces dispositions ont des conséquences limitées à moyen terme sur son activité hydraulique (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »).

Le développement

95 % du potentiel hydraulique est actuellement exploité en France. EDF n'en poursuit pas moins le développement de son activité hydraulique, par la réalisation et l'étude de nouveaux projets.

Un projet de microcentrale est en travaux à proximité du barrage de Kembs sur le Rhin, d'une puissance de 8 MW et 28 GWh de productible, avec une mise en service prévue en 2016.

La centrale hydroélectrique du Rondeau a été inaugurée le 1er octobre 2015 en Isère dans la commune d'Échirolles près de Grenoble. Il s'agit de la plus puissante des microcentrales hydraulique EDF. La centrale utilise l'eau d'une petite chute de 4,30 mètres à l'extrémité du canal de fuite du Drac, un canal artificiel pris en amont sur la rivière. Pour exploiter cette faible chute, il a fallu faire appel à une technologie nouvelle « made in France », la turbine VLH *(Very Low Head),* conçue et assemblée par la PME française aveyronnaise MJ2 Technologies. La puissance installée est de 2,2 MW pour un productible de 13,7 GWh.

La production à partir des débits réservés continue à être développée. L'objectif est d'équiper un certain nombre de barrages pour turbiner le débit réservé et récupérer une partie de l'énergie associée. En 2015, cinq groupes de turbinage de débit réservé ont été installés. Les mises en service au niveau des barrages de Beaumont-Monteux sur l'Isère, de Notre-Dame-de-Commiers sur le Drac, La Châtre-sur-la-Creuse et de la Prétière-sur-le-Doubs ont été réalisées. La production de ces cinq groupes, effective en 2015, représente une puissance totale de 3 323 kW. Des projets sont à l'étude ou en cours de réalisation pour une puissance totale d'une dizaine de mégawatts et un productible de l'ordre de 70 GWh, avec des mises en service attendues s'échelonnant de 2016 à 2020.

Par ailleurs, EDF se donne pour objectif d'exploiter toutes les opportunités de développement qui peuvent lui être offertes, en particulier :

- optimiser le potentiel des stations de transferts d'énergie par pompage en France (STEP) ;

1. *Débit minimal maintenu à l'aval des barrages pour préserver la vie aquatique.*

- étudier les possibilités de « suréquipement » (par exemple, en augmentant la puissance d'ouvrages hydrauliques existants) offertes par l'article L. 511-6 du Code de l'énergie issu de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 (disposition abrogée à compter du 1er avril 2016 par l'ordonnance n° 2016-65 du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession), pour contribuer au développement de moyens de pointe. Des chantiers se font actuellement sur les usines de La Coche et de La Bâthie. EDF a en effet obtenu par arrêté du 17 juin 2013 l'autorisation de construire un nouveau groupe de 240 MW sur le site de la STEP de La Coche-en-Savoie. Ce groupe Pelton, dont la construction débute en 2016, permettra d'augmenter de 20 % la puissance de l'aménagement existant et de produire chaque année environ 100 GWh supplémentaires. Pour l'usine de La Bâthie, la surpuissance est réalisée en remplaçant les six groupes de production et devrait atteindre environ 50 MW. À fin 2015, trois groupes ont été réalisés ;
- mettre à profit les opérations de rénovation des installations pour développer leurs capacités ;
- réaliser, dans le cadre du renouvellement des concessions, des adaptations des ouvrages (modernisation, optimisation de la production, etc.). Ainsi, dans le cadre du renouvellement de la concession de la moyenne Romanche et des décrets publiés le 31 décembre 2010, EDF réalise un ouvrage neuf permettant de remplacer les six petites usines existantes par une nouvelle centrale souterraine (centrale de Romanche-Gavet) d'une puissance de 93 MW et pour un productible de 560 GWh, soit 155 GWh de plus que les centrales existantes ;
- développer la « petite hydraulique » (centrales de puissance inférieure à 12 MW). L'un des objectifs est de développer la petite hydraulique par :
  - l'optimisation et l'augmentation de la production du parc existant (rénovation de 16 centrales dans la Mayenne, programme de rénovation des centrales du Var, du Lot et de la Dordogne),
  - l'acquisition de petits aménagements hydroélectriques en France,
  - la construction de petits aménagements hydroélectriques neufs,
  - la mise en place de partenariats pour le développement de projets.

EDF a également renforcé sa démarche d'accompagnement territorial pour ses activités industrielles. Cette démarche s'est concrétisée par la création du programme « Une rivière, un territoire » qui disposait fin 2015 de sept agences actives sur le territoire national.

1.4.1.4.2 Nouvelles énergies renouvelables

1.4.1.4.2.1 L'énergie éolienne

Une éolienne est un capteur de vent, dont la force actionne les pales d'un rotor couplé à une génératrice électrique. On distingue :

- l'éolien terrestre *(onshore)* : il s'agit d'une filière mature, dont la compétitivité s'approche aujourd'hui de celle des filières conventionnelles, voire l'atteint dans certaines zones. Elle bénéficie de mesures économiques incitatives dans de nombreux pays, mais de plus en plus de projets sont développés sans mécanisme de soutien (voir section 1.5.3 « Législation relative au marché de l'électricité »). La puissance moyenne des éoliennes terrestres installées dans le monde est de l'ordre de 2 MW, et on observe une croissance régulière de cette puissance. La filiale dédiée au développement de cette énergie au sein du Groupe est EDF Énergies Nouvelles. Les filiales EDF Luminus et Edison disposent également de parcs éoliens en exploitation. La production d'électricité d'origine éolienne du groupe EDF a atteint 10,7 TWh en 2015 ;
- l'éolien en mer *(offshore)* : cette filière, moins mature et en plein développement, est aujourd'hui plus onéreuse en termes d'investissement et de coût de raccordement au réseau que l'éolien terrestre ; l'exploitation-maintenance en mer est également plus difficile. Les atouts de cette filière sont la puissance unitaire importante des éoliennes (supérieure à 3 MW en général) ainsi que le productible plus élevé du fait de vents plus constants. La filière est engagée dans un processus d'apprentissage, qui doit lui permettre de réduire l'écart de coût avec l'éolien terrestre. Le groupe EDF a décidé d'accroître progressivement son investissement dans l'éolien *offshore,* dont les perspectives de développement sont intéressantes, au moins dans deux pays clés du Groupe : la France et le Royaume-Uni.

1.4.1.4.2.2 L'énergie solaire photovoltaïque

Le principe de fonctionnement du solaire photovoltaïque est de transformer directement la lumière solaire en énergie électrique. Le solaire photovoltaïque trouve deux types d'utilisation : soit il est raccordé au réseau électrique, soit il permet de produire de l'électricité sur des sites isolés. Le photovoltaïque raccordé au réseau connaît une croissance continue dans le monde sur deux marchés : les centrales au sol et le solaire sur toitures résidentielles et bâtiments.

Depuis 2014, le marché du photovoltaïque en France est reparti à la hausse, avec 950 MW raccordés au réseau en 2014 et 880 MW en 2015 (contre 650 MW en 2013)[1].

Le coût de la production d'électricité d'origine solaire a considérablement baissé ces dernières années. Il subsiste toutefois des marges de progression significatives, qui reposent sur l'innovation. Dans cette optique, la R&D d'EDF conduit sur son site de Chatou, dans le cadre de l'Institut de recherche et de développement sur l'énergie photovoltaïque (IRDEP), créé en partenariat avec le CNRS et l'ENSCP (École nationale supérieure de chimie de Paris), des recherches sur les technologies photovoltaïques.

1.4.1.4.2.3 La biomasse et le biogaz

Les technologies fondées sur la biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie, ou à exploiter des forêts dédiées pour produire de la chaleur ou de l'électricité.

Les biocombustibles sont d'origines très diverses. Il existe trois catégories de filières énergétiques : les installations de combustion de matières végétales (bois, résidus agricoles) ou animales, les installations de production de biogaz (gaz produit par fermentation de matières organiques animales ou végétales) et les installations d'incinération d'ordures ménagères.

Enfin, par le biais de ses participations, le Groupe détient des parts en France (notamment au travers de sa filiale Dalkia, voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia ») et à l'étranger dans plusieurs dizaines de réseaux de chaleur et d'installations électrogènes de petite taille utilisant essentiellement le bois comme combustible. Il détient également une participation majoritaire dans la société Tiru, active dans la valorisation énergétique des déchets (voir section 1.4.6.1.3 « Tiru »).

1.4.1.4.2.4 L'énergie géothermique

La température des roches de l'écorce terrestre augmente avec la profondeur de la Terre (en moyenne, 3 °C tous les 100 mètres). Dans certaines régions, la chaleur terrestre vient jusqu'à la surface sous forme de sources chaudes, d'eau ou de vapeur d'eau. L'eau chaude est exploitée directement sous forme de chaleur : chauffage central dans les habitations ou chauffage de serres.

La vapeur d'eau extraite du sous-sol est aussi utilisée dans la production d'électricité : comme dans une centrale thermique classique, elle actionne une turbine. Il est également possible d'utiliser les roches chaudes et sèches comme source de production d'électricité à partir de vapeur. Pour développer cette forme d'énergie, EDF s'est associé à plusieurs partenaires (parmi lesquels Électricité de Strasbourg et des énergéticiens allemands)

1. *Source : Commissariat Général au Développement durable,* Tableau de bord éolien-photovoltaïque.

dans le cadre d'un groupement européen qui développe et exploite une unité prototype de production d'électricité géothermique dans des roches cristallines chaudes et naturellement fracturées à Soultz en Alsace (voir section 1.4.6.4 « Électricité de Strasbourg (ÉS) »).

La France dispose également de ressources de haute température situées dans les départements d'outre-mer. Le groupe EDF est présent dans cette activité notamment au travers de sa participation minoritaire dans la société Géothermie Bouillante en Guadeloupe.

1.4.1.4.2.5 **Autres technologies**

Les énergies renouvelables couvrent un large champ de filières et de technologies. Pour préparer l'avenir, EDF Énergies Nouvelles est chargée au sein du Groupe de détecter les filières prometteuses et, avec le soutien des équipes R&D du Groupe ou de partenaires industriels, prend part à l'émergence de nouvelles technologies. Les énergies marines sont, avec le solaire (voir ci-dessus), l'un des domaines plus particulièrement explorés par le Groupe.

Dans le cadre des énergies marines, deux projets sont en cours de développement :

- les hydroliennes, qui sont des turbines sous-marines exploitant l'énergie des courants marins. EDF a construit un démonstrateur de ferme hydrolienne sur le site de Paimpol-Bréhat, dans les Côtes-d'Armor. Ce prototype devrait prochainement entrer dans une deuxième phase de test avec la première production d'électricité. Le prototype a été immergé le 20 janvier 2016 et devrait prochainement être connecté au réseau. Dans la continuité de cette expérimentation, EDF Énergies Nouvelles, en partenariat avec DCNS, premier constructeur européen de navires militaires, développe le projet « Normandie Hydro », ferme de plus grande puissance basée dans le raz Blanchard, au large du Cotentin ;
- l'éolien en mer flottant : EDF Énergies Nouvelles envisage de répondre en partenariat à l'appel à projets lancé par le gouvernement français en août 2015 pour des fermes pilotes. L'appel d'offres vise des parcs de trois à six éoliennes, pour une puissance unitaire de 5 MW minimum, qui devront se situer dans l'une des quatres zones suivantes : au large de l'île de Groix (Bretagne), du phare de Faraman (Provence - Alpes - Côte d'Azur), des étangs de Leucate et de la commune de Gruissan (Languedoc-Roussillon).

1.4.1.4.3 **EDF Énergies Nouvelles**

L'engagement du groupe EDF en matière d'énergies renouvelables est porté principalement par sa filiale EDF Énergies Nouvelles (EDF EN), détenue à 99,99 % (0,01 % étant détenu par les salariés [1]). L'ensemble des sociétés du groupe EDF EN employait 3 029 personnes au 31 décembre 2015.

La société, qui représente le pôle d'expertise et de développement du Groupe en particulier dans les domaines de l'éolien et du solaire photovoltaïque, figure parmi les acteurs de référence de la production d'électricité issue des nouvelles énergies renouvelables notamment dans ses principales zones d'implantation : l'Amérique du Nord et l'Europe de l'Ouest et du Sud.

EDF EN est un producteur d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, qui intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Ainsi, EDF EN est actif en amont, dans le développement de projets, puis dans la construction de centrales électriques et enfin dans l'exploitation et la maintenance des centrales construites, chacune de ces activités pouvant être exercée pour compte propre ou pour compte de tiers. Dans le cadre de son activité de développement de projet, le Groupe exerce une activité de développement-vente d'actifs structurés (DVAS), qui consiste principalement à construire des projets destinés à être cédés, en tout ou partie, à plus ou moins court terme, à des tiers intéressés par ces actifs d'infrastructure.

Avec un développement centré sur l'éolien et le solaire photovoltaïque (qui représentent environ 97 % de ses capacités installées), EDF EN est également présent sur d'autres filières d'énergies renouvelables, principalement les énergies de la mer. Enfin, EDF EN est présent dans le secteur des énergies renouvelables réparties (solaire en toiture).

Historiquement, EDF EN s'est principalement développé sur deux zones géographiques : l'Europe de l'Ouest et du Sud (notamment France, Royaume-Uni, Italie et Portugal) et l'Amérique du Nord avec les États-Unis, le Canada ainsi que le Mexique. Depuis 2012, le Groupe a pris position dans de nouveaux pays à fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables, tels que l'Afrique du Sud, la Pologne et le Maroc dans l'éolien, et Israël et l'Inde dans le solaire photovoltaïque. Ce développement s'est poursuivi en 2015 avec de nouvelles implantations au Chili et au Brésil. Fin 2015, EDF EN s'est associée avec un développeur éolien en Inde (le groupe SITAC) pour développer cette technologie.

Au 31 décembre 2015, EDF EN dispose d'une capacité installée brute de 9 063,3 MW, d'une capacité installée nette de 6 131,5 MW et de 1 408,8 MW bruts en cours de construction.

1. *À l'issue de l'offre publique alternative d'achat et d'échange portant sur les actions EDF EN réalisée par EDF en 2011, EDF a mis en place un mécanisme destiné à assurer la liquidité des actions gratuites qui avaient été attribuées aux salariés et dirigeants d'EDF EN avant l'offre. En application de ce mécanisme, EDF détiendra à terme la totalité des actions encore détenues aujourd'hui par les salariés d'EDF EN.*

CAPACITÉS INSTALLÉES PAR FILIÈRE ET PAR PAYS

	Au 31/12/2015		Au 31/12/2014	
(en MW)	Brute [1]	Nette [2]	Brute [1]	Nette [2]
Éolien				
États-Unis	2 818,2	2 233,4	1 983,1	1 695,0
France	1 040,4	754,0	952,2	665,8
Italie	440,4	246,6	440,4	246,6
Portugal	507,0	314,1	495,8	302,9
Grèce	384,3	358,0	340,5	314,2
Canada	589,7	565,7	464,4	440,4
Royaume-Uni [3]	589,7	208,1	542,9	184,7
Turquie	612,8	250,7	566,8	228,2
Mexique	391,5	229,5	391,5	229,5
Pologne	106,0	106,0	48,0	48,0
Belgique [4]	325,2	29,7	325,2	29,7
Allemagne	3,0	3,0	3,0	3,0
Afrique du Sud	104,1	50,0	–	–
Total éolien [5]	**7 912,3**	**5 348,8**	**6 553,7**	**4 388,1**
Solaire				
France	209,2	153,1	209,7	153,6
États-Unis	160,3	88,7	160,3	88,7
Italie	79,5	76,8	79,3	76,7
Espagne	57,4	46,9	57,4	46,9
Canada	23,4	23,4	23,4	23,4
Grèce	12,1	12,1	12,1	12,1
Israël	108,5	66,2	68,5	48,8
Inde	180,5	46,9	30,0	7,8
Énergies renouvelables (France)	86,8	58,3	86,4	57,8
Total solaire [5]	**917,6**	**572,4**	**727,0**	**515,7**
Autres filières				
Hydraulique	77,2	74,4	77,2	74,4
Biogaz	51,0	51,0	78,0	73,2
Biomasse – cogénération	85,2	64,9	80,8	60,5
Autres	20,0	20,0	0,0	0,0
Total autres filières [5]	**233,4**	**210,3**	**236,0**	**208,1**
TOTAL [5]	**9 063,3**	**6 131,5**	**7 516,7**	**5 112,0**

(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF EN est actionnaire.
(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF EN.
(3) EDF EN détient 50 % d'EDF Energy Renewables (les autres 50 % étant détenus par EDF Energy). En conséquence, la capacité nette indiquée de 208,1 MW n'inclut que 50 % des capacités éoliennes d'EDF Energy Renewables.
(4) Il s'agit de mégawatts en éolien offshore exclusivement.
(5) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

Filière éolienne

Éolien terrestre (onshore)

Au cours de l'année 2015, EDF EN a poursuivi activement son développement dans l'éolien terrestre en augmentant de 1 358,6 MW bruts ses capacités de production éolienne et totalisant ainsi, à fin 2015, 7 525,1 MW bruts d'éolien terrestre en exploitation.

Les mises en service de parcs éoliens terrestres ont atteint sur l'année 2015 le chiffre de 1 614,9 MW bruts, et au total, les parcs éoliens terrestres en cours de construction représentent 1 060,2 MW bruts au 31 décembre 2015.

Dans le cadre de l'activité DVAS, 543,3 MW d'éolien terrestre ont été cédés en Amérique du Nord (Canada et États-Unis).

France

En 2015, EDF EN a dépassé le gigawatt d'éolien en exploitation (1 040,4 MW bruts au 31 décembre 2015). L'année a été marquée par l'acquisition de nouveaux parcs situés dans l'Est de la France pour un total de 44 MW, et la mise en service de la première tranche du parc éolien de Pézilla (44 MW). Au 31 décembre 2015, 146,4 MW d'éolien terrestre sont en cours de construction en France.

Royaume-Uni

Les capacités exploitées par EDF Energy Renewable (joint-venture 50/50 avec EDF Energy) à fin 2015 totalisent 589,7 MW bruts d'éolien (soit 208,1 MW nets).

Fin 2015, les projets de Burnhead Moss (26 MW), Park Spring (8,6 MW) et Rhodders (12,3 MW) ont été mis en service et, en novembre, le projet éolien de Dorenell situé dans l'Est des Highlands en Écosse a été acquis. Il a obtenu les autorisations du gouvernement écossais pour une capacité potentielle de 177 MW. Actuellement 67,2 MW d'éolien terrestre sont en cours de construction au Royaume-Uni.

Turquie

Situé dans l'Ouest de la Turquie, le parc de Soma (240 MW), jusqu'alors constitué de deux tranches de 79,2 MW et 60,9 MW, s'est agrandi d'une troisième tranche, composée de 50 turbines Enercon de 2 MW de puissance unitaire (soit 100 MW) et dont la mise en service s'est achevée en juillet 2015. À ce jour, EDF EN a implanté huit parcs éoliens dans le pays, pour une capacité installée totale brute de 612,8 MW bruts.

Afrique du Sud

Les trois premiers parcs éoliens remportés lors du second appel d'offres, Chaba (21 MW), Grassridge (59,8 MW) et Waaineck (23,3 MW), ont été mis en service en 2015. EDF EN a en outre été retenu pour 33 MW supplémentaires d'éolien, lors de la quatrième phase (partie b) de l'appel d'offres du ministère de l'Énergie en juin 2015. Il a également participé à l'appel d'offres du Round 4 c, dont les résultats sont attendus mi-2016.

États-Unis

Le Groupe est présent aux États-Unis par le biais d'EDF Renewable Energy (EDF RE), producteur indépendant d'énergies renouvelables et filiale à 100 % d'EDF EN.

Fin 2015, EDF RE atteignait 2 818,2 MW bruts (ou 2 233,4 nets) installée aux États-Unis en éolien terrestre.

Au 31 décembre 2015, EDF Renewable Energy a dépassé 1 GW de capacité installé au Texas et a mis en service 987 MW nets d'éoliens, notamment avec les parcs de Spinning Spur 3 (194 MW) et Longhorn (200 MW) au Texas, le parc de Pilot Hill (175 MW) dans l'Illinois, le parc de Slate Creek (150 MW) au Kansas et le parc de Roosevelt (250 MW) au Nouveau-Mexique.

Des partenariats novateurs ont été mis en place. Un contrat de fourniture a été signé avec Google pour la construction du parc éolien de Great Western (d'une capacité de 225 MW) et un accord de même type a été mis en place avec Procter & Gamble pour fournir l'électricité éolienne des sites de fabrication de produits ménagers et de blanchisserie du groupe en Amérique du Nord.

EDF RE a également mis en service un projet de batteries (McHenry) destiné à aider à la régulation du réseau (20 MW). 737,7 MW d'éolien terrestre sont en cours de construction avec notamment les parcs de Kelly Creek, Salt Fork ou encore Great Western.

En 2015, 394,5 MW ont été cédés principalement avec les parcs de Hereford et Longhorn North à 50 % et Chanarambie à 100 %.

Canada

Fin 2015, la capacité installée éolienne totale du Groupe au Canada atteint 589,7 MW bruts (ou 565,7 MW nets).

En 2008, EDF EN a remporté un appel d'offres lancé par Hydro-Québec pour la construction de cinq parcs éoliens au Québec d'une capacité totale de 954 MW. L'intégralité des parcs est désormais construite avec la mise en service en 2015 des parcs de Mont Rothery (74 MW) ainsi que la phase II du parc Rivière du Moulin (200 MW).

Un nouveau projet (Nicolas Riou, 225 MW) a été remporté suite à un appel d'offres. Sa construction devrait débuter en 2016.

Grâce au programme canadien de DVAS qui a porté en 2015 sur 148,8 MW (Rivière du Moulin), des partenariats d'investissement ont permis des cessions dans le portefeuille d'un montant global de plus de 698,8 MW.

Éolien maritime (offshore)

L'éolien *offshore* représente pour les années à venir un axe de développement, principalement en France et au Royaume-Uni.

En France, pour les trois projets remportés en 2012 et totalisant une capacité totale de 1 428 MW, l'ensemble des demandes d'autorisation ont été déposées en octobre 2014, conformément au cahier des charges de l'appel d'offres. Un avis favorable a été rendu par les commissions d'enquête publiques pour l'ensemble des trois projets.

En 2015, au Royaume-Uni, via la filiale EDF Energy Renewables (joint-venture à 50/50 avec EDF Energy), le projet *offshore* Navitus Bay (630 MW) a poursuivi la phase préliminaire du développement. Suite au refus du permis de construire, le projet a été suspendu. Les droits de développement pour le projet démonstrateur *offshore* de Blyth (41,5 MW) dans le Northumberland ont également été acquis. Composé de 5 turbines, il devrait permettre de tester en conditions réelles les nouvelles technologies *offshore*.

Filière solaire photovoltaïque

EDF EN a poursuivi son développement dans le solaire photovoltaïque, qui constitue son deuxième axe de développement. À fin 2015, la capacité solaire installée s'élève à 917,6 MWc bruts (572,4 MWc nets), en augmentation de 190,5 MWc bruts par rapport à fin 2014. EDF EN dispose par ailleurs d'un portefeuille de projets solaires en cours de construction de 329,6 MWc bruts.

Amérique du Nord

EDF RE a mis en service et cédé en 2015 les projets solaires photovoltaïques Cottonwood Solar (32,6 MWc) et Catalina 2 Solar (25 MWc) en Californie. Sur la zone Amérique du Nord, le Groupe dispose d'un total de 183,7 MWc bruts de solaire (photovoltaïque).

Inde

Dans le cadre du partenariat avec Acme Solar, dont EDF EN détient 25 %, les parcs solaires de NMS et d'Odisha ont été mis en service (150,5 MWc bruts). Ils sont situés dans les États indiens du Rajasthan et d'Odisha, et ont été remportés à la suite d'appels d'offres lancés par le gouvernement indien pour NSM et par l'État d'Odisha pour le projet du même nom.

Par ailleurs, 132 MWc sont en cours de construction au 31 décembre 2015.

Israël

Le Groupe exploite 108,5 MWc bruts de projets photovoltaïques en Israël et devrait achever prochainement la construction de 50 MWc supplémentaires.

Chili

EDF EN a implanté en 2015 une nouvelle filiale au Chili et construit actuellement un parc solaire photovoltaïque de 146 MWc dans le désert d'Atacama.

Filière exploitation et maintenance

EDF EN, en sa qualité d'acteur intégré, assure l'exploitation et la maintenance de la plupart de ses installations, aussi bien éoliennes que solaires. Cette activité a pris un essor important et est également exercée pour compte de tiers. Dans le monde, EDF EN exploite plus de 13,9 GW à fin décembre 2015 dans dix pays. De plus, EDF EN est le premier acteur de l'exploitation-maintenance aux États-Unis avec sa filiale EDF Renewable Energy Services, où elle gère sur la zone Amérique du Nord près de 11 GW. Ses positions se sont renforcées en Europe pour dépasser les 3 GW à fin 2015.

La croissance de cette activité est rythmée par la mise en service de nouveaux parcs et par la reprise de l'exploitation des parcs exploités par les turbiniers et dont les contrats, au titre de la garantie, se terminent.

En 2015, une nouvelle filiale a été créée au Royaume-Uni en partenariat avec EDF Energy.

Filière des énergies réparties

EDF Énergies Nouvelles Réparties (EDF ENR) est détenue à 100 % par EDF EN. EDF ENR est aujourd'hui un acteur intégré de la production photovoltaïque décentralisée et assure la conception, la réalisation et l'exploitation-maintenance des installations en toiture. Ainsi, EDF ENR Solaire, filiale détenue à 100 %, commercialise et installe des offres solaires photovoltaïques en France, avec plus de 14 000 clients particuliers et plus de 900 réalisations chez les professionnels et les collectivités.

EDF ENR est également un producteur d'électricité verte avec environ 30 MW répartis sur plus de 200 centrales photovoltaïques en toiture qu'elle détient en propre en France métropolitaine.

Par ailleurs, EDF ENR est présent dans l'amont de la filière. La société détient 100 % d'EDF ENR PWT (marque Photowatt), qui conçoit et fabrique des panneaux photovoltaïques. EDF ENR PWT opère dans un marché difficile caractérisé par une concurrence très vive et des prix de modules peu élevés. Face à cette situation, un plan d'action volontariste a été mis en œuvre afin d'améliorer l'offre produit d'EDF ENR PWT avec un objectif d'amélioration continue du rendement des modules qui grâce à une fabrication 100 % française ont un faible contenu carbone.

Enfin, EDF ENR est l'actionnaire de contrôle d'EDF Store & Forecast (détenue à 51 % par EDF ENR et à 49 % par EDEV). EDF Store & Forecast, fondée en mars 2014, commercialise des solutions logicielles de prévision, de planification et de pilotage automatique optimisé de la production d'énergie renouvelable et du stockage.

1.4.2 ACTIVITÉS DE COMMERCIALISATION

1.4.2.1 Présentation du marché en France

1.4.2.1.1 La demande

La consommation intérieure d'électricité de la France (y compris la Corse) au titre de l'exercice 2015 s'est élevée à 475,4 TWh [1], en hausse de 2,2 % par rapport à 2014. Corrigée de l'impact des aléas climatiques, elle est en légère augmentation de +0,5 %.

La consommation intérieure brute de gaz est de 426,9 TWh [2] en 2015, soit une baisse de 7,7 % par rapport à 2014. En données corrigées de l'effet climatique, elle est en hausse de 3,4 %.

1.4.2.1.2 La concurrence

Depuis le 1er juillet 2007, l'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité et de gaz est totale : chaque client peut choisir son fournisseur d'énergie. Il peut opter à tout moment et sans préavis pour une offre à prix de marché auprès du fournisseur de son choix.

Parmi les fournisseurs d'électricité sur le marché français, les principaux concurrents d'EDF sont Engie, E.ON (Uniper, SNET), Enel et Direct Énergie. Le principal concurrent, Engie, compte plus de 11 millions de clients gaz et électricité en France métropolitaine, et est également le premier fournisseur de gaz [3]. Sur le marché du gaz et sur le segment des clients entreprises et collectivités locales, les autres principaux fournisseurs de gaz sont Tegaz, Eni, Gaz Natural, Gazprom, E.ON (Uniper, SNET) et Antargaz. Sur le segment des clients particuliers en gaz, on retrouve principalement les fournisseurs Engie, Direct Énergie et Eni.

Au 31 décembre 2015, selon la CRE, les fournisseurs alternatifs – c'est-à-dire en dehors des fournisseurs historiques – disposaient d'une part de marché électricité en nombre de sites de 11,6 % sur le marché résidentiel et de 11,7 % sur le marché non résidentiel, et d'une part de marché gaz en nombre de sites de respectivement 19,7 % et 35,4 %.

La loi NOME de 2010 a fixé certaines règles en matière de commercialisation d'électricité et de gaz, dont les principales dispositions, aujourd'hui codifiées dans le Code de l'énergie, sont les suivantes :

- des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz partiellement maintenus dans les conditions décrites pour l'électricité à la section 1.4.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité ») ci-dessous ;
- un Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), mis en place au bénéfice des fournisseurs d'électricité concurrents d'EDF (voir section 1.4.3.3 « Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) »).

Pour approvisionner leurs clients, les fournisseurs d'électricité concurrents d'EDF ont eu accès en 2015 :

- à leurs propres capacités de production ;
- à 16,1 TWh dans le cadre de l'ARENH ;
- à 0,3 TWh [4] mis à disposition par le groupe EDF par l'intermédiaire des « enchères de capacité » ;
- aux importations ;
- au marché de gros de l'électricité.

1. *Source : Bilan électrique 2015 publié par RTE.*
2. *Source : GRT gaz, Bilan 2015 des consommations.*
3. *Source : site internet engie.com, dossier de presse de présentation de la branche Énergie Europe.*
4. *Valeur correspondant à l'expression à une décimale de la somme précise des valeurs, compte tenu de l'arrondi.*

1.4.2.1.3 Les contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité

L'accès aux tarifs réglementés d'électricité

Depuis l'entrée en vigueur de la loi NOME en 2011, la situation pour l'électricité, par catégorie de clients, est la suivante :

- consommateurs finals domestiques et non domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance inférieure ou égale à 36 kVA : ces clients bénéficient à leur demande des tarifs réglementés de vente. Ils peuvent ainsi opérer des allers-retours entre les tarifs réglementés et le marché sans limite légale de durée ;
- consommateurs finals domestiques et non domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance supérieure à 36 kVA : depuis le 1er janvier 2016, ces clients ne bénéficient plus des tarifs réglementés de vente pour la consommation de ces sites ; ceux qui n'ont pas souscrit une offre de marché à cette date sont fournis par EDF, pour une durée de 6 mois, aux conditions prévues par le chapitre III de l'article 25 de la loi du 17 mars 2014 relative à la consommation ;
- consommateurs finals domestiques et non domestiques pour leur(s) site(s) situé(s) en zones non interconnectées au réseau métropolitain continental : ces clients bénéficient à leur demande des tarifs réglementés.

En outre, dans le cadre de ses missions de service public, EDF propose depuis le 1er janvier 2005 le tarif de première nécessité (TPN) de l'électricité, dont les conditions d'éligibilité ont été modifiées en 2013 afin de permettre à un plus grand nombre de consommateurs d'en bénéficier et de prévoir son attribution par tous les fournisseurs d'électricité. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit certaines dispositions de lutte contre la précarité énergétique, dont les modalités pratiques de mise en œuvre restent à préciser par décrets ou arrêtés :

- mise en place d'un chèque énergie, expérimenté dès 2016 dans certains territoires, en remplacement du TPN ;
- mise à disposition d'affichage déporté des consommations d'électricité.

Au 1er août 2015, la hausse hors taxes des tarifs réglementés de vente a été en moyenne de 2,5 % pour les tarifs bleus résidentiels, 0,9 % pour les tarifs jaunes et 4 % pour les tarifs verts, les tarifs bleus professionnels n'ayant quant à eux pas évolué, conformément à l'arrêté du 30 juillet 2015. Cette évolution n'a pas été identique au sein de chaque couleur tarifaire ; elle a été modulée par option pour mieux couvrir les coûts de chacune d'elles. Dans son avis rendu le 28 juillet 2015, la CRE désapprouve le niveau de la hausse des tarifs jaunes et verts, jugé insuffisant pour effectuer le rattrapage des sous-couvertures des coûts au titre des exercices antérieurs avant la fin des tarifs réglementés pour les sites ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kVA. Par ailleurs, un autre arrêté du 30 juillet 2015, entré en vigueur le 1er août et relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux ELD, a instauré une hausse de ces tarifs de 3,64 % à compter du 1er août 2015.

1.4.2.1.4 Les contrats de fourniture d'électricité en offre de marché

En France, les clients sont libres de quitter à tout moment et sans préavis les tarifs réglementés de vente pour une offre proposée par tout fournisseur.

À l'exception des clients raccordés directement au réseau de transport, qui doivent impérativement souscrire des contrats distincts pour la fourniture et l'acheminement, tous les autres clients peuvent conclure un contrat unique avec le commercialisateur de leur choix pour la fourniture et l'acheminement de leur électricité.

1.4.2.2 La Direction Commerce

EDF regroupe ses activités de commercialisation en France au sein de la Direction Commerce.

1.4.2.2.1 Présentation et stratégie commerciale

EDF commercialise en France de l'énergie et des services à près de 26,7 millions de comptes client (hors outre-mer et Corse), soit presque 33 millions de sites. Les offres sont élaborées et mises en œuvre dans le respect de la politique de risques de marchés du Groupe.

Sur le marché de l'électricité, les ventes d'EDF se sont élevées en 2015 à 355 TWh, ce qui représente une part de marché de 77,4 %. En 2014, les ventes étaient de 353,8 TWh et la part de marché de 78,8 %.

EDF propose des offres de fourniture de gaz destinées à tous ses segments de clientèle. En 2015, EDF a commercialisé 22,6 TWh de gaz, ce qui représente une part de marché de 5 % auprès de plus de 1,2 million de clients. À la fin de l'année 2015, EDF fournissait du gaz à plus de 1,1 million de clients résidentiels (contre 1,0 million à fin 2014).

Au-delà des offres de fourniture d'électricité et des offres de gaz, le Groupe accompagne ses clients sur tous les segments de marché, dans leurs actions et leurs investissements d'efficacité énergétique et de production décentralisée. Le groupe EDF propose des offres d'efficacité énergétique à ses clients pour leur permettre de mieux maîtriser leurs dépenses d'énergie et leur propose de les mettre en relation avec des partenaires qualifiés.

Cette démarche répond aux objectifs de la loi de programmation et d'orientation de la politique énergétique du 13 juillet 2005 et à la loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène, et de sécurité ») ainsi qu'aux objectifs gouvernementaux de rénovation thermique des logements, et permet ainsi à EDF d'obtenir des certificats d'économies d'énergie en contrepartie des actions réalisées auprès de l'ensemble de ses clients. Mis en place en 2006, ce dispositif a évolué au 1er janvier 2015 afin notamment de contribuer à l'atteinte des objectifs fixés par la Directive du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique : l'obligation nationale pour la troisième période (2015-2017) est fixée à 700 TWhc, doublée par rapport à la deuxième période. En complément, la loi de transition énergétique pour la croissance verte fixe aux fournisseurs d'énergie une nouvelle obligation d'économies d'énergie à réaliser auprès de ménages en situation de précarité énergétique. Les textes réglementaires publiés le 30 décembre 2015 prévoient un objectif de 150 TWhc à réaliser sur les années 2016-2017.

En outre, EDF se positionne comme un acteur majeur de la transition énergétique par son action territoriale visible et durable. Par ailleurs, EDF accompagne le déploiement des compteurs communicants et s'engage dans la promotion des futurs systèmes électriques intelligents.

1.4.2.2.2 L'activité par catégories de clients

1.4.2.2.2.1 Les clients particuliers

À fin décembre 2015, EDF compte en France 27,1 millions de sites résidentiels en électricité et 1,1 million de clients en gaz. Pour l'exercice 2015, le volume de ses ventes s'élève à 133,8 TWh d'électricité et 10,6 TWh de gaz naturel.

L'ambition d'EDF est de développer durablement la confiance de ses clients en les accompagnant pour faire des économies d'énergie. Après un contact avec EDF, 9 clients sur 10 se déclarent satisfaits de la relation, quels que soient le canal ou le motif de contact. L'expérience client proposée, sous-tendue par une dynamique d'innovation, est à la fois numérique et humaine. Aujourd'hui, plus de 10 millions d'espaces client sont actifs et près de 5 000 conseillers sont à leur écoute.

La fourniture d'énergies

EDF fournit de l'électricité au tarif réglementé de vente et en offres de marché.

Par ailleurs, EDF compte 1,1 million de clients fournis en gaz naturel en offre de marché.

EDF innove pour ses clients particuliers et a lancé fin 2015 l'offre Renouvelable, par laquelle EDF garantit que sera injectée sur le réseau autant d'électricité d'origine renouvelable que la totalité de la consommation du client ayant choisi cette offre. En complément, pour chaque mégawattheure consommé, EDF reversera 2 euros au programme de recherche Previnergy, axé sur la prévision de la production des énergies renouvelables.

Les fonctionnalités et les services

Pour faciliter la gestion des contrats d'énergie, EDF propose des services et des outils numériques : application « EDF & Moi », facture électronique, service « Relevé confiance », etc. En mars 2015, EDF a lancé une nouvelle solution numérique « e.quilibre », visant à mieux comprendre ses consommations énergétiques en kilowattheures et en euros (électricité et gaz) et permettant de les comparer à celles de foyers similaires.

EDF propose également des conseils d'économies d'énergie sur le site travaux.edf.fr, et dispose d'un réseau de près de 4 000 « Partenaires Solutions Habitat d'EDF » pour accompagner les particuliers dans la rénovation énergétique de leur habitat. Les clients peuvent également avoir accès à des solutions de financement auprès du partenaire financier d'EDF (Domofinance) pour faire réaliser ces projets.

La production de certificats d'économies d'énergie (CEE)

Concernant les clients particuliers, la production de CEE est issue de la rénovation thermique de l'habitat reposant essentiellement sur un réseau de « Partenaires Solutions Habitat d'EDF ».

Pour les informations relatives au cadre réglementaire concernant les CEE, voir section 1.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »).

La politique de solidarité

La solidarité est au cœur des valeurs d'EDF, qui mène depuis près de 30 ans une politique dédiée aux clients démunis (voir section 3.2.3.6.1 « Contribution à la lutte contre la précarité énergétique et accès à l'énergie »).

1.4.2.2.2.2 Les clients entreprises et professionnels

EDF, sous sa marque EDF Entreprises, compte 1,6 million de clients entreprises et professionnels. Les ventes d'électricité s'élèvent sur 2015 à 175,8 TWh, au tarif réglementé de vente ou à prix de marché, et les ventes de gaz naturel à 10,6 TWh.

EDF Entreprises accompagne les entreprises et les professionnels pour contribuer à leur compétitivité, notamment en les aidant à réduire leur facture énergétique. Cette action s'inscrit dans la dimension environnementale de la stratégie de Développement durable du groupe EDF et a aussi pour objectif de contribuer à la performance du système électrique français en évitant des investissements pour couvrir la pointe électrique.

Les offres

EDF Entreprises propose aux entreprises et professionnels des offres de fourniture d'électricité et des offres de fournitures de gaz compétitives et adaptées à leurs besoins. Des offres différentes sont proposées selon les attentes et modes de consommation des clients.

Les offres d'électricité proposées par EDF Entreprises permettent aux petites entreprises, très petites entreprises et professionnels d'optimiser leur approvisionnement en énergie avec des modalités simples de fonctionnement de leur contrat. Elles permettent à des clients ayant des consommations plus importantes de choisir la durée de leur engagement sur les prix proposés, en fonction de leurs attentes en matière de visibilité de leurs budgets. Enfin, EDF Entreprises est en capacité d'accompagner les clients ayant les plus fortes consommations avec des offres personnalisées selon la structure de leur consommation.

EDF Entreprises, à travers la structure de ses offres, incite ses clients à optimiser leurs consommations en fonction des coûts de production, en proposant une différenciation des prix des heures pleines et heures creuses, voire des prix d'été et des prix d'hiver pour les clients ayant des consommations plus importantes. Pour les grands clients ayant une capacité d'ajustement plus fine de leur consommation, EDF Entreprises propose de valoriser leur capacité d'effacement lors des jours de pointe de consommation hivernale, incluant dans certains cas des solutions de télépilotage.

EDF Entreprises donne à tous ses clients la possibilité de choisir une origine renouvelable pour l'électricité produite pour couvrir leurs consommations, de manière à contribuer à la transition énergétique. Pour les PME et professionnels, il s'agit d'une offre spécifique, le contrat Énergie renouvelable, qui garantit une production d'électricité d'origine renouvelable en France pour 100 % de leur consommation et facilite la communication de ces consommateurs vers leurs propres clients sur leur engagement. En complément, EDF allouera 1 € par mégawattheure facturé au financement de projets de recherche sur les énergies renouvelables ou le développement de nouvelles unités de production d'électricité d'origine renouvelable. Pour les plus grands clients, il s'agit d'une option qui leur permet de choisir eux-mêmes la proportion de leur consommation couverte par des garanties d'origine, entre 20 % et 100 %.

EDF Entreprises a également enrichi sa gamme de services à destination de tous ses clients en électricité ou gaz, grandes ou petites entreprises : suivi en ligne des consommations, dématérialisation des factures, assistance-dépannage, conseils (optimisation de la puissance souscrite, efficacité et réduction des dépenses énergétiques, etc.), notamment pour les clients souhaitant s'engager dans un système de *management* de l'énergie.

Pour être toujours au plus près des différentes attentes de ses clients, EDF a mis en place des offres dédiées aux grands clients avec non seulement des offres de fourniture d'électricité et de gaz sur mesure et des offres valorisant les capacités d'effacement de ses clients, mais aussi un accompagnement dans la maîtrise de leurs consommations d'énergie et de leurs émissions de CO_2 ainsi que le *trading* de CO_2 pour les entreprises soumises au plan national d'allocation des quotas (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »).

Satisfaction client

EDF Entreprises inclut dans ses objectifs la satisfaction de ses clients, qu'elle écoute et mesure régulièrement aussi bien sur l'adéquation des offres aux besoins, que sur le suivi des demandes et sur l'information et les conseils proposés. En 2015, la satisfaction globale augmente de 2 à 9 points selon les segments de clients par rapport à 2014, pour atteindre un niveau de 80 % de clients très satisfaits ou plutôt satisfaits.

1.4.2.2.2.3 Les clients collectivités territoriales, bailleurs sociaux, Entreprises Locales de Distribution (ELD) et tertiaire public

Dans le contexte de réforme territoriale et de transition énergétique, EDF répond de manière adaptée aux besoins des collectivités et établissements publics à décision décentralisée (hôpitaux, universités et grandes écoles, chambres de commerce et d'industrie, CROUS, ports et aéroports).

EDF agit pour ces clients dans cinq domaines :

- en tant qu'opérateur du secteur concurrentiel :
  - la fourniture d'électricité et de gaz à prix de marché, répondant à leurs problématiques énergétiques (proposition d'offres et de solutions adaptées aux besoins décrits dans les appels d'offres),
  - le développement d'offres et de services en matière de ville durable : plans climat territorial, éco-quartiers, production locale, éclairage public, mobilité électrique, efficacité énergétique des bâtiments, etc.,
  - la lutte contre la précarité énergétique ;
- au titre de ses missions de service public :
  - la signature des contrats de concession pour la partie « fourniture », en relation avec ERDF pour la partie « acheminement » ;
  - la fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente.

EDF gère ainsi plus de 56 000 clients sur ce marché. L'ensemble de ces clients représente environ 1,2 million de sites d'électricité, dont plus de 281 700 pour les bailleurs sociaux, pour une consommation annuelle de 29,3 TWh, et près de 8 000 sites de gaz naturel pour une consommation annuelle de 1,4 TWh. À cela s'ajoutent les 16,1 TWh d'électricité vendus aux Entreprises Locales de Distributions (ELD) en 2015.

En 2015, la satisfaction vis-à-vis d'EDF Collectivités varie entre 81 % et 88 % selon les segments. La qualité des relations avec un interlocuteur dédié, les conseils prodigués, les réponses aux réclamations et les actions en matière de précarité sont plébiscitées. 92 % des clients ont confiance en EDF Collectivités.

Maîtrise de l'énergie

Des conventions sont signées avec des collectivités territoriales, portant sur la maîtrise de leurs consommations énergétiques. Par ailleurs, certaines collectivités se sont dotées de compétences dans le domaine de l'énergie et organisent sur leur territoire des actions spécifiques en matière de maîtrise de la demande d'énergie et d'énergies renouvelables. Un dispositif « Montant de charges » destiné aux bailleurs sociaux vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de produire des CEE. En 2015, plus de 173 000 logements sociaux ont fait l'objet d'un accompagnement, dont plus de 162 700 pour des travaux de rénovation.

1.4.2.2.3 Pour une ville et des territoires durables

Le développement énergétique des villes et des territoires est aujourd'hui naturellement associé à des objectifs de Développement durable : impact environnemental, activité économique locale et précarité constituent des préoccupations majeures pour les collectivités locales (voir section 3.2.2.3.3 « Accompagner les clients à consommer mieux et moins »).

1.4.2.2.4 Les concessions de distribution publique d'électricité

Les concessions de distribution publique d'électricité recouvrent deux missions distinctes :

- le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution, de la responsabilité d'ERDF (voir section 1.4.4.2 « Distribution – Électricité Réseau Distribution France (ERDF) ») ;
- la fourniture d'électricité aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente raccordés aux réseaux publics de distribution sur tout le territoire de la concession, de la responsabilité d'EDF pour le territoire métropolitain, hors ELD. Cette mission est assurée dans le respect des engagements des cahiers des charges de concession et des conditions générales de vente (conditions d'abonnement, conditions de paiement et de livraison, contractualisation, etc.).

Chaque contrat de concession en France métropolitaine est cosigné par EDF, ERDF et l'autorité concédante, et concerne le territoire d'une commune ou d'un regroupement de communes. La distribution publique d'électricité s'exerce dans le cadre de 580 contrats de concession, dont 49 sont à l'échelle d'un département.

Sur 2014 et 2015, une vingtaine de contrats de concession ont été négociés, notamment avec les syndicats d'énergie de Seine-et-Marne et du Vaucluse, la communauté d'agglomération du Douaisis et les villes de Melun et de Tours. Une vingtaine de concessions arrivent à échéance en 2016 et en 2017. Une organisation et des outils ont été mis en place notamment pour renouveler les contrats de concession, mobiliser les compétences tant nationales que régionales, professionnaliser les interlocuteurs EDF des concédants, élaborer et porter chaque année les comptes rendus d'activité de concession et répondre aux sollicitations de contrôle des autorités concédantes.

La période à venir sera particulièrement marquée par la mise en œuvre de la réglementation relative au contenu du Compte rendu d'activité de concession prévue par la loi de transition énergétique pour la croissance verte (TEPCV), du 17 août 2015, et par les travaux de modernisation du modèle de contrat de concession menés avec les organisations nationales représentatives des autorités concédantes.

La loi TEPCV, ainsi que les lois MAPTAM [1] et NOTRe [2], a confirmé la compétence des métropoles et des communautés urbaines en tant qu'autorités concédantes sur la distribution et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente. Cela implique pour le concessionnaire un élargissement du dialogue sur le contrat de concession, ses évolutions, sa gestion aux collectivités urbaines, qui désormais s'intéressent à ces questions.

La loi TEPCV introduit notamment des dispositions qui rééquilibrent la gouvernance entre collectivités rurales et urbaines au sein des syndicats départementaux d'électricité. EDF se prépare le cas échéant à renégocier des contrats de concession à des mailles métropole ou communauté urbaines si ces dernières souhaitent disposer d'un contrat à l'échelle de leur territoire.

1.4.3 ACTIVITÉS D'OPTIMISATION ET TRADING

1.4.3.1 Rôle et activités de la Direction Optimisation Amont/Aval et Trading (DOAAT)

La DOAAT est en charge de la gestion de l'équilibre du portefeuille amont/aval électricité d'EDF, de l'optimisation de la marge brute électricité créée par ce portefeuille, ainsi que de la gestion des risques physiques et financiers associés.

La gestion de l'équilibre offre/demande électricité se décline sur un horizon allant du temps réel à trois ans à l'avance, dans le cadre fixé par les politiques de risques extrêmes (risques volume) et de risques prix, élaborées conformément aux directives de la Direction du Contrôle des Risques du Groupe et validées par son Comité exécutif (voir section 2.1.2 « Risques liés aux activités du Groupe »). Par exemple, une baisse de la température de 1 °C en hiver entraîne une hausse de la consommation d'électricité en France de l'ordre de 2 400 MW [3] et l'amplitude de production hydraulique entre deux années extrêmes peut atteindre une vingtaine de térawattheures. Ainsi, pour faire face au risque « volume », la DOAAT s'assure qu'elle dispose à tous les horizons de temps de marges de puissance suffisantes pour lui permettre de faire face à ses engagements dans la quasi-totalité des situations. Elle possède un ensemble de leviers d'action : programmation des opérations d'entretien des moyens de production (notamment nucléaires), gestion des stocks (combustibles fossiles, réserves hydrauliques et capacité d'effacements clients), achats et ventes sur les marchés de gros via EDF Trading, chargé de l'accès aux marchés pour le compte de la DOAAT (voir section 1.4.6.3 « Optimisation et trading : EDF Trading »). La DOAAT gère également l'exposition du portefeuille amont/aval d'EDF aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des permis d'émission de CO_2, en s'appuyant sur EDF Trading.

Sur le périmètre d'EDF en France métropolitaine, la DOAAT assure vis-à-vis de RTE le rôle de « responsable d'équilibre ». Dans ce cadre, EDF s'engage à compenser financièrement RTE en cas d'écart sur son périmètre d'équilibre. L'optimisation consiste à communiquer chaque jour à RTE un programme d'offre équilibré avec la demande pour le lendemain, qui permet de minimiser le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF. En outre, la DOAAT analyse et évalue l'impact sur l'équilibre physique et financier du portefeuille « production-commercialisation » (C+P) des évolutions réglementaires et institutionnelles.

1. *Modernisation Action Publique Territoriale et d'Affirmation des Métropoles (MAPTAM).*
2. *Nouvelle Organisation Territoriale de la République (NOTRe).*
3. *Source : RTE.*

1.4.3.2 Contrats d'achat et de vente d'électricité de long terme

EDF entretient des relations commerciales au travers de nombreux contrats d'achat ou de vente d'énergie avec des opérateurs européens.

Ces contrats sont de plusieurs natures et confèrent :

- des droits à l'énergie produite par des installations, essentiellement nucléaires, dans lesquelles les contreparties détiennent une participation sur la durée d'exploitation de l'installation (voir section 1.4.1.1.1 « Le parc nucléaire d'EDF » – « Contrats d'allocation de production ») ;
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie, d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans.

1.4.3.3 Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH)

Mis en œuvre depuis le 1er juillet 2011, le dispositif de l'ARENH est un droit pour les fournisseurs concurrents d'acheter de l'électricité à EDF, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. La CRE est chargée de la gestion du dispositif et du calcul des droits qu'elle notifie aux cocontractants. Ainsi, les fournisseurs qui souhaitent exercer leur droit à l'ARENH en font la demande auprès de la CRE, en transmettant les prévisions de consommation de leurs clients. Les prévisions détaillées, tout comme les droits calculés pour chaque fournisseur, ne sont connues que de la CRE et du fournisseur. Les paiements sont gérés par la Caisse des Dépôts et Consignations.

Le prix de l'ARENH est régulé. Un projet de décret décrivant la méthodologie de détermination du prix de l'ARENH a été examiné au Conseil supérieur de l'énergie le 19 juin 2014, puis a été transmis à la Commission européenne qui en poursuit actuellement l'examen. En attendant la fin de ces travaux, le gouvernement a décidé par communiqué de presse du 4 novembre 2014 de maintenir le prix actuel de l'ARENH à 42 €/MWh.

Le Code de l'énergie prévoit à l'article L.336-8 une évaluation de la mise en œuvre du dispositif ARENH et de son impact sur la concurrence et le fonctionnement du marché de gros, en 2015 puis tous les 5 ans. Cette évaluation est présentée par le gouvernement au Parlement sur la base de rapports de la CRE et de l'Autorité de la concurrence. Au 31 décembre 2015, les résultats de cette évaluation n'ont pas encore été communiqués par les autorités compétentes.

1.4.3.4 Périmètre d'équilibre dédié aux Obligations d'Achat et vente sur les marchés de gros

EDF est acheteur obligé de l'électricité produite par les installations de production dont le gouvernement souhaite soutenir le développement (sources d'énergies renouvelables et cogénérations présentant une efficacité énergétique). Conformément à la législation (article L. 121-7 du Code de l'énergie), les surcoûts résultant de cette obligation sont compensés à EDF sur la base d'une référence aux prix de marché de l'électricité (notion de « coût évité »).

Dans sa délibération du 9 octobre 2012 relative aux charges constatées de 2011, la CRE indiquait : « *En théorie, il faudrait soustraire du coût évité le coût des écarts supportés par EDF du fait de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat. Ces écarts, négligeables les années antérieures par rapport aux écarts liés à la consommation, commencent à devenir plus importants.* »

Avec le développement des énergies renouvelables, le coût généré par la différence entre la production prévue et celle effectivement constatée est devenu significatif. En conséquence, par délibération du 16 décembre 2014, la CRE a fait évoluer la formule de calcul des coûts évités à EDF pour couvrir ces coûts des écarts. Afin d'objectiver et d'identifier de manière indépendante ces écarts, la CRE a demandé à EDF de mettre en œuvre un périmètre d'équilibre dédié aux installations sous contrat d'Obligation d'Achat (OA).

Ce périmètre d'équilibre dédié a été mis en place le 1er juillet 2015, et la DOAAT organise désormais la vente de l'énergie produite par les installations sous contrat d'OA directement sur les marchés de l'énergie. Ceci permet la gestion de cette énergie de façon indépendante au portefeuille propre d'EDF. Ainsi, depuis le 4 novembre 2015, les volumes d'électricité sous OA prévisibles à court terme (la veille pour le lendemain, dits « part aléatoire des OA ») sont vendus sur EPEX Spot. Depuis janvier 2016, les volumes prévisibles à long terme (la part dite « quasi-certaine » des OA) sont vendus par appels d'offres transparents et non discriminatoires.

1.4.3.5 Préparation du futur mécanisme de capacités

Les articles L. 335-1 et suivants du Code de l'énergie, issus de la loi NOME, instituent l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de contribuer, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Chaque fournisseur doit ainsi disposer de garanties de capacités d'effacement de consommation et de production d'électricité pouvant être mises en œuvre pour satisfaire l'équilibre entre la production et la consommation, notamment en période de pointe.

Pour satisfaire cette obligation, chaque fournisseur devra donc s'approvisionner en garanties de capacités auprès des producteurs, qui doivent certifier tous leurs moyens de production, ou auprès des agrégateurs d'effacement.

Un nouveau marché va se mettre en place pour assurer ces transactions autour des garanties de capacités. Ainsi, le mécanisme crée une nouvelle commodité, qui, pour EDF, est gérée par la DOAAT.

La première année de livraison devrait être l'année civile 2017, cependant à ce jour il est possible que la mise en place du mécanisme soit reportée.

La DOAAT a procédé en 2015 à la certification de la plupart des moyens de production EDF pour les années de livraison 2017, 2018 et 2019. De même, elle procède à celle des moyens de production sous OA. La DOAAT se prépare à intervenir sur le nouveau marché ainsi créé en 2016 lorsque les pouvoirs publics auront donné leur accord pour commencer les transactions, dans le contexte de l'annonce de la décision de la Commission européenne d'ouverture d'une procédure formelle d'examen du mécanisme de capacité français. Ce marché permettra à EDF de gérer ses positions annuelles définies pour chaque année de livraison par ses volumes d'obligation et ses volumes de certification.

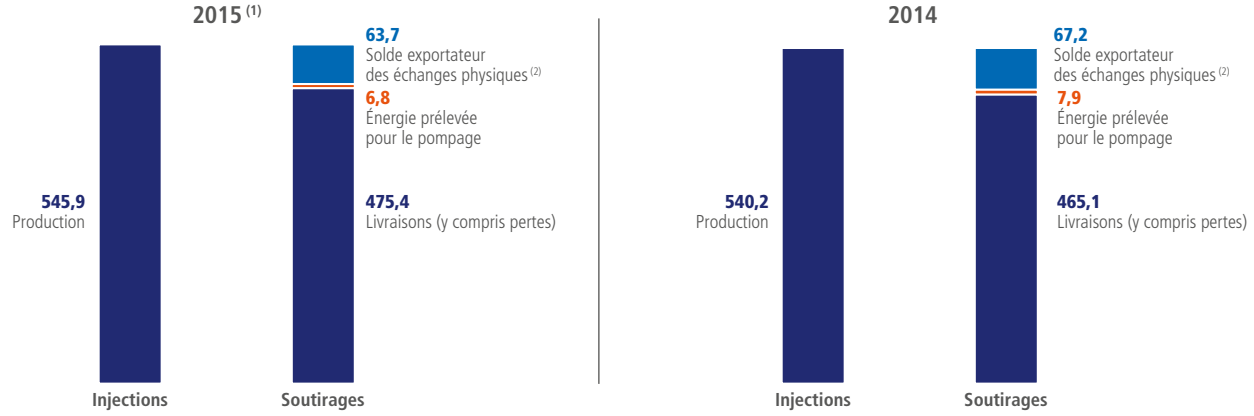
1.4.4 ACTIVITÉS RÉGULÉES EN FRANCE

1.4.4.1 Transport – Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

Créé le 1er juillet 2000 et filialisé depuis le 1er septembre 2005, RTE Réseau de Transport d'Électricité est le propriétaire et gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, qu'il exploite, entretient et développe. Avec plus de 100 000 kilomètres de circuits à Haute et Très Haute Tension et 50 lignes transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe. Son positionnement géographique le place au cœur du marché européen de l'électricité. RTE est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique, et assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau. La société attache par ailleurs une attention particulière à l'accompagnement du développement des énergies renouvelables en France et à l'intégration de ces dernières dans le système électrique, qui nécessite le développement du réseau de transport et des interconnexions.

RTE est détenu à 100 % par EDF, mais ses conditions spécifiques de gouvernance (voir section 1.4.4.1.2 « Organisation de RTE ») conduisent le Groupe à ne pas consolider RTE par intégration globale mais par mise en équivalence. À noter que 50 % de ses titres ont été affectés au portefeuille d'actifs dédiés au financement du démantèlement des centrales nucléaires.

BILAN SIMPLIFIÉ DES FLUX ÉNERGÉTIQUES SUR LE RÉSEAU DE RTE



(1) Données 2015 provisoires (les données définitives du Bilan électrique 2015 seront disponibles sur le site de RTE en juillet 2016 : www.rte-france.com).
(2) Y compris droits d'eau et échanges via réseau de distribution.

Bilan énergétique 2015

2015 a globalement été une année chaude en France, bien que dans une moindre mesure que 2014. Ainsi, la consommation brute en France métropolitaine s'établit à 475,4 TWh, soit 2,2 % de plus qu'en 2014.

La puissance électrique consommée a atteint son maximum annuel durant une vague de froid avec 91,6 GW le 6 février 2015, un niveau similaire à 2011 et 2013. Si la réglementation thermique de 2012 conduit à modérer la croissance de la thermosensibilité dans le futur, la sensibilité de la consommation à la température demeure de l'ordre de 2 400 MW/°C en hiver.

Corrigée de l'aléa climatique, la consommation hors secteur énergie a connu, après trois années de stabilité, une légère reprise de 0,5 % pour atteindre 476,3 TWh. Du fait de la pénétration croissante des énergies renouvelables sur les réseaux de distribution, l'évolution des soutirages corrigés de l'aléa climatique sur le réseau de RTE n'est plus nécessairement similaire à celui de la consommation, et baisse depuis 2011 (-0,6 % en 2015 par rapport à 2014).

La consommation du secteur industriel est similaire aux trois années passées à hauteur de 67,6 TWh, masquant des dynamiques contrastées selon les secteurs d'activité.

1.4.4.1.1 Contexte général

Le développement des énergies renouvelables se poursuit pour accompagner la transition énergétique

Le seuil des 10 000 MW de capacités installées dans l'éolien a été dépassé au cours de l'année 2015. La production éolienne marque une progression de 23,3 % (à 21,1 TWh) par rapport à 2014, et la puissance éolienne maximale a dépassé les 5 500 MW tous les mois de l'année. Un nouveau maximum horaire de production éolienne a même été atteint le 29 mars 2015 à 13 h, avec une puissance de 8 266 MW, ce qui correspond à un facteur de charge de 86,3 %, tandis que la production journalière a atteint son maximum absolu le 29 novembre 2015 (à 184 GWh).

En 2015, 895 MW de puissance solaire ont été raccordés en France métropolitaine, et portent à près de 6 200 MW le parc solaire installé. Environ un quart de cette augmentation vient de la mise en service sur le réseau de RTE, en septembre 2015, du parc de Constantin à Cestas dans la Gironde, le plus grand parc photovoltaïque d'Europe à ce jour.

Les exportations françaises restent élevées grâce à des prix qui demeurent bas

Le solde des échanges est exportateur sur l'ensemble des frontières françaises. Il atteint un total de 61,7 TWh, dépassant le seuil de 60 TWh pour la troisième fois au cours de ces dix dernières années. La nouvelle ligne d'interconnexion Baixas – Santa Llogaia, mise progressivement en exploitation commerciale depuis le 5 octobre 2015, augmente les capacités de transit avec l'Espagne. Le solde exportateur de la France vers l'Espagne s'établit à 7,3 TWh.

La France reste exportatrice vers la Suisse (13,9 TWh).

Le solde exportateur est de 19,7 TWh vers l'Italie, où l'interconnexion est saturée 78 % du temps, et de 14,1 TWh vers la Grande-Bretagne, où l'interconnexion est saturée 86 % du temps. Des nouveaux projets d'interconnexion sont prévus notamment sur ces deux frontières.

1.4.4.1.2 Organisation de RTE

RTE est une société anonyme à Conseil de surveillance et Directoire.

Le Conseil de surveillance de RTE est composé de douze membres nommés pour cinq ans :

- huit membres nommés par l'Assemblée générale :
  - quatre représentants de l'État, dont l'État personne morale, représenté par une personne physique ;
  - quatre représentants de l'actionnaire ;
- quatre membres élus par le personnel.

Un Commissaire du Gouvernement a également été désigné et assiste, avec voix consultative, aux séances du Conseil de surveillance.

Le Directoire de RTE est constitué de cinq membres, qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance dans la limite fixée par le Code de l'énergie et les statuts de RTE. Le Conseil de surveillance désigne, après accord du Ministre chargé de l'énergie, le Président du Directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire.

1.4.4.1.3 Activités de RTE

RTE assure en France la gestion du réseau public de transport et exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type, approuvé par décret applicable jusqu'en 2051. Conformément au Code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport doivent être certifiés au terme d'un processus associant la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et la Commission européenne, qui vise à s'assurer que l'entité concernée satisfait aux conditions d'indépendance posées par ce texte. RTE a obtenu la certification de la CRE en 2012.

RTE gère ainsi l'infrastructure de transport, garantit l'accès au réseau de transport et gère les flux d'énergie.

RTE doit faire face à différents défis dans sa mission de gestionnaire du réseau de transport d'électricité : intégration du marché européen, restructuration profonde du parc de production, évolutions sociétales renforçant les contraintes d'intégration des nouvelles infrastructures d'intérêt général et maintien à niveau de son outil industriel pour répondre aux besoins des clients et de la collectivité. Pour y répondre, RTE, avec l'assentiment de la CRE, marque une nouvelle étape en matière d'investissements : ceux-ci ont en effet été portés à plus d'un milliard d'euros par an sur la période 2009-2013, et à plus de 1,3 milliard d'euros par an en 2014 et 2015. Pour assurer ses missions, RTE dispose de ses propres ressources, fondées principalement sur le tarif payé par les utilisateurs du réseau. Ce tarif est établi de manière non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts de RTE, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de transport efficace, ainsi qu'une juste rémunération des capitaux engagés à travers les programmes d'investissement approuvés par la CRE (voir section 1.4.4.4 « Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) »).

1.4.4.1.3.1 Gestion de l'infrastructure de transport

Maintenance

RTE assure la gestion des actifs du réseau de transport au travers de la maintenance au quotidien, du dépannage d'urgence et du renouvellement des ouvrages en fin de vie ou endommagés.

À la suite des tempêtes de 1999, RTE a engagé un programme de sécurisation mécanique, aujourd'hui quasiment finalisé. Au total, RTE devrait avoir consacré, d'ici à l'achèvement du programme en 2017, un total de 2,4 milliards d'euros à la sécurisation mécanique de son réseau avec un niveau moyen de dépenses d'environ 160 millions d'euros par an. Ce programme concerne 45 000 kilomètres de lignes aériennes du réseau de RTE.

En 2015, le temps de coupure équivalent des clients de RTE s'établit à 7 mn 02 s. Ce résultat intègre les conséquences de l'épisode caniculaire qui a causé de nombreuses avaries sur des transformateurs de mesures du 30 juin au 4 juillet 2015, conduisant à d'importantes coupures de clientèle. Ces événements, qui représentent à eux seuls 5 mn 44 s de temps de coupure, masquent les bons résultats obtenus par ailleurs.

Développement et réalisation de nouveaux investissements sur le réseau de transport

RTE poursuit par ailleurs le développement et le renouvellement du réseau. Les projets étudiés et réalisés s'inscrivent dans une dynamique de besoins croissants pour répondre aux enjeux de la transition énergétique. RTE élabore chaque année un programme annuel d'investissements soumis à la CRE. En 2015, le montant total des investissements de RTE s'est élevé à 1 402 millions d'euros (au périmètre régulé par la CRE). Les principaux investissements ont porté sur le projet de reconstruction de l'axe 400 kV entre Charleville et Reims, le début des travaux de construction côté français de l'interconnexion à courant continu entre la France et l'Italie (Savoie-Piémont) passant par la galerie de sécurité du tunnel du Fréjus, l'achèvement des travaux de construction de la ligne à courant continu permettant de renforcer l'interconnexion entre la France et l'Espagne par l'Est des Pyrénées (dont les capacités commerciales ont été mises à disposition du marché en octobre 2015), ainsi que la poursuite des travaux de remplacement des conducteurs permettant de sécuriser les flux sur l'axe 400 kV Montélimar-Lyon. Environ 30 % des investissements sur les ouvrages de réseau ont concerné du renouvellement permettant le maintien de la qualité de service.

Le montant du programme d'investissements 2016 de RTE approuvé par le régulateur est de 1 550 millions d'euros. Le programme d'investissements 2016 se caractérise par la poursuite d'investissements importants en développement et renouvellement du réseau, ainsi qu'en développement et renouvellement de systèmes d'information, notamment compte tenu des évolutions de contexte associées à la transition énergétique et à l'intégration européenne des marchés.

Les investissements de RTE s'inscrivent dans une dynamique de besoins croissants également pour répondre aux enjeux du maintien du niveau de sécurité d'alimentation, de l'accueil de nouveaux moyens de production (dont les énergies renouvelables intermittentes), de l'intégration des marchés électriques européens et de l'augmentation progressive des besoins de renouvellement des ouvrages.

En 2015, la base d'actif régulée (BAR) s'est accrue de 411 millions d'euros, passant de 12 826 millions d'euros au 1er janvier 2015 à 13 237 millions d'euros au 1er janvier 2016 [1]. Pour mémoire, la BAR est rémunérée par le tarif au coût moyen pondéré du capital de 7,25 % avant impôts. Elle représente l'actif industriel de RTE, déduction faite des subventions d'investissements, et est calculée hors immobilisations en cours (qui jusqu'à fin 2012 ont été rémunérées à 4,8 % par le tarif TURPE 3, et le sont à 4,6 % sur la période 2013-2016 en application de la décision tarifaire de la CRE d'avril 2013).

1.4.4.1.3.2 Gestion des flux d'énergie

Affectation des coûts

Le coût correspondant aux ajustements mis en œuvre par RTE et dus aux écarts négatifs entre les flux prévisionnels et ceux réalisés est répercuté sur les « responsables d'équilibre » (producteurs, négociants, fournisseurs, etc.) au prorata de leur écart. En cas d'écart positif, RTE compense financièrement les responsables d'équilibre.

Interconnexions

RTE gère l'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport européens voisins, ces interconnexions permettant d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre et la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité, et de développer le marché européen de l'électricité, en permettant à un fournisseur d'électricité de vendre son énergie à un client situé dans un autre pays de l'Union européenne, en jouant sur les écarts temporels des pointes de charge de part et d'autre des frontières, et de mieux mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne.

Interconnexion France-Espagne

INELFE (Interconnexion électrique France-Espagne), société franco-espagnole détenue à parts égales par RTE et son homologue espagnol REE (Red Electrica de España), a été créée en octobre 2008 pour porter l'ensemble du projet d'interconnexion entre les deux pays. La mise en service d'une nouvelle ligne de ± 320 kV a eu lieu en octobre 2015, doublant la capacité antérieure d'échange électrique entre la péninsule Ibérique et le reste de l'Europe, qui passe ainsi de 1 400 à 2 800 MW.

Un accord signé en 2011 entre la BEI (Banque Européenne d'Investissement), INELFE, REE et RTE a permis la participation de la BEI au financement du projet sous la forme d'un prêt de 350 millions d'euros accordé aux deux gestionnaires de réseaux, contribuant à la moitié du budget total de 700 millions d'euros. Le financement de l'interconnexion a par ailleurs fait l'objet d'une subvention de l'Union européenne à hauteur de 225 millions d'euros dans le cadre du programme *European Energy Program for Recovery*.

Coordination des réseaux en Europe

RTE et ELIA [2] ont créé en décembre 2008 une société commune dénommée Coreso, qui a pour objet la coordination de l'exploitation des réseaux électriques regroupant la France et la Belgique. La création de Coreso répond aux besoins de renforcement de la coordination opérationnelle entre gestionnaires de réseaux de transport exprimés tant par la Commission européenne que par les acteurs du marché de l'électricité. Coreso doit permettre une meilleure intégration, à l'échelle régionale, de la production d'origine renouvelable et garantir une gestion en sécurité des flux transfrontaliers, en forte augmentation.

1. *Montants encore à valider par la CRE, calculés sur la base du réalisé.*
2. *Elia est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité belge à haute tension (de 30 000 à 380 000 volts).*

National Grid, gestionnaire de réseau britannique, Terna et 50 Hertz, gestionnaires des réseaux de transport de l'Italie et des zones nord et est de l'Allemagne, et plus récemment REN, gestionnaire de réseau portugais, ont rejoint Coreso.

1.4.4.1.3.3 Activités de RTE à l'international

RTE International, filiale de RTE créée en septembre 2006, est l'interface de RTE pour toutes les prestations d'ingénierie et de conseil hors de France, en réponse soit à des appels d'offres soit à des sollicitations de gré à gré.

RTE poursuit une stratégie de développement et de diversification géographique de ses prestations internationales.

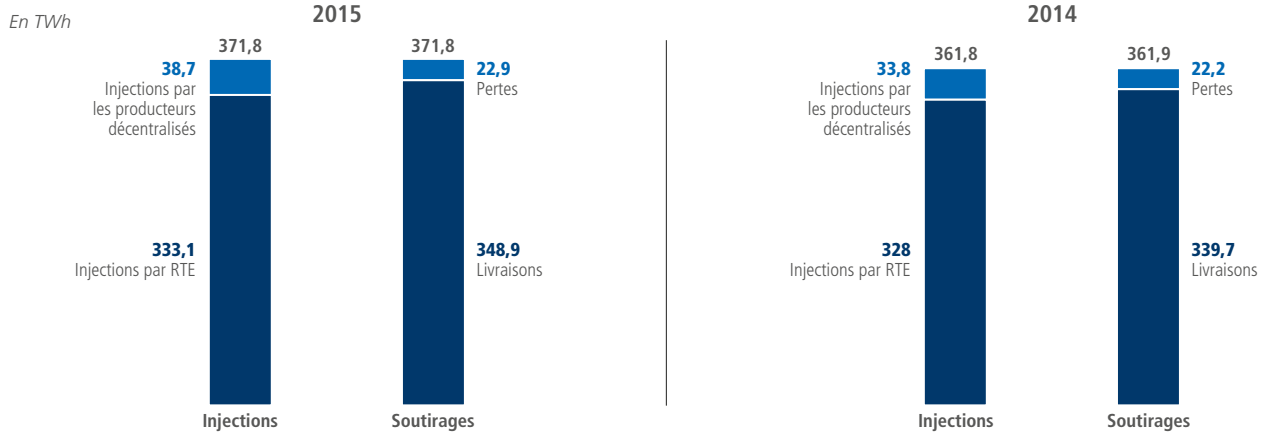
1.4.4.2 Distribution – Électricité Réseau Distribution France (ERDF)

ERDF a pour objet principal l'exploitation et le développement du réseau public de distribution d'électricité, en garantissant sa sécurité et sa sûreté et en veillant à tout instant à l'équilibre des flux d'électricité. ERDF, filiale d'EDF à 100 % et en charge de l'activité de distribution, est opérationnelle depuis le 1er janvier 2008. Elle dessert environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restant sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD).

En 2015, ERDF a distribué l'électricité à plus de 35,6 millions de clients (points de livraison) en France continentale grâce à un réseau d'environ 1,3 million de kilomètres.

Au 31 décembre 2015, ERDF employait 39 033 personnes.

VOLUMES D'ÉLECTRICITÉ TRANSITANT SUR LE RÉSEAU D'ERDF



Les pertes électriques sont inhérentes au réseau de distribution et résultent principalement d'effets physiques qui dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée. ERDF doit compenser ces pertes pour compléter les quantités d'électricité acheminées vers les clients finaux. En 2015, la quantité de pertes s'est élevée à 22,9 TWh, soit un taux de 6,2 % de l'électricité injectée sur le réseau. Le coût pour ERDF de la compensation des pertes a été en 2015 de 1 137 millions d'euros. Pour assurer cette compensation, ERDF achète l'électricité correspondante sur le marché de gros, soit par l'intermédiaire de plateformes de marchés organisés, soit par le biais d'appels d'offres mettant en concurrence une vingtaine de fournisseurs qualifiés. Depuis 2014, ERDF bénéficie des livraisons ARENH pour ses achats d'électricité pour compenser ses pertes, à hauteur d'environ 6,4 TWh en 2015.

Concernant les caractéristiques techniques, le réseau de distribution dont ERDF est concessionnaire (voir section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution ») est constitué au 31 décembre 2015 d'environ :

- 631 400 kilomètres de lignes Haute Tension A (HTA) à 20 000 volts ;
- 709 500 kilomètres de lignes Basse Tension (BT) à 400 volts ;
- 2 251 postes sources HTB/HTA ;
- 774 500 postes de transformation HTA/BT.

1.4.4.2.1 Organisation d'ERDF

Les activités de distribution sur le territoire français sont, conformément au cadre légal, quasi exclusivement assurées par ERDF, société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance responsable de la gestion du réseau public de distribution d'électricité.

En application de la Directive n° 2003/54/CE (dont les principes ont été repris par la Directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009), lorsque le gestionnaire du réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, son organisation et ses prises de décisions doivent être juridiquement indépendantes des autres activités non liées à la distribution. Dans ce cadre, le principe retenu par EDF et Gaz de France, aujourd'hui Engie, a conduit à filialiser leur gestionnaire de réseau de distribution. Les deux filiales ERDF et GRDF partagent un « service commun » conformément au cadre légal (voir section 1.4.4.2.3 « Le service commun à ERDF et GRDF »).

En application de la loi du 9 août 2004, l'activité de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité a été filialisée en 2007.

Le Conseil de surveillance d'ERDF est composé de quinze membres, dont huit sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire, cinq sont des représentants des salariés élus dans les conditions prévues par la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public et deux représentent l'État. Le Directoire d'ERDF est composé de cinq membres, qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance.

En application de la possibilité offerte par l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 (article 15) et dans le respect du décret n° 2015-38 du 19 janvier 2015, l'État a désigné par arrêté en date du 4 février 2015 un Commissaire du Gouvernement aux fins d'assister aux séances du Conseil de surveillance d'ERDF.

Dans quelques mois, ERDF changera de nom. Cette nouvelle dénomination traduira l'engagement fort de l'entreprise dans la transition énergétique au lendemain de la COP 21. Elle permettra également au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité de gagner en visibilité et en clarification sur ses missions, comme le souhaite la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

Missions d'ERDF en France

ERDF exerce, dans les conditions fixées par la loi et les contrats de concession signés avec chacune des autorités concédantes de la distribution publique d'électricité (voir section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution »), les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental.

Ces missions consistent à :

- définir et mettre en œuvre les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer le raccordement et l'accès des utilisateurs à ces réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- fournir aux utilisateurs les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;
- assurer la responsabilité des relations avec les autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ces activités ;
- assurer la responsabilité des relations avec les collectivités locales ;
- négocier, conclure et gérer les contrats de concession ;
- exploiter, maintenir et dépanner les réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux ;
- exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à ces réseaux, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage, ainsi que la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;
- exercer des prestations pour les ELD, les distributeurs et autorités organisatrices mentionnés respectivement aux III et IV de l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales.

1.4.4.2.2 Activités de distribution

L'activité d'ERDF repose sur plusieurs métiers : assurer, en tant que concessionnaire, la gestion des actifs en concession, conduire et maintenir le réseau de façon à assurer la continuité de fourniture, réaliser les travaux sur le réseau (en particulier, les travaux de raccordement, de renforcement et de renouvellement du réseau), assurer l'accès au réseau à l'ensemble des utilisateurs dans le cadre des dispositifs contractuels en vigueur et gérer le parc de compteurs, acquérir, traiter et transmettre les données relatives à la consommation des utilisateurs du réseau.

Évolution des investissements

En 2015, 3,2 milliards d'euros ont été investis par ERDF, dont 1,4 milliard en majorité lié aux raccordements des nouveaux clients et des producteurs, ainsi qu'au renforcement du réseau. En complément, les autorités concédantes ont investi 789 millions d'euros en 2015. Au total, près de 4 milliards d'euros ont été investis en 2015 en France continentale sur les réseaux de distribution.

INVESTISSEMENTS BRUTS D'ERDF

(en millions d'euros)	2015	2014
Raccordements et renforcements	1 396	1 501
Obligations réglementaires, sécuritaires et de voirie	370	397
Modernisation du réseau	1 089	979
Outils de travail et moyens d'exploitation	315	330
Total investissements ERDF	**3 170**	**3 208**
Remises d'ouvrages par les tiers et collectivités (1)	789	833
TOTAL INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU	**3 959**	**4 041**

(1) Après déduction PCT[1] et article 8[2].

Les ressources supplémentaires ainsi engagées sont consacrées à la qualité de la desserte, à la sécurisation des réseaux, à la sécurité et à la préservation de l'environnement, domaines où les attentes identifiées des clients, des collectivités locales et des autorités concédantes sont particulièrement fortes.

Ce niveau d'investissements permet à ERDF de mettre en œuvre des programmes de renouvellement du patrimoine.

En complément de ces investissements, ERDF poursuit l'augmentation des budgets de maintenance préventive des réseaux, en particulier pour des actions concernant l'élagage. Ce budget a représenté 342 millions d'euros en 2015 (contre 334 millions en 2014 et 273 millions en 2013).

Le Contrat de service public et les préoccupations environnementales et esthétiques

Afin de répondre aux objectifs du Contrat de service public ainsi qu'à des objectifs environnementaux et esthétiques, ERDF s'est engagé à enterrer 90 % des nouvelles lignes Haute Tension A (HTA) et à réaliser en « technique discrète » (câble torsadé en façade des immeubles) les deux tiers des nouvelles lignes Basse Tension (BT). ERDF n'a pas pour objectif d'enfouir l'intégralité du réseau. Un réseau enterré reste en effet soumis aux risques de coupure comme un réseau aérien : il peut subir des agressions extérieures (canicule, inondations, travaux, etc.), et le temps nécessaire à la localisation de l'incident et à la réalimentation des clients est, en général, plus long que dans le cas d'un réseau aérien.

1. *PCT (part couverte par le tarif) : part versée aux concédants maîtres d'ouvrage de la participation du tarif d'acheminement au financement d'un raccordement.*
2. *Article 8 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession portant sur l'intégration des ouvrages dans l'environnement (comme les travaux d'enfouissement des lignes).*

En 2015, ERDF a construit plus de 98,2 % des nouvelles lignes moyenne tension en technique souterraine et plus de 80,8 % des nouvelles lignes basse tension en technique souterraine ou discrète. Il a ainsi dépassé son engagement vis-à-vis de l'État de réduction de l'impact visuel des réseaux établis sous sa maîtrise d'ouvrage.

La qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'ERDF. En 2015, le temps moyen de coupure hors incidents transport et hors incidents exceptionnels est de 61,1 minutes. C'est le meilleur résultat depuis 10 ans. La qualité de la desserte se traduit aussi par le maintien d'une tension régulière, la plus proche d'une valeur fixée par voie réglementaire, et par la minimisation du nombre de coupures.

En ce qui concerne la qualité de la tension, plus de 99 % des clients étaient considérés en 2015 comme « bien alimentés » au regard de la réglementation en vigueur.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, ERDF s'appuie sur une Force d'Intervention Rapide (FIRE) qui lui permet de mobiliser, à tout moment, sur une région touchée, les équipes et les moyens d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients. En 2015, la FIRE a été mobilisée début juillet pour réparer les réseaux souterrains affectés par la canicule en Île-de-France, PACA et région lyonnaise, puis fin août, lors des orages qui ont touché le Sud-Ouest.

Concernant les couvertures d'assurance relatives à la protection du réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de grande ampleur, voir la section 2.2.7.5.3 « Couverture tempêtes ».

Développement des énergies renouvelables

Sur le périmètre ERDF, le nombre d'installations de production photovoltaïque raccordées au réseau a encore progressé : à fin 2015, 5 217 MW d'installations photovoltaïques sont raccordées (contre 4 590 MW à fin 2014), représentant environ 338 000 installations (contre 321 000 à fin 2014). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également, et 9 191 MW sont raccordés à fin 2015.

À fin 2015, le parc de production photovoltaïque et éolien raccordé au réseau ERDF est d'environ 14,4 GW, composé respectivement de 5,2 GW de centrales photovoltaïques et de 9,1 GW de production éolienne. À ces productions s'ajoutent d'autres types de productions, en particulier les centrales hydrauliques « historiques » (1,5 GW), les cogénérations (1,8 GW), le biogaz, la biomasse, le thermique fossile dispatchable. Au total, à fin 2015, le parc de production raccordé à ERDF est d'environ 19,3 GW.

Marché de l'électricité

Le marché français de la commercialisation de l'électricité est ouvert à la concurrence pour l'ensemble des clients depuis le 1er juillet 2007.

36 fournisseurs d'électricité opèrent sur le marché français. Ils ont signé un contrat avec ERDF définissant les modalités de fonctionnement entre le fournisseur et le distributeur lorsque le client souscrit un contrat unique englobant la fourniture et l'acheminement d'électricité.

ERDF s'est mobilisée afin de réussir, pour les sites d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA, la fin des tarifs réglementés de vente et leur passage vers les offres de marché. Pour cela, ERDF a mis en place une structure projet nationale permettant de réaliser dans les délais l'adaptation des comptages aux offres de marché. Les principaux chantiers ouverts portaient sur la procédure de changement de fournisseur, le déploiement des modes opératoires, le déploiement des comptages, l'adaptation des systèmes d'information et la préparation à un pic d'activité fin 2015.

Concessions

Au 31 décembre 2015, ERDF est co-concessionnaire avec EDF de 580 contrats de concessions, couvrant environ 95 % de la population.

En France, la distribution publique d'électricité est exploitée sous le régime de concession dérogatoire par rapport au droit commun des concessions locales de service public. Comme le prévoit la loi, les autorités concédantes sont propriétaires des réseaux de distribution, qui constituent des biens de retour [1]. Les contrats de concession sont conclus pour une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans.

Le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution (desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de distribution, raccordement et accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de distribution) sont confiés, en application du Code de l'énergie (article L. 121-4), à ERDF, à EDF dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental et aux ELD dans leur zone de desserte exclusive.

Conformément à l'article L. 334-3 du Code de l'énergie, les contrats de concession en cours sont réputés signés conjointement par l'autorité concédante (collectivité territoriale ou établissement public de coopération), EDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés et par ERDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie réseaux de distribution. Lors de leur renouvellement ou de leur modification, les contrats de concession sont cosignés selon ces modalités.

Voir également la section 1.5.6.2.7 « Réglementation applicable aux marchés publics ».

1.4.4.2.3 Le service commun à ERDF et GRDF

Le service commun à ERDF et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale.

ERDF et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment, moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier.

En novembre 2011, ERDF et GRDF ont signé un protocole d'accord décrivant, pour chaque distributeur, la vision cible d'organisation du service commun. L'ouverture des marchés et la différenciation des processus ont conduit à faire évoluer et à spécialiser l'organisation de certaines activités. À ce jour, ERDF a privilégié une organisation par directions régionales intégratrices de l'ensemble de ses missions opérationnelles à l'échelle locale. Un maillage plus fin est réservé aux activités de proximité. Certaines activités, telles la relève ou des activités logistiques, sont maintenues en service commun du fait des gains d'efficacité engendrés.

1.4.4.2.4 Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs communicants)

Les réseaux intelligents *(smart grids)* et les compteurs communicants

ERDF, garant de la continuité du service public de distribution d'électricité, investit en permanence pour développer, moderniser et sécuriser le réseau électrique. L'adaptation du réseau électrique aux nouveaux besoins de la société constitue un enjeu stratégique majeur. Pour y parvenir, ERDF développe le système Linky, basé sur une nouvelle génération de compteurs,

1. *Les biens de retour sont ceux qui sont indispensables à l'exercice du service concédé. Ces biens sont réputés appartenir dès l'origine à la collectivité concédante. Le contrat de concession prévoit leur retour obligatoire à la collectivité concédante en fin de concession.*

dits « compteurs communicants », qui peuvent recevoir des ordres et envoyer des données sans l'intervention physique d'un technicien. Ce système représente la première étape des *smart grids*.

Au terme d'une expérience réussie et validée par les pouvoirs publics, près de 300 000 compteurs Linky fonctionnent à Lyon et en Touraine. ERDF a commencé, le 1er décembre 2015, la première phase de déploiement des compteurs Linky. La première phase consiste à installer 3 millions de compteurs entre décembre 2015 et fin 2016. L'objectif est de remplacer 90 % des anciens compteurs dans 35 millions de foyers en France d'ici 2021.

Accompagner la transition énergétique

Simultanément, ERDF teste à grande échelle plusieurs solutions afin d'offrir aux consommateurs et aux entreprises un réseau profondément modernisé. Ces travaux de recherche et d'expérimentation portent notamment sur l'exploitation des réseaux basse et moyenne tension, l'intégration des énergies renouvelables et des véhicules électriques, la gestion du stockage, le maintien de la tension électrique. ERDF pilote et/ou accompagne une quinzaine de démonstrateurs en France et en Europe avec des partenaires variés, des industriels, des PME, des *start-up* ou des universités. L'enjeu pour le distributeur est d'accompagner la transition énergétique en faisant évoluer les réseaux au meilleur coût pour la société. Grâce aux nouvelles technologies, un pilotage plus fin et plus réactif est possible, basé sur une meilleure connaissance de la consommation, de la production et de l'état du réseau. Cette « intelligence » permet d'éviter des surinvestissements en les dimensionnant à la pointe de la consommation, tout en garantissant la fiabilité du réseau, conformément au double objectif du service public confié à ERDF de performance et de sécurité.

Depuis fin 2011, ERDF coordonne le programme « GRID4EU ». Ce programme rassemble un consortium de six distributeurs européens (ERDF, Enel, Iberdrola, CEZ, Vattenfall et RWE) ; il contribue à expérimenter le potentiel des *smart grids* dans le domaine de l'intégration des énergies renouvelables, du développement des véhicules électriques, de l'automatisation des réseaux, du stockage de l'énergie, de l'efficacité énergétique et des solutions d'effacement.

1.4.4.3 Systèmes Énergétiques Insulaires

Les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) regroupent les systèmes électriques opérés par EDF et non interconnectés, ou faiblement connectés, à la plaque continentale : principalement la Corse, les départements d'outre-mer (excepté Mayotte) et les collectivités d'outre-mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon.

Cet état de fait a notamment pour conséquence des surcoûts de production, considérés par le législateur comme une charge de service public, et à ce titre compensés par la Contribution au Service Public de l'Électricité (voir section 1.5.2 « Service public en France »).

L'organisation d'EDF dans chacun de ces territoires repose sur le maintien d'une structure intégrée, assurant à la fois la majeure partie de la production et l'ensemble des fonctions de gestionnaire de l'équilibre entre offre et demande, de gestionnaire de réseaux (HTB, HTA et BT) et de fournisseur.

Dans ces territoires, EDF constitue l'acteur principal en termes de production d'électricité.

PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES 2015 DES SEI

	Données à fin 2015	
	Total	**dont Corse**
Effectif (1)	3 374	750
Nombre de clients	1 119 620	249 209
Longueur réseaux *(en km)*	35 869	11 461
Puissance installée du parc *(en MW)*	2 123	585
dont parc hydraulique et autres renouvelables	*456*	*197*
dont parc thermique (1)	*1 667*	*388*
Production (1) *(en GWh)*	5 742	1 308
dont production hydraulique	*1 268*	*303*
Achats d'énergie auprès des tiers *(en GWh)*	3 966	918
dont énergies renouvelables, y compris bagasse	*1 281*	*226*
dont autres énergies	*2 684*	*691*
TOTAL DE L'ÉNERGIE PRODUITE PAR EDF ET ACHETÉE AUPRÈS DES TIERS	**9 708**	**2 226**

(1) Données incluant EDF Production Électrique Insulaire (PEI), filiale à 100 % du groupe EDF, chargée du renouvellement des centrales thermiques en Corse et outre-mer. La diminution de puissance installée thermique de 48 MW en 2015 par rapport à 2014 est liée à la mise en service des derniers moteurs de Pointe-Jarry compensée par le déclassement total des moteurs SEI de Jarry Nord (Guadeloupe) et au déclassement de la TAC 11 à Dégrad-des-Cannes (Guyane).

Compte tenu de l'écart existant dans ces systèmes entre le coût de production du mégawattheure et le prix de vente au tarif par la péréquation tarifaire, l'activité commerciale d'EDF consiste à y mener, seule ou en partenariat avec l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) et les institutions locales, des actions d'efficacité énergétique.

Évolutions et perspectives

Des investissements destinés à moderniser et à renforcer le parc de production d'électricité à puissance garantie

La programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité de 2009 a fixé un objectif de mise en œuvre de moyens de production d'électricité à puissance garantie pour la Corse et les départements d'outre-mer de 1 166 MW à horizon 2020. La PPI de 2009 prévoyait en outre le renouvellement de la quasi-totalité des centrales diesel existantes.

Le groupe EDF a donc entrepris de remplacer ses principales centrales en fin de vie, par ailleurs construites et exploitées par la filiale EDF PEI (Production Électrique Insulaire).

Les chantiers de construction de quatre centrales diesel ont été menés à bien entre 2012 et 2015, pour une capacité totale de près de 750 MW : Port-Est à la Réunion, Bellefontaine B à la Martinique, Pointe-Jarry en Guadeloupe et Lucciana B en Haute-Corse. Ces nouveaux moyens de production, équipés de technologies innovantes, vont permettre au Groupe de délivrer de meilleures performances industrielles et environnementales, et contribueront à satisfaire une partie des besoins émergents en électricité dans ces territoires.

En outre, la centrale de Saint-Pierre-et-Miquelon (21 MW), a été renouvelée sur 2015 et inaugurée le 26 novembre 2015.

L'extension de la centrale de Saint-Barthélemy (deux nouveaux moteurs de 16 MW) est quant à elle opérationnelle depuis 2014.

La construction de la centrale de Saint-Martin est en cours, pour une livraison prévue sur le premier semestre 2016.

EDF a investi 158 millions d'euros dans le domaine de la production d'électricité des SEI en 2015.

Des investissements dans les réseaux électriques

La poursuite de la croissance de la consommation dans ces territoires malgré les actions d'efficacité énergétique engagées, ainsi que le développement des énergies renouvelables, conduit le groupe EDF à poursuivre le renforcement des réseaux électriques. La Corse comme les départements d'outre-mer étant dotés de parcs naturels, certaines de ces nouvelles liaisons haute tension seront construites selon des techniques souterraines ou sous-marines.

EDF a ainsi investi 175 millions d'euros dans le domaine des réseaux en 2015.

Une implication dans des projets destinés à mieux intégrer les énergies renouvelables dans le mix de production d'électricité et à optimiser la gestion des systèmes électriques

Le groupe EDF soutient l'émergence et le développement de modes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables adaptées aux SEI. Les modes privilégiés sont ceux qui offrent une énergie abondante et garantie à coûts de production compétitifs mais aussi maîtrisés sur la durée, de manière à les positionner comme des alternatives crédibles à la production thermique : biomasse, énergies marines et fluviales, valorisation des déchets, biogaz. Des études sont également en cours pour utiliser le GNL en substitution du combustible fioul.

EDF contribue également à faire progresser les capacités techniques d'insertion des énergies renouvelables intermittentes dans les SEI et s'engage dans des projets d'expérimentation de réseaux communicants en partenariat avec d'autres industriels, des laboratoires de recherche et l'ADEME.

1.4.4.4 Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE)

Tarif d'Utilisation du Réseau Public de transport d'Électricité

En application de l'article L. 341-3 du Code de l'énergie, le TURPE transport fait l'objet d'une décision motivée de la CRE. Le tarif actuel d'utilisation du réseau public de transport (TURPE 4 HTB), défini par la délibération de la CRE du 3 avril 2013, est en vigueur depuis le 1er août 2013.

Le revenu tarifaire de RTE a ainsi augmenté de 2,4 % au 1er août 2015. Une évolution de ce tarif aura lieu au 1er août 2016 en tenant compte de l'impact des dispositifs créés par la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte. TURPE 4 HTB ayant été conçu pour s'appliquer sur une période d'environ quatre ans, la CRE a lancé des travaux pour qu'un nouveau tarif d'utilisation du réseau public de transport (TURPE 5 HTB) entre en vigueur à l'été 2017.

La rémunération financière des actifs de RTE résulte du produit de la base d'actifs régulés (BAR), estimée au 1er janvier 2015 à 12 826 millions d'euros, par un taux fixe de rémunération correspondant à un taux nominal avant impôt de 7,25 % pour la période tarifaire 2013-2016. Par ailleurs, la restitution aux utilisateurs du réseau de trop-perçus antérieurs à 2013, via les mécanismes de régulation, vient en modération tarifaire.

Sur ces bases, en 2015, les recettes tarifaires d'accès au réseau ont été d'environ 4 085 millions d'euros pour le réseau de transport d'électricité, les recettes liées aux prestations de 95 millions d'euros et les recettes aux interconnexions de 460 millions d'euros.

Concernant le transport et la distribution de gaz naturel (loi n° 2003-08 du 3 janvier 2003), voir la section 1.5.3.2 « Législation française : Code de l'énergie ».

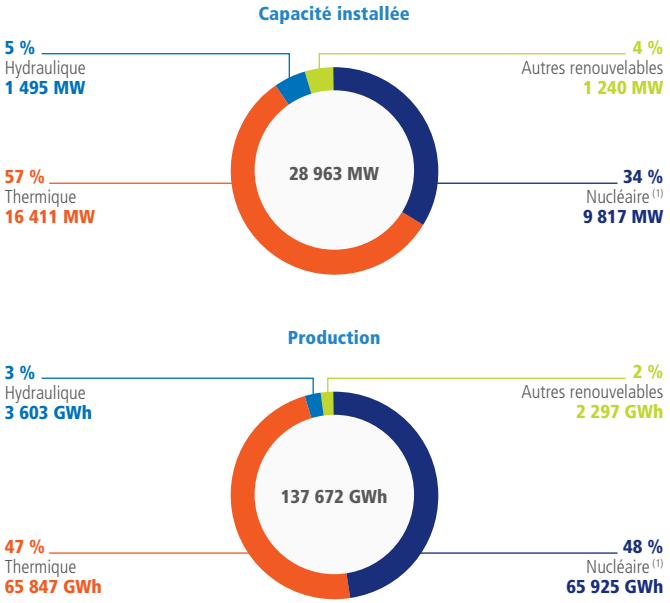
Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de distribution d'Électricité

Le chiffre d'affaires d'ERDF est constitué à plus de 90 % des recettes perçues au titre de l'acheminement. Le TURPE, en niveau et en structure, est établi par la CRE de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux.

Au 1er août 2015, le TURPE distribution a évolué de +0,4 %.

1.4.5 ACTIVITÉS DU GROUPE À L'INTERNATIONAL

CAPACITÉ INSTALLÉE ET PRODUCTION 2015 À L'INTERNATIONAL



NB : Hors données EDF Énergies Nouvelles sur le segment « Autre International », prises en compte dans le segment « Autres activités ».
Données techniques calculées par application du mode et du pourcentage de consolidation des entités dans les comptes du groupe EDF.
(1) Données nucléaires hors 100 MW de droits de tirage sur Chooz B.

1.4.5.1 Royaume-Uni

L'activité du groupe EDF au Royaume-Uni est placée sous la responsabilité d'EDF Energy en ce qui concerne la fourniture d'énergie et la production d'électricité. Le Groupe opère également dans le secteur de l'exploration-production de pétrole et de gaz en mer du Nord via EDF Production UK, une filiale d'Edison (voir sections 1.4.6.2.2.3 « Exploration et Production (E&P) » et 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur des hydrocarbures »).

EDF Energy est l'une des plus grandes entreprises énergétiques et le plus gros producteur d'électricité faiblement émetteur de CO_2 du Royaume-Uni. La société produit près d'un cinquième de l'électricité du pays par l'intermédiaire de ses centrales nucléaires, de ses parcs éoliens, de ses centrales au charbon et au gaz et de ses centrales thermiques et électriques.

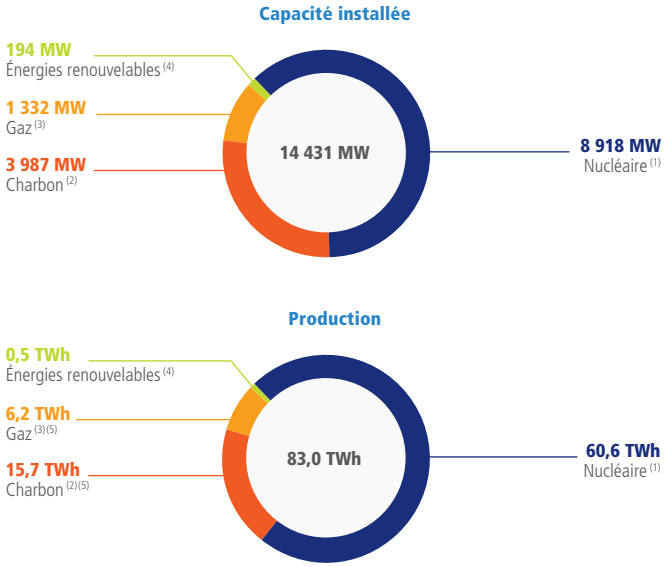
L'entreprise fournit du gaz et de l'électricité à 5,6 millions de comptes clients professionnels et résidentiels et s'est imposée comme le premier fournisseur d'électricité de Grande Bretagne en termes de volume.

EDF Energy prévoit de construire quatre nouvelles centrales nucléaires, sous réserve d'un cadre d'investissement adapté. Ces nouvelles centrales pourraient produire suffisamment d'électricité faiblement carbonée pour alimenter près de 40 % des foyers britanniques.

La société compte environ 14 000 salariés répartis sur différents sites dans tout le pays. Les salariés sont fortement impliqués : 83 % des salariés participent à l'enquête annuelle du personnel, et le score d'implication ressort à 76 %. 79 % des sondés recommanderaient EDF comme un lieu de travail privilégié et sont fiers d'y travailler. 90 % des salariés se dépassent afin de garantir le succès d'EDF Energy.

En 2015, EDF Energy a gardé sa place de premier producteur d'électricité (en termes de térawattheures produits) et d'électricité faiblement carbonée [1], et sa place de premier fournisseur d'électricité du Royaume-Uni (en termes de térawattheures vendus [2]).

CAPACITÉ INSTALLÉE ET PRODUCTION 2015 AU ROYAUME-UNI



(1) Les chiffres indiqués représentent 100 % de la capacité nucléaire et de la production nucléaire, réparties à 80 % / 20 % entre EDF Energy et Centrica.
(2) La capacité de charbon représente une "capacité d'entrée de connexion". Puissance nette incluant la biomasse.
(3) La capacité gaz inclut 1 MW de Barkantine CHP.
(4) En cas de détention de plus de 50 % des actifs par EDF Energy, les capacités présentées correspondent à 100 % de la capacité installée et de la production générale. Production d'énergie renouvelable hors biomasse.
(5) Les chiffres 2015 hors pertes réseaux pour le charbon et le gaz sont respectivement 15,6 TWh et 6,2 TWh. Les chiffres 2014 ont été ajustés pour être comparables.

1. *Source : Elexon Reporting.*
2. *Conformément aux données disponibles, hors Irlande du Nord.*

	31/12/2015	31/12/2014
Électricité fournie [1] *(en GWh)*	48 683	51 247
Gaz fourni *(en GWh)*	27 693	27 803
Nombre de comptes clients résidentiels *(en milliers)*	5 301	5 592
Nombre d'employés [2]	13 920	14 716
Taux d'accidents déclarés [3]	0,68	0,95

(1) Électricité fournie au client final comprenant l'ajustement pour énergie en compteur de l'année N-1.
(2) Inclut les salariées en congé maternité.
(3) Taux global d'accidents déclarés : Nombre annuel total d'accidents du travail avec arrêts, décès, blessures traitées au travail (hors premiers soins) / nombre d'heures travaillées x 1 000 000. Cela concerne tous les salariés, le personnel intérimaire et le personnel des sous-traitants. Hors EDF Energy Renewables.

1.4.5.1.1 Stratégie

La vision d'EDF Energy à l'horizon 2030 repose sur les clients et sur leurs besoins. Ainsi, la stratégie, qui vise à assurer le développement durable des activités à long terme, promeut la transition vers une économie plus décarbonée via une production d'électricité bas carbone, sûre, fiable et abordable. En parallèle, EDF Energy s'efforce de satisfaire les besoins des clients de manière efficace, simple et responsable, afin que ces derniers puissent contrôler leur consommation d'énergie. Toutes ses actions sont guidées par la volonté d'optimiser les coûts à tous les niveaux de l'entreprise.

Dans sa relation client, EDF Energy a pour ambition d'être le partenaire énergétique de choix pour les clients résidentiels et les entreprises, en les aidant à optimiser leur consommation et leur production d'énergie et à tirer le meilleur parti de leurs maisons qui seront de plus en plus connectées (mais aussi des bâtiments publics, collectivités et villes connectés), tout en leur garantissant un service d'excellence et un confort optimal. Grâce à l'innovation et à la numérisation, EDF Energy souhaite aider ses clients à contrôler leur consommation et à réaliser des économies d'énergie. Cette démarche permet également à EDF Energy de développer des solutions faiblement carbonées particulièrement attractives et, par conséquent, de proposer à tout moment une offre compétitive aux clients, dans un marché en constante mutation.

En matière de production, l'objectif d'EDF Energy est de créer de la valeur en maintenant l'excellence opérationnelle de ses actifs existants et en constituant un portefeuille d'investissements nouveaux. À ce titre, EDF entend se positionner comme le moteur de la relance du programme du nouveau nucléaire au Royaume-Uni. EDF projette de construire deux nouvelles tranches nucléaires sur le site de Hinkley Point, dans le Somerset, en partenariat avec China General Nuclear Corporation (CGN). Les deux groupes comptent également collaborer pour développer de nouvelles offres nucléaires sur les sites de Sizewell dans le Suffolk et de Bradwell dans l'Essex. EDF Energy poursuit par ailleurs ses efforts en vue de développer de nouveaux projets dans les énergies renouvelables (principalement de l'éolien terrestre) et continue à envisager la construction de nouvelles centrales à gaz flexibles.

EDF Energy a pour objectif de créer de la valeur à partir de ses actifs nucléaires, houillers et gaziers existants, en assurant une production sûre et fiable. L'un des programmes stratégiques clés consiste à assurer l'extension de la durée de vie des centrales nucléaires existantes, laquelle permettra au Royaume-Uni, lorsque le processus sera sûr et viable sur le plan commercial, de continuer à bénéficier d'une production nucléaire jusqu'à ce que de nouvelles capacités de production faiblement carbonées soient disponibles. Cela participe également à créer des opportunités d'emplois dans le secteur du nucléaire et à préserver les compétences du secteur nucléaire britannique. En février 2016, EDF Energy a confirmé une extension de durée de vie de cinq années supplémentaires pour les centrales nucléaires Hartlepool et Heysham 1 (soit jusqu'en 2024), et de sept années supplémentaires pour les centrales nucléaires d'Heysham 2 et Torness (soit jusqu'en 2030). Les autres actions stratégiques importantes concernant le parc de production de l'entreprise portent sur l'optimisation des capacités de production des centrales à charbon sur leur durée de vie restante, en vertu du mécanisme régissant le marché britannique de capacité, et sur l'optimisation du fonctionnement de la centrale West Burton B, dotée de turbines à Cycle Combiné Gaz (CCG).

EDF Energy regroupe trois principales unités opérationnelles : Production, Clients et Nouveau Nucléaire.

1.4.5.1.2 Activités

1.4.5.1.2.1 Production nucléaire

EDF Energy possède et exploite huit centrales nucléaires d'une capacité totale de 8,9 GW au Royaume-Uni. La Division Production Nucléaire emploie plus de 5 500 personnes.

Depuis 2009, Centrica plc. (« Centrica ») détient une participation de 20 % dans Lake Acquisitions Limited, société détenant les actifs de production nucléaire (hors Nouveau Nucléaire).

Technologie du parc de production nucléaire

Sept des huit centrales nucléaires (Dungeness B, Hartlepool, Heysham 1, Heysham 2, Hinkley Point B, Hunterston B et Torness) sont des centrales à réacteurs avancés refroidis au gaz (RAG) ; la huitième, Sizewell B, est une centrale à réacteur à eau pressurisée (REP).

Sûreté et radioprotection

La sûreté nucléaire est la priorité absolue d'EDF Energy (voir section 3.2.2.2.1 « La sûreté nucléaire »).

Des procédures strictes sont appliquées pour contrôler et réduire le plus possible les doses de radiation reçues par les employés et les sous-traitants de toutes les centrales nucléaires existantes d'EDF Energy. En 2015, la dose individuelle moyenne reçue par tous les employés des sites nucléaires existants d'EDF Energy a été de 0,067 mSv, la dose limite légale étant de 20 mSv par an. La dose individuelle la plus forte reçue en 2015 est de 7,8 mSv.

Durée d'exploitation des centrales nucléaires

La durée de vie effective de chaque centrale est principalement déterminée par sa capacité technique et financière à maintenir le niveau de sûreté requis, qui fait l'objet d'une évaluation à chaque arrêt programmé, préalablement à la période d'exploitation ultérieure. Cette évaluation repose sur l'inspection, la maintenance, les essais et la vérification des performances opérationnelles de la centrale. Après chaque arrêt programmé, le redémarrage du réacteur doit faire l'objet d'une autorisation préalable de l'Autorité de sûreté nucléaire du Royaume-Uni (*Office for Nuclear Regulation* — ONR). La période d'exploitation courant entre les arrêts programmés est généralement de trois ans pour les centrales RAG et de dix-huit mois pour Sizewell B.

Par ailleurs, tous les dix ans, les centrales font l'objet d'un examen périodique de sûreté plus minutieux et plus étendu, qui doit également être validé par l'ONR afin de pouvoir poursuivre l'exploitation. Sizewell B est la dernière centrale à avoir fait l'objet d'une évaluation. À cette occasion, elle s'est vue accorder une autorisation d'exploitation de 10 ans en janvier 2015.

Les centrales RAG ont été conçues pour une durée de vie nominale de 25 ans, et Sizewell B pour une durée de vie de 40 ans. Toutefois, les savoirs techniques, les compétences opérationnelles et l'expérience d'EDF Energy en

matière de sûreté, accumulés au fil des ans, ont permis d'allonger les durées d'exploitation prévues des centrales RAG. Avant de devenir la propriété d'EDF Energy, la durée d'exploitation de ces centrales avait été allongée de 10 ans en moyenne, et EDF Energy s'est efforcée, lorsque cela se révélait possible et économiquement viable, d'obtenir de nouvelles extensions de durées d'exploitation. L'allongement des durées d'exploitation nécessite de nouveaux investissements dans la centrale et doit pouvoir être justifié techniquement, financièrement et en termes de sûreté. Par ailleurs, dans la mesure où cela peut entraîner une augmentation des passifs nucléaires, l'accord de l'autorité britannique de démantèlement nucléaire (*Nuclear Decommissioning Authority* — NDA) est nécessaire.

Sous l'égide d'EDF Energy, les durées d'exploitation des centrales RAG ont été allongées de huit ans en moyenne. Les extensions les plus récentes ont été annoncées en février 2016 : cinq ans pour Hartlepool et Heysham 1, et sept ans pour Heysham 2 et Torness.

Bien que les travaux permettant l'extension de la durée d'exploitation de Sizewell B n'aient pas encore été entrepris, l'entreprise estime que la durée d'exploitation de la centrale pourrait être allongée d'environ 20 ans.

Les durées d'exploitation des centrales électriques du parc nucléaire existant (telles que formellement enregistrées par la société et approuvées par la NDA) ainsi que les dates de fermeture correspondantes sont présentées dans le tableau suivant :

Centrales électriques	Type de réacteur	Début de production	Durée d'exploitation déclarée	Prolongations déjà déclarées	Date prévue de fermeture	Examens périodiques de sûreté programmés
Hinkley Point B	RAG	Février 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Hunterston B	RAG	Février 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Dungeness B	RAG	Avril 1983	45 ans	20 ans	2028	2018
Heysham 1	RAG	Juillet 1983	41 ans	15 ans	2024	2019
Hartlepool	RAG	Août 1983	41 ans	15 ans	2024	2019
Torness	RAG	Mai 1988	42 ans	17 ans	2030	2020
Heysham 2	RAG	Juillet 1988	42 ans	17 ans	2030	2020
Sizewell B	REP	Février 1995	40 ans	–	2035	2025

CAPACITÉ ET PRODUCTION PAR CENTRALE DE PRODUCTION

Centrales électriques	Capacité [1] *(en MWe)*	Production [2] *(en TWh)* 2015	2014
Centrales électriques RAG			
Dungeness B	1 050	6,7	4,4
Hartlepool	1 180	6,2	5,8
Heysham 1	1 155	4,6	3,9
Heysham 2	1 230	9,4	10,4
Hinkley Point B	955	7,1	7,8
Hunterston B	965	7,5	6,6
Torness	1 185	8,7	8,5
Centrale électrique REP			
Sizewell B	1 198	10,5	8,8
TOTAL	**8 918**	**60,6**	**56,3**
FACTEUR DE CHARGE [3]		**78 %**	**72 %**

(1) Les capacités sont nettes de toute puissance consommée pour le propre usage des centrales, y compris l'électricité importée du réseau. Les capacités sont soumises à un examen à la fin de chaque année. Les capacités indiquées reflètent les prévisions de production d'énergie de référence des unités à partir du 1er janvier 2015. Plus particulièrement, les centrales de Hinkley Point B et de Hunterston B ont été ajustées pour refléter la prévision d'exploitation compte tenu d'une charge d'environ 80 % du fait des restrictions relatives à la température de la chaudière.

(2) La production de chaque année prend en compte les arrêts planifiés, non planifiés et pour rechargement en combustible.

(3) Les facteurs de charge sont obtenus en divisant la production effective par la production qui aurait été réalisée si chaque centrale fonctionnait à pleine capacité pour la période en question.

Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

La production du parc nucléaire pour l'année 2015 s'est élevée à 60,6 TWh, soit 4,4 TWh de plus qu'en 2014 (56,3 TWh). Cette augmentation est principalement liée à la baisse des pertes de production non planifiées sur l'ensemble du parc nucléaire.

Au cours de l'année 2015, un programme d'arrêts planifiés a été mis en œuvre sur le parc de production nucléaire. Des arrêts planifiés ont été réalisés sur Dungeness B réacteur 22, Heysham 1 réacteur 2, Heysham 2 réacteur 7, Hinkley Point B réacteur 4, Hunterston réacteur 3 et Torness réacteur 2.

Suivi technique des centrales

Suite à la découverte d'un défaut au niveau du support central de l'un des générateurs de vapeur du réacteur 1 de la centrale d'Heysham 1 en 2014, les quatre réacteurs des centrales Heysham 1 et Hartlepool, qui sont de conception similaire, ont fonctionné à puissance réduite afin de contrôler les températures des générateurs de vapeur dans la zone défectueuse et, pour le réacteur 1 de la centrale Heysham 1, le réacteur a pu fonctionner à puissance réduite en isolant la partie où le défaut avait été découvert.

Au cours de l'année 2015, des modifications ont été apportées au circuit de refroidissement des générateurs de vapeur des quatre réacteurs afin de permettre une reprise d'activité à pleine charge. La limitation de la température de fonctionnement des générateurs de vapeur a été levée pour l'ensemble des quatre réacteurs. Le réacteur 1 de la centrale Heysham 1 continue toutefois de fonctionner avec trois des quatre quadrants du réacteur, dans l'attente de la réparation programmée.

Gestion des déchets radioactifs

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés en trois catégories :

- les déchets de « faible activité » (*Low Level Waste* – LLW), pour lesquels un exutoire existe avec le centre de stockage de légère subsurface de Drigg en Cumbria ;
- les déchets de « moyenne activité » (*Intermediate Level Waste* – ILW) pour lesquels aucun exutoire n'est actuellement disponible au Royaume-Uni ;
- les déchets de « haute activité » (*High Level Waste* - HLW) qui se définissent comme des déchets radioactifs dont la température peut s'élever significativement du fait du niveau de radioactivité, si bien que ce facteur doit être pris en compte dans la conception des installations de stockage de ces déchets.

Les deux dernières catégories sont également regroupées sous l'appellation *Higher Activity Waste* (HAW), parce que les solutions de stockage définitif pour ces déchets sont des stockages géologiques en couches profondes qui ne sont pas encore disponibles au Royaume-Uni.

La stratégie d'EDF Energy concernant les déchets LLW et HAW est conforme à la volonté des gouvernements britanniques et écossais d'appliquer les principes hiérarchisés de gestion des déchets (réduire, réutiliser, recycler, récupérer). Elle favorisera également l'utilisation optimale du centre de stockage de déchets LLW dans le comté de Cumbria au Royaume-Uni. À l'heure actuelle, seule une voie d'évacuation pour les déchets LLW existe au Royaume-Uni.

Les déchets HAW sont entreposés sur le moyen terme dans des installations sûres, construites spécialement à cet effet, sur les sites des centrales appartenant à EDF Energy en attendant que l'Angleterre et l'Écosse déploient des solutions de stockage à plus long terme à l'échelle nationale.

En vertu de dispositions contractuelles historiques, le combustible usé issu des réacteurs de type RAG est acheminé sur le site de retraitement de Sellafield (détenu par la NDA) en vue d'y être retraité ou entreposé sur le long terme. Les déchets HAW, à forte capacité thermique provenant du retraitement du combustible usé des réacteurs de type RAG, sont transformés en blocs de verre pour un entreposage sûr et de longue durée.

S'agissant de la centrale Sizewell B, le combustible usé est entreposé sur site. EDF Energy construit actuellement une installation d'entreposage à sec sur le site afin de garantir le stockage en toute sécurité du combustible usé qui sera généré tout au long de la durée d'exploitation de Sizewell B. Après un entreposage en surface sur le long terme, le combustible REP usé de Sizewell B sera ensuite placé dans l'un des futurs sites de stockage géologique du Royaume-Uni.

Du fait de la nature des activités d'EDF Energy et des liens historiques avec le gouvernement britannique, la NDA a approuvé la stratégie d'EDF Energy concernant le combustible usé et la gestion des déchets radioactifs provenant des centrales d'EDF Energy. Toutefois, des politiques visant à améliorer et à minimiser en permanence les quantités de combustible usé et de déchets ont été mises en œuvre par EDF Energy, sur la base des politiques plus larges établies à l'échelle de l'entreprise en matière de sûreté, de développement durable et d'environnement.

Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales – accords de restructuration

Des accords ont été initialement conclus en 2005 dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2002 de l'ancien groupe British Energy sous l'égide du gouvernement britannique, afin de stabiliser sa situation financière. Depuis l'acquisition de British Energy par EDF, c'est EDF Energy Nuclear Generation Group (EENGG) qui en est désormais titulaire.

En vertu de ces accords de restructuration :

- le Fonds pour les engagements nucléaires (*Nuclear Liabilities Fund* – NLF), un organisme indépendant constitué par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration, a accepté de financer, sur les instructions du Secrétaire d'État, et dans la limite de ses actifs : (i) les engagements nucléaires potentiels ou latents éligibles (y compris les engagements liés à la gestion des combustibles usés provenant de l'exploitation de la centrale de Sizewell B) et (ii) les coûts de démantèlement éligibles liés aux centrales nucléaires existantes détenues et exploitées par EENGG ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les engagements nucléaires potentiels ou latents éligibles (y compris les passifs liés à la gestion des combustibles usés provenant de l'exploitation de la centrale Sizewell B) et les coûts de démantèlement éligibles, dans les deux cas en relation avec les centrales nucléaires existantes détenues et exploitées par EENGG, dans la mesure où ils excèdent les actifs du Fonds NLF, et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques éligibles pour le combustible usé (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé provenant de l'exploitation des centrales de type RAG avant le 15 janvier 2005) d'EENGG ;
- le groupe EDF assume le financement de certains passifs exclus ou non éligibles (principalement les passifs qui proviendraient d'une exploitation des centrales qui ne seraient pas conformes aux règles de sécurité et de prudence) et les obligations potentielles connexes au titre de ces passifs de ses filiales relevant du NLF et du Secrétaire d'État. Celles-ci sont contre-garanties par les principales filiales d'EENGG.

Certaines sociétés d'EENGG, dont EDF Energy Nuclear Generation Limited, ont conclu un accord distinct avec la NDA portant sur la gestion du combustible usé provenant de l'exploitation des centrales de type RAG (appelé « nouveau combustible ») à compter du 15 janvier 2005 et n'assument aucune responsabilité ou passif par rapport à ce combustible à l'issue de son transfert à Sellafield.

Le Secrétaire d'État et le groupe EDF ont accepté des avenants limités aux accords de restructuration, en relation avec l'acquisition d'EENGG par Lake Acquisitions. Des avenants limitent notamment, sous réserve de certaines exceptions, la majorité des droits et obligations imposés par les accords de restructuration uniquement à EENGG, ses filiales et entités affiliées. En conséquence, ces droits et obligations ne sont pas étendus à EDF, ni à ses autres filiales et entités affiliées. Les avenants n'ont pas d'impact sur les engagements contractuels de financement établis par le Secrétaire d'État ou le NLF à l'égard d'EENGG.

Certains avenants aux accords de restructuration reflètent l'amélioration de la notation financière d'EENGG obtenue postérieurement à l'acquisition. En particulier, EENGG est tenu de maintenir une réserve de trésorerie minimum. Les avenants ont réduit le niveau minimal de cette réserve à 290 millions de livres sterling. La réserve de trésorerie pourra être réduite à zéro si EENGG obtient et maintient une notation du type *investment grade* (de première

qualité) ou si des lignes de crédit irrévocables d'un même montant sont mises en place entre des institutions financières tierces ou un membre du groupe EDF disposant d'une notation financière de première qualité et une composante d'EENGG.

1.4.5.1.2.2 Production d'énergies renouvelables

Par l'intermédiaire d'EDF Energy Renewables (EDF ER), une coentreprise regroupant EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles, EDF Energy développe ses propres actifs de production terrestres et maritimes. Par ailleurs, EDF Energy a signé des contrats d'achat d'énergie avec des producteurs d'énergies renouvelables et soutient des producteurs indépendants. Cette approche équilibrée lui permet d'atteindre ses quotas réglementaires RO *(Renewables Obligations)* et de fournir à ses clients de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables.

EDF ER exploite actuellement 31 sites éoliens affichant une capacité de production totale d'environ 600 MW. En 2015, EDF ER a lancé l'exploitation commerciale de trois parcs éoliens terrestres : Burnhead Moss (26 MW), Rhodders (12,3 MW) et Park Spring (8,6 MWe). Par ailleurs, EDF ER a acquis, durant l'année 2015, les droits de développement qui lui permettront de construire un parc éolien à Corriemoillie (plus de 45 MW) et à Dorenell. Ce dernier, affichant une capacité de 177 MW, est l'un des plus gros projets éoliens terrestres sur le sol écossais.

Parmi les projets d'EDF ER en phase de construction figurent les parcs éoliens terrestres de Pearie Law (19,2 MW) et Beck Burn (18 MW). Les mises en service de ces deux parcs sont prévues respectivement pour 2016 et 2017.

En 2014, EDF ER a vendu 80 % des parcs éoliens de Glass Moor II, Rusholme et Green Rigg à China General Nuclear Power Corporation. Selon les termes du contrat, EDF ER poursuivra ses activités de gestion d'actifs, d'exploitation et de maintenance pour ces sites.

EDF ER opère également dans le domaine des énergies renouvelables par le biais d'une coentreprise créée avec le groupe de construction AMEC Foster Wheeler. L'objectif de cette coentreprise est de construire un parc éolien capable de produire environ 130 MW près de Stornoway, sur l'île de Lewis en Écosse.

1.4.5.1.2.3 Production thermique et stockage gaz

Centrales électriques	Localisation	Année de mise en service	Nombre d'unités	Type de centrale	Capacité *(en MW)*	Production *(en TWh)* 2015	Production *(en TWh)* 2014
Cottam	Nottinghamshire	1970	4	charbon	2 000	7,5	9,8
West Burton A	Nottinghamshire	1970	4	charbon et turbines au gaz à circuit ouvert	1 987	8,3	10,0
West Burton B	Nottinghamshire	2013	3	Cycle Combiné Gaz	1 332	6,2	4,8

En 2015, les centrales au charbon de Cottam et de West Burton A ont produit 15,7 TWh d'électricité. Ce chiffre, bien qu'inférieur à celui de l'an dernier, représente une bonne performance pour une année marquée par des *dark spreads* plus faibles, par deux arrêts majeurs et par un certain nombre de pertes de production non prévues, notamment sur le site de Cottam. La centrale de West Burton B a produit 6,2 TWh, portée par une performance solide en termes de disponibilité et par une amélioration des *spark spreads*.

La stratégie régissant l'exploitation des centrales au charbon a été développée de manière à offrir une certaine flexibilité de production et à permettre à EDF Energy d'honorer ses obligations en termes de disponibilité des installations, en vertu de l'enchère du marché de capacité qui a eu lieu en 2014. Les centrales au charbon sont régies par un accord de capacité de trois ans, qui prendra effet en 2018. L'accord concerne sept des huit unités de production au charbon et repose sur un prix d'adjudication de 19,40 $£_{2012}$/kW par an. L'unité 3 de West Burton A a participé à l'enchère 2015 mais n'a pas signé de contrat.

La recommandation retenue dans le cadre de la Directive européenne relative aux émissions industrielles est désormais connue et, à compter du 1er janvier 2016, les activités des deux centrales au charbon seront régies par le programme britannique de transition (*Transitional National Plan* — TNP), lequel oblige les centrales au charbon à satisfaire de nouvelles normes d'émissions annuelles en matière d'oxydes d'azote, d'oxydes de soufre et de poussières.

À l'occasion de l'enchère 2014, West Burton B a remporté un contrat d'un an pour 2018-2019, au prix d'adjudication de 19,40 $£_{2012}$/kW par an. Lors de l'enchère 2015, la société a remporté un nouveau contrat d'un an pour 2019-2020, au prix d'adjudication de 18,00 $£_{2014\text{-}2015}$/kW par an. Il en va de même pour les deux unités de turbines au gaz à circuit ouvert de West Burton A.

EDF Energy exploite deux sites de stockage de gaz à cycle court dans le Cheshire. Hole House a été rachetée à EDF Trading en avril 2014. L'actif est totalement opérationnel et affiche un volume total de gaz utile d'environ 18 millions de thermies. Hill Top Farm a démarré ses activités à la mi-janvier 2015, avec le lancement commercial de trois cavités. Les deux cavités restantes sont en phase de développement et devraient devenir opérationnelles dans les deux prochaines années. L'intégration de ces activités de stockage de gaz au sein d'un actif unique a débuté en 2015 et se poursuivra tout au long de l'année 2016.

1.4.5.1.2.4 Division Clients

La Division Clients est responsable de l'approvisionnement en gaz et en électricité des clients résidentiels et professionnels au Royaume-Uni, ainsi que de l'optimisation sur le marché de gros de la production et des actifs clients d'EDF Energy.

EDF Energy réalise ses ventes d'énergie auprès de deux principaux segments de clients : les clients particuliers, dits *Business to Customers* (B2C), et les clients professionnels, dits *Business to Business* (B2B), la taille de ces clients allant des grandes entreprises industrielles aux petites entreprises privées. Les stratégies de gestion des risques sont différentes pour chacun de ces deux segments.

B2C

Au cours de l'année, EDF Energy a fourni 13,7 TWh d'électricité et 27,6 TWh de gaz au segment B2C. Au 31 décembre 2015, EDF Energy détenait sur ce segment 3,3 millions de comptes client électricité et 2,0 millions de comptes client gaz.

Concurrence

Le marché résidentiel s'est révélé extrêmement concurrentiel en 2015, marqué par une forte baisse des coûts de l'énergie sur le marché de gros. Cette baisse des coûts a permis à de nouveaux fournisseurs, plus petits, de proposer une série de tarifs fixes à court terme meilleur marché. EDF Energy revoit régulièrement sa grille tarifaire afin d'attirer de nouveaux clients et de proposer des prix avantageux à sa clientèle existante. S'appuyant sur une production d'électricité nucléaire peu émettrice de CO_2, EDF Energy a continué à étoffer son portefeuille de tarifs fixes dits « bleu » en 2015, et dispose actuellement de 2,6 millions de comptes client au tarif fixe « bleu ».

Évolutions réglementaires

Certains fournisseurs ont réagi à l'intensification de la concurrence en tentant de segmenter leur clientèle par la création d'offres label blanc et/ou la mise en place de compteurs collectifs, dont l'existence n'a pas été mentionnée aux clients existants. Le régulateur a, pour l'heure, réprimé ces deux pratiques pour s'assurer que tout tarif avantageux proposé par un fournisseur soit communiqué aux clients existants. La conclusion de l'enquête de l'autorité britannique de la concurrence (*Competition Market Authority* – CMA) devrait avoir une incidence importante sur la réglementation en vigueur (voir section 1.4.5.1.2.7 « Cadre juridique au Royaume-Uni »).

Programme d'efficacité énergétique

Le programme d'efficacité énergétique britannique, Energy Company Obligation (ECO), a été prolongé et se termine le 31 mars 2017 (voir section 3.2.3.6.1 « Contribution à la lutte contre la précarité énergétique et accès à l'énergie »).

Le gouvernement a annoncé un programme de remplacement sur cinq ans qui visera à améliorer l'efficacité énergétique d'environ 200 000 foyers par an et qui se concentrera sur les ménages en difficulté. Le gouvernement consultera les parties prenantes sur l'exécution détaillée de ce nouveau programme ECO en 2016.

Compteurs intelligents

Les fournisseurs britanniques d'énergie ont pour obligation de déployer le programme du gouvernement d'installation de compteurs intelligents pour le gaz et l'électricité, visant l'équipement de 100 % des clients résidentiels et des petites entreprises d'ici à 2020.

Ainsi, EDF Energy devra installer quelques 5,5 millions de compteurs, ainsi que des plateformes de communication et des dispositifs d'affichage à l'intérieur des habitations, pour l'ensemble de ses clients résidentiels et petites entreprises. Environ 1,5 million de compteurs intelligents doivent être installés chaque année, soit quatre fois plus que le rythme de renouvellement des anciens compteurs habituellement planifié. Il s'agit du plus grand programme de la Division Clients prévu pour les prochaines années. L'objectif d'EDF Energy est d'accomplir sa mission de manière plus efficace que ses concurrents, et d'optimiser le bénéfice durable afin de transformer sa relation avec les clients. EDF Energy a déjà commencé l'installation de ces compteurs intelligents et effectue des essais avec la première génération de compteurs intelligents compatibles. Cette série d'essais intervient en amont d'une augmentation régulière du volume et d'un déploiement de masse qui s'étalera sur plusieurs années à compter de 2017.

Services clients B2C

La division des services clients B2C a connu une excellente année 2015 avec l'amélioration de la qualité de ses services tous canaux confondus, la baisse du nombre de plaintes, la hausse du niveau de recommandation par la clientèle, son assurance qualité et le maintien du contrôle de son *back-office*. En 2015, le niveau de recommandation par la clientèle (obtenu à partir d'une enquête téléphonique menée auprès des clients) a progressé régulièrement et s'établit désormais à +53. Sur 19 fournisseurs, EDF Energy est passé à la deuxième place du classement dressé par l'association de consommateurs *Citizens'Advice* et portant sur les plaintes et réclamations adressées par les clients. Le délai de réponse moyen aux appels téléphoniques pour 2015 est de 2 minutes et 9 secondes, et 52 % des appels ont reçu une réponse dans un délai de 60 secondes. Le libre-service poursuit sa progression, représentant 64,2 % des transactions en 2015.

B2B

En 2015, le segment B2B a conservé sa position de leader en termes de volume, fournissant un total de 35 TWh ; 1,8 TWh à destination de 182 382 comptes petites et moyennes entreprises (PME) et 33,2 TWh à destination de 113 409 comptes industriels et commerciaux (I&C), soit une part de marché globale sur le segment B2B de 19,3 %. L'activité demeure bien établie sur les segments des grands comptes nationaux et multisites. Elle a su fidéliser des clients importants comme Nestlé et Nissan, et compte même Airbus comme nouveau client.

La concurrence reste féroce dans tous les secteurs, comme en témoigne l'érosion persistante des parts de marché combinées des grands fournisseurs au profit des plus petits entrants, ainsi que l'influence croissante des intermédiaires tiers. Ceci entraîne une pression accrue sur les marges brutes réalisées avec les offres énergétiques proposées aux entreprises. Par ailleurs, le gouvernement britannique a annoncé la suppression de l'exonération de la taxe sur le changement climatique pour l'électricité renouvelable à compter du 1er août 2015. La suppression de l'exonération aura une incidence importante sur les marges I&C 2016, mais devrait permettre l'émergence d'un marché plus rationnel dans les années à venir.

Optimisation et gestion des risques

Principes généraux

Les politiques relatives aux achats d'énergie et à la gestion des risques d'EDF Energy s'inscrivent dans le cadre des politiques du groupe EDF. Elles visent à s'assurer que les activités d'EDF Energy sont optimisées et que ses services sont fournis à un prix compétitif, tout en limitant le risque de volatilité sur ses marges brutes.

Le segment Optimisation a pour vocation de gérer de façon centralisée les risques inhérents au marché de gros d'EDF Energy, en respectant des limites de risques et un cadre de contrôle prédéfinis. Il assure une interface unique avec les marchés de gros via EDF Trading. Il propose également des services de modélisation à l'ensemble des entités d'EDF Energy, ainsi que des services de négociation et de gestion de contrats structurés adossés à des actifs auprès de tiers tels que la NDA et Centrica.

Approvisionnement et vente d'électricité

Au sein de la Division Clients, le segment Optimisation est chargé de vendre l'électricité produite par le parc de production. Depuis avril 2010, 20 % de la production nucléaire est vendue directement à Centrica, conformément aux accords conclus avec cette entreprise, actionnaire minoritaire du parc nucléaire existant. Les 80 % restants sont vendus au segment Optimisation selon les mêmes conditions de prix que celles prévues par l'accord avec Centrica, sur la base des prix de marché publics, lissés sur les prix de l'électricité à terme lorsque la liquidité le permet.

En plus de sa production propre, EDF Energy s'approvisionne en électricité au travers de contrats d'achat d'énergie principalement avec des producteurs d'électricité renouvelable ou issue de la cogénération. En 2015, ces achats ont représenté environ 6,5 TWh.

La position nette vendeuse d'EDF Energy sur les marchés de gros pour les volumes livrés en 2015 a été d'environ 24,3 TWh (y compris les ventes structurées). En 2015, EDF Energy a vendu environ 83,3 TWh et acheté 59 TWh.

Approvisionnement en gaz, charbon et obtention de droits d'émission de CO_2

Des contrats d'achat de gaz et de charbon (physiques et financiers) ainsi que de droits d'émissions de CO_2 ont été conclus et acquis par EDF Energy afin de couvrir les besoins en combustible de ses centrales thermiques et la fourniture en gaz de ses clients.

Ces achats se fondent sur les prévisions de production des actifs charbon et gaz ainsi que sur les objectifs de stocks de charbon. En 2015, EDF Energy s'est procuré 49 % de son charbon auprès de fournisseurs internationaux par l'intermédiaire d'EDF Trading.

1.4.5.1.2.5 Division Nouveau Nucléaire

Activité Nouveau Nucléaire

EDF Energy prévoit de construire quatre nouveaux réacteurs nucléaires EPR *(European Pressurised water Reactor)* au Royaume-Uni : deux réacteurs à Hinkley Point et deux autres à Sizewell. Ce programme est subordonné à l'obtention des autorisations nécessaires et à la mise en place d'un cadre d'investissement solide.

La technologie EPR est déjà en phase de déploiement sur les nouvelles centrales nucléaires en cours de construction par EDF à Flamanville, en France (voir section 1.4.1.2 « Projets "Nouveau Nucléaire" ») et à Taishan, en Chine. L'adoption de cette technologie, qui sera adaptée aux exigences du Royaume-Uni, permettra de profiter des avantages qu'offre, en termes d'efficacité, la standardisation de la conception au niveau de la construction et de l'exploitation d'une série de centrales.

EDF a également conclu un accord de principe avec CGN (*China General Nuclear Power Corporation*) pour utiliser le site de Bradwell B, dans l'Essex, au Royaume-Uni.

Hinkley Point C (HPC)

Avancement du projet

La phase de développement du projet HPC est bien avancée. La planification des travaux de construction et la conception du réacteur EPR ont été validées, et une licence d'exploitation du site nucléaire a été accordée. Le projet s'appuie sur une chaîne d'approvisionnement bien développée. Des formations professionnelles sont en cours, et des accords industriels avec les syndicats ont été conclus.

EDF sera le « concepteur responsable » pour le projet HPC et jouera à ce titre un rôle central dans la conception et dans le *design* de la centrale.

Comme annoncé le 21 octobre 2015, le coût total de construction jusqu'à la mise en service est estimé à une valeur nominale de 18 milliards de livres. Le coût de construction réel est stable depuis qu'il a été annoncé en octobre 2013.

Les contrats avec plusieurs fournisseurs clés pour le projet HPC ont également été finalisés :

- AREVA NP (fournisseur de la chaudière nucléaire, de l'instrumentation et du contrôle commande) ;
- Alstom France (turbines) et Alstom Royaume-Uni (services pendant les opérations) ;
- Bouygues TP/Laing O'Rourke (génie civil) ;
- BAM Nuttal/Kier Infrastructure (terrassement).

Un certain nombre de sous-traitants sélectionnés participent aux travaux préparatoires (*Early Contractor Involvement* – ECI), notamment en aidant les équipes d'ingénierie et de planification de HPC à sécuriser le projet et à optimiser le planning de construction. Les négociations se poursuivent sur d'autres contrats, dont ceux portant sur les activités de conception détaillée ou de fourniture d'équipements critiques.

L'équipe chargée du projet continue la préparation des travaux de pré-aménagement du site et les préparatifs du chantier en amont des travaux lourds de construction qui suivront la décision finale d'investissement. Ces travaux incluent la construction de ronds-points et de routes temporaires permettant aux engins d'accéder au site durant la phase principale de construction, des travaux préparatoires et de dépollution pour le terrassement, des travaux de gestion de l'eau, ainsi que la construction de bâtiments administratifs.

Les aspects contractuels et industriels ont été scrupuleusement examinés, y compris par des experts indépendants. Une revue des risques détaillée conduite fin 2015 a établi que les risques sont bien identifiés et sont surmontables moyennant la mise en œuvre d'une série de recommandations dont la mise en œuvre a déjà commencé. D'autres analyses de risques auront lieu tout au long du projet, ce qui est une pratique habituelle pour des projets de cette ampleur.

La mise en service de HPC, initialement prévue en 2025, dépendra de la date de la décision finale d'investissement.

Le programme d'investissement actuel d'EDF, visant à allonger la durée de vie des centrales existantes, permet d'assurer un approvisionnement continu fiable en électricité faiblement carbonée au Royaume-Uni avant l'entrée en service de HPC.

Achat des terrains

L'acquisition de terrains est conforme au calendrier et reflète les choix de sites lors du processus engagé avec le *Planning Inspectorate* (PINS).

Trois contrats de location des terrains nécessaires pour le site principal de construction de HPC ont été conclus en 2012 pour une durée de 999 années à l'issue de négociations avec les parties prenantes concernées ; l'un de ces contrats est désormais entré en vigueur. La disponibilité de la majeure partie du terrain nécessaire aux développements connexes indispensables pendant la phase de construction est également garantie. Un certain nombre de ces garanties ont été verrouillées par le biais de contrats d'option. EDF n'est donc pas encore propriétaire du terrain, mais dispose du droit d'en faire l'acquisition ou de le louer dès que le terrain deviendra indispensable à la bonne exécution du projet.

Accords sécurisant les revenus : contrat pour différence (*Contract for Difference* – CfD).

Comme annoncé le 21 octobre 2015, NNB (*Nuclear New Build*) et le Secrétaire d'État à l'Énergie et au Changement climatique (*Department of Energy and Climate Change* – DECC) ont trouvé un accord sur la version finale du contrat pour différence de HPC, lequel a d'ores et déjà été approuvé par la Commission européenne en octobre 2014, après une enquête de 12 mois.

Ce contrat pour différence prévoit deux cas à compter de la mise en service de la centrale :

- si le prix de référence auquel le producteur vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le contrat, le producteur recevra une prime additionnelle ;
- si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, le producteur paiera la différence.

Les principales caractéristiques du contrat pour différence sont :

- le prix d'exercice pour HPC demeure fixé à 92,50 $£_{2012}$/MWh ou 89,50 $£_{2012}$/MWh en cas de décision d'investissement positive sur le projet de centrale de Sizewell C. Sizewell C versera à HPC l'équivalent de 3 $£_{2012}$/MWh dès lors qu'une décision finale d'investissement sera prise, reflétant le fait que les coûts de développement des réacteurs EPR au Royaume-Uni devront être partagés entre les projets HPC et Sizewell C ;
- le prix d'exercice est indexé sur l'inflation par le biais de l'indice des prix à la consommation ;
- la durée de vie du contrat est de 35 ans ;
- le projet sera protégé contre certaines évolutions réglementaires ;
- si des économies sont réalisées lors de la construction du projet HPC, elles seront partagées avec les consommateurs sous la forme d'une baisse du prix d'exercice.

Financement

Comme annoncé le 21 octobre 2015, la participation d'EDF dans HPC s'élèvera à 66,5 % et celle de CGN à 33,5 %. EDF a l'intention d'inviter de nouveaux investisseurs au tour de table du projet en temps voulu, sans toutefois en perdre le contrôle.

Le projet bénéficiera également du programme de garantie gouvernementale pour les infrastructures. Le Chancelier de l'Échiquier a annoncé en septembre 2015 un volet initial de garantie de 2 milliards de livres sterling, soumis à des conditions préalables conformément aux pratiques de marché. Le projet devrait être financé par fonds propres par chacun des partenaires, au moins dans une première phase. EDF consolidera le projet dans son bilan.

Programme de financement du démantèlement des centrales et du transfert des déchets

Dans le cadre de la loi énergétique britannique de 2008, les exploitants de nouvelles centrales nucléaires sont tenus de mettre en place un programme de financement pour le démantèlement (*Funded Decommissioning Programme* – FDP) approuvé par le DECC et ce, avant que la partie des

travaux de construction liée à la sûreté nucléaire ne démarre. L'objectif premier du FDP est de s'assurer que les exploitants prévoient le financement :

- de la totalité des coûts de démantèlement de leurs installations ;
- de leur part des coûts liés à une gestion sûre et sécurisée de leurs déchets, ainsi que des coûts de stockage définitif, le but étant de se prémunir face au risque de recours à un financement public.

Une version préliminaire du FDP a été soumise en mars 2012 au DECC. Par la suite, une série de discussions avec le DECC et ses conseillers, comprenant le *Nuclear Liabilities Financing Assurance Board* (NLFAB), ont eu lieu. NNB et le DECC ont trouvé un accord sur l'intégralité du FDP en 2015, et la version définitive a été approuvée par le Secrétaire d'État le 21 octobre 2015.

Le 9 octobre 2015, la Commission européenne a approuvé la méthode de fixation des prix relative au contrat de transfert des déchets qui s'appliquera à HPC au Royaume-Uni au titre du FDP. Ce dispositif innovant signifie que les coûts de démantèlement et de gestion des déchets liés aux nouvelles centrales nucléaires sont totalement mis de côté et sécurisés lors de phase de production.

Décision finale d'investissement (FID)

Une décision finale d'investissement sur HPC sera prise par le Groupe dès lors notamment que les étapes suivantes auront été réalisées :

- finalisation de la documentation relative au partenariat avec CGN, basée sur les termes principaux approuvés le 21 octobre 2015 ;
- approbation par les conseils d'administration d'EDF et CGN.

Les agréments des autorités de contrôle des concentrations et autres autorités gouvernementales en Chine et en Europe ont été obtenus au cours du premier trimestre 2016.

Sizewell C

Comme annoncé le 21 octobre 2015, EDF et CGN ont arrêté les termes principaux d'un accord de principe pour développer le projet Sizewell C, dans le Suffolk, en vue de prendre la décision finale pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site. Lors de la phase de développement, la participation d'EDF s'élèvera à 80 % et celle de CGN à 20 %.

Dans le cadre du processus de planification, EDF a rendu ses propositions initiales pour Sizewell C en novembre 2012, et le premier tour de consultation officielle avec les collectivités locales a eu lieu. Les travaux préparatoires au lancement de la deuxième phase officielle de la consultation se poursuivent avec les collectivités locales et les parties prenantes. Cette deuxième phase de consultation devrait avoir lieu en 2016, dès qu'une décision finale d'investissement aura été prise pour HPC. Des études de terrain, de transport et environnementales ont permis d'affiner les stratégies de transport et de logement liées au projet, et de mieux comprendre les besoins d'ingénierie nécessaires au développement. Ces études servent également à appuyer le processus d'obtention de la licence nucléaire et des permis environnementaux, qui se trouvent encore à un stade précoce de développement.

Les négociations sur la majorité des terrains permanents et nécessaires pendant la construction débuteront en 2016. Les négociations ont débuté en vue d'acquérir un terrain qui servira à la construction de logements et d'infrastructures de transport.

En avril 2015, 67 hectares de terres ont été achetés près de Sizewell C pour développer un habitat humide visant à compenser l'occupation éventuelle par le projet de tout terrain situé dans la zone protégée au titre de l'environnement *(Site of Special Scientific Interest – Sizewell Marshes),* qui se trouve à proximité du site. Ces travaux ont bien avancé en 2015.

Bradwell B

EDF et CGN ont arrêté les termes principaux d'un accord de principe visant à obtenir l'agrément de l'Autorité britannique de la sûreté nucléaire (par le processus de *Generic Design Assessment*) pour la construction de la version britannique du réacteur HPR 1000 de troisième génération, connu sous le nom de « Hualong ». La référence pour la conception de cette version britannique sera le projet porté par CGN des unités 3 et 4 de la centrale de Fangchenggang, en Chine. Selon les termes du contrat, une coentreprise lancera et gérera le processus *Generic Design Assessment*.

EDF et CGN ont arrêté les termes principaux d'un accord de principe pour développer un réacteur Hualong avec une technologie adaptée au Royaume Uni et approuvée par le régulateur britannique au terme du processus *Generic Design Assessment,* en vue de prendre la décision finale d'investissement pour construire et exploiter ce type de réacteur sur le site de Bradwell B, dans l'Essex. Lors de la phase de développement, CGN acquerra une part de 66,5 % et EDF une part de 33,5 %.

La réglementation nucléaire britannique, particulièrement exigeante, oblige tous les constructeurs et exploitants de réacteurs et de centrales nucléaires à prouver qu'ils satisfont à des exigences strictes en matière de sûreté et de sécurité.

1.4.5.1.2.6 Engagements pris en application du règlement de la Commission européenne sur les concentrations

EDF Energy a honoré en 2015 son engagement de vendre un volume minimum d'électricité compris entre 5 TWh et 10 TWh par an sur le marché pendant la période 2012-2015. Cet engagement d'approvisionnement, demandé par la Commission européenne au moment de l'acquisition de British Energy dans le cadre du règlement relatif au contrôle des concentrations entre entreprises, a été respecté et a fait l'objet d'un contrôle par le mandataire habilité, lequel a informé la Commission européenne en conséquence.

Tous les autres engagements convenus au moment du rachat de British Energy ont été honorés.

1.4.5.1.2.7 Cadre juridique au Royaume-Uni

Enquête de l'autorité britannique chargée de la concurrence et des marchés (CMA)

En juin 2014, le régulateur britannique (Ofgem) a demandé à la CMA *(Competition and Market Authority)* de mener une enquête sur « la fourniture et l'achat d'énergie en Grande-Bretagne ». La CMA est l'autorité britannique compétente en matière de concurrence et de protection des consommateurs à l'échelle nationale. Sa mission première est de « promouvoir la concurrence dans l'intérêt des consommateurs, à l'intérieur et à l'extérieur du Royaume-Uni ».

En juillet 2015, la CMA a publié son rapport de conclusions provisoires *(Provisional Findings),* ainsi qu'une liste de mesures correctives possibles *(Possible Remedies).* Le rapport de conclusions provisoires énumérait les facteurs que la CMA avait identifiés comme ayant des effets néfastes sur la concurrence sur les marchés de l'électricité et du gaz. La liste de mesures correctives potentielles répertoriait les actions susceptibles d'être prises par la CMA pour corriger, atténuer ou prévenir les effets néfastes sur la concurrence (et leurs conséquences sur les consommateurs). La CMA a identifié 9 effets néfastes sur la concurrence et 18 mesures correctives possibles au total. Ces mesures correctives concernaient en grande partie la commercialisation et le cadre réglementaire associé. Il s'agissait notamment de mesures visant à améliorer l'implication des clients particuliers et des très petites entreprises.

La CMA a publié deux versions actualisées de son rapport de conclusions provisoires et de sa liste de mesures correctives possibles :

- le 26 octobre 2015, la CMA a publié un rapport complémentaire de mesures correctives, dans le cadre duquel elle invitait les parties prenantes à formuler leurs commentaires sur une action corrective possible visant à responsabiliser le client en interdisant l'utilisation de tarifs sans limites de date à tacite reconduction ;
- le 16 décembre 2015, la CMA a publié une annexe aux conclusions provisoires. La CMA a indiqué, après un examen plus poussé, qu'elle avait provisoirement identifié, sur le segment des clients particuliers gaz et électricité équipés de compteurs en prépaiement, un ensemble de facteurs ayant un effet néfaste sur la concurrence. La CMA a également complété sa liste de mesures correctives possibles avec quatre actions correctives supplémentaires pour remédier aux problèmes nouveaux identifiés.

Le 21 septembre 2015, la CMA a annoncé le report de six mois de la fin de son enquête officielle, du 25 décembre 2015 au 25 juin 2016. Elle a expliqué que ce report lui était nécessaire pour pouvoir prendre en compte l'intégralité des commentaires des parties prenantes en réponse aux conclusions provisoires et pour prendre une décision finale pleinement réfléchie. La CMA a annoncé sa décision provisoire sur les mesures correctives le 17 mars 2016, soit en avance sur son rapport final en juin 2016.

Réforme du marché de l'électricité

Les trois éléments les plus importants de la réforme du marché de l'électricité sont d'une part le prix plancher du carbone, introduit en application de la loi des finances de 2011, et d'autre part le marché de capacité et les contrats pour différence institués par la loi énergétique de 2013.

Le prix plancher du carbone, qui fixe le prix que les producteurs d'électricité utilisant des combustibles fossiles doivent payer pour leurs émissions de carbone, est un facteur important conditionnant la rentabilité de la production bas carbone, comme celle des centrales nucléaires et renouvelables d'EDF Energy. Le « tarif de soutien du prix du carbone », sur lequel repose le prix plancher du carbone, a été plafonné dans le budget 2014 adopté le 19 mars 2014 à 18 £ par tonne de CO_2 pour quatre ans, d'avril 2016 à avril 2020.

Le marché de capacité a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité. Des enchères ont lieu chaque année pour sécuriser la capacité de production quatre ans en amont de la fourniture, suivie d'une autre enchère un an avant la fourniture. La seconde enchère de capacité pour la fourniture de capacités de production à compter du mois d'octobre 2019 a eu lieu en décembre 2015 et a débouché sur la signature de contrats de capacité à hauteur de 46,354 MW à un prix de 18 $£_{2014-2015}$/kW. Les huit centrales nucléaires d'EDF Energy, la centrale CCG de West Burton B et les turbines à gaz à cycle ouvert de West Burton A ont toutes signé des contrats de capacité lors de l'enchère de décembre 2014 pour la période courant d'octobre 2018 à septembre 2019 et lors de l'enchère de décembre 2015 pour la période courant d'octobre 2019 à septembre 2020. Les quatre tranches charbon de Cottam et trois des quatre tranches charbon de West Burton A ont conclu des contrats de capacité lors de l'enchère du mois de décembre 2014 pour la période de trois ans courant entre octobre 2018 et septembre 2021. La centrale 3 de West Burton A n'a obtenu aucun contrat de capacité lors des enchères de décembre 2014 et de décembre 2015.

Les contrats pour différence sont destinés à soutenir les investissements dans les projets de production d'électricité faiblement carbonée, comprenant notamment le projet nucléaire d'Hinkley Point C. Les résultats du premier tour d'attribution (enchère) des contrats pour différence pour des projets renouvelables ont été annoncés en février 2015 : des contrats ont été attribués à 27 projets d'énergies renouvelables, dont la plupart sont des parcs éoliens terrestres ou maritimes. EDF Energy a, par la suite, acquis Dorenell Wind Farm, un important projet éolien terrestre d'une capacité de 177 MW qui avait obtenu un contrat pour différence basé sur un prix d'exercice de 82,50 $£_{2012}$/MWh. Le gouvernement a déclaré qu'il organiserait jusqu'à trois nouvelles enchères de contrats pour différence d'ici 2020. La prochaine devrait avoir lieu en 2016. Ces enchères permettront de financer le développement de l'éolien en mer, sous réserve d'objectifs de réductions de coûts.

1.4.5.2 Italie

1.4.5.2.1 Stratégie du groupe EDF en Italie

Le marché de l'énergie italien représente un intérêt stratégique fort pour EDF en raison de son importance sur les marchés électriques et gaziers européens et de sa connexion aux marchés français.

Comme la plupart des systèmes énergétiques européens, le marché italien fait actuellement face à un certain nombre de défis. Grâce à sa position actuelle et à sa présence intégrée dans la chaîne de valeur du gaz et de l'énergie électrique, Edison est bien placé pour saisir les opportunités créées par les changements du marché afin de soutenir sa croissance, tout en poursuivant l'efficacité et la rentabilité, en cohérence avec les priorités de CAP 2030.

Edison pourrait jouer un rôle actif dans le processus de consolidation du marché italien, notamment en bénéficiant de la rationalisation de la présence d'EDF dans le pays.

Les principaux facteurs du développement sont les suivants :

- pour optimiser son portefeuille de génération électrique en Italie, Edison vise à augmenter sa production d'énergies renouvelables par la promotion d'investissements spécifiques dans l'hydroélectricité et le développement de sources renouvelables notamment par de nouveaux *business models*, en focalisant le portefeuille de génération thermique sur les actifs les plus efficaces ;
- en s'appuyant sur le positionnement fort de sa marque, Edison est bien placé pour augmenter son portefeuille de clients particuliers gaz et électricité et améliorer la valeur de son offre avec les services énergétiques à valeur ajoutée ;
- dans le domaine du gaz, au-delà de l'optimisation du portefeuille actuel, Edison peut contribuer au développement de l'Italie comme *hub* gazier pour renforcer sa compétitivité et celle du groupe EDF, la flexibilité et la sécurité d'approvisionnement ;
- dans le domaine E&P (Exploration & Production), Edison a l'intention de moduler son activité en poursuivant un développement sélectif des activités E&P italiennes, en intégration avec la chaîne de valeur gaz et électricité, tout en optimisant les projets internationaux.

1.4.5.2.2 Activité du groupe EDF en Italie

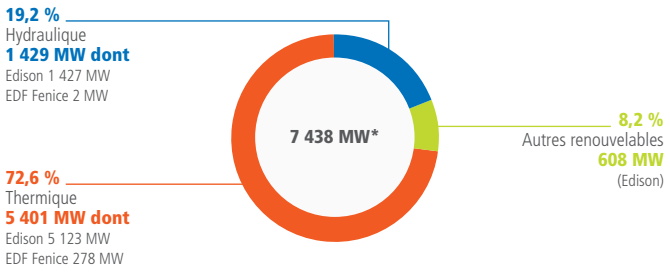
Fin 2015, le Groupe est principalement présent en Italie au travers de sa participation de 97,405 % dans le capital d'Edison, acteur majeur des marchés italiens de l'électricité et du gaz, et marque italienne réputée.

Le groupe EDF est également présent en Italie via les filiales et participations suivantes :

- EDF Fenice, détenue à 100 % et spécialisée dans les services environnementaux et l'efficacité énergétique (voir section 1.4.6.1.2 « EDF Fenice ») ;
- EDF Énergies Nouvelles, dont une des filiales est située en Italie.

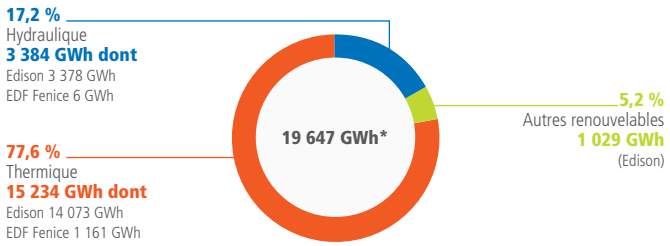
CAPACITÉ ET PRODUCTION ÉLECTRIQUE 2015 EN ITALIE

Capacité installée 2015



* *Edison 7 158 MW.*
EDF Fenice 280 MW.

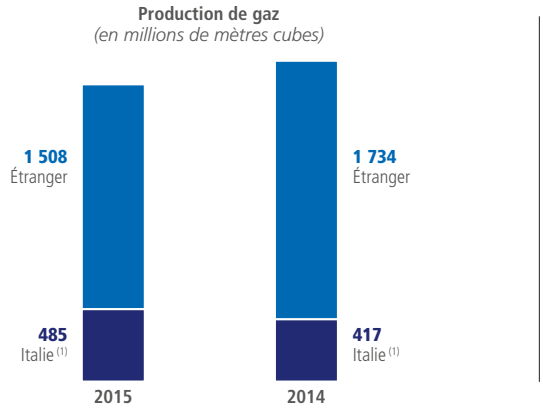
Production 2015

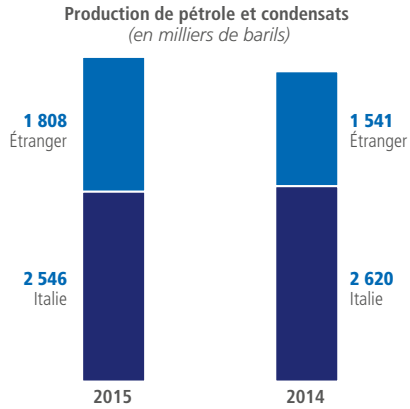


* *Edison 18 480 GWh.*
EDF Fenice 1 167 GWh.

En Italie, la production électrique nette du groupe EDF s'est élevée en 2015 à 19,6 TWh, représentant environ 7,2 % de la production nette italienne d'électricité. Les ventes de gaz aux clients finaux, sur les marchés de gros et pour la production thermique se sont élevées à 17,6 milliards de mètres cubes (contre 13,2 milliards de mètres cubes en 2014). Les importations de gaz en Italie en 2015 représentent 91 % de la demande du pays, et Edison a réalisé 21 % de ces importations, soit 12,7 milliards de mètres cubes.

PRODUCTION DE GAZ ET HYDROCARBURES





(1) Y compris la production croate (champ d'Izabela) importée en Italie depuis juillet 2014.

Les activités de production de gaz du Groupe à travers Edison en Italie et à l'étranger sont en baisse par rapport à 2014, atteignant un niveau de 1,99 milliard de mètres cubes (-7,3 % par rapport à 2014).

La production de pétrole et de condensats est en hausse en 2015 avec 4,35 millions de barils (+4,6 % par rapport à 2014), dont 2,5 millions de barils en Italie.

1.4.5.2.3 Activités d'Edison

1.4.5.2.3.1 Activités de production électrique

En Italie, la capacité de production installée d'Edison s'élevait au 31 décembre 2015 à 7 158 GW pour une production nette d'électricité de 18,5 TWh sur l'année 2015, en hausse par rapport à 2014 principalement en raison de l'augmentation de la production électrique, thermique et éolienne du fait de la demande électrique en Italie et des arbitrages réalisés entre production propre et achats sur les marchés. Le parc de production actuel d'Edison est composé de 48 centrales hydroélectriques, 19 centrales thermiques, 35 parcs éoliens, 9 centrales photovoltaïques et 1 centrale à biomasse. La production d'électricité est issue pour 76,4 % des CCG, pour 18,3 % de l'hydraulique, et pour 5,3 % de l'éolien et du solaire.

Edison exploite environ 1 427 MW d'installations hydrauliques avec une production de 3,38 TWh (-32 % par rapport à la production exceptionnelle de 2014).

En décembre 2015, Edison a trouvé un accord pour vendre ses participations dans Hydros (40 %) et dans Sel Edison (42 %), les deux joint-ventures d'énergie hydroélectrique avec la société Alperia dans la province de Bolzano, en échange de 100 % des installations hydroélectriques d'Alperia situées sur la rivière Cellina. Grâce à cette transaction, Edison, qui aurait dû déconsolider les deux participations à partir de 2016, consolidera entièrement l'entreprise y compris les installations de Cellina, augmentant sa capacité installée de 90 MW, en réduisant le risque lié au renouvellement des concessions de son portefeuille hydroélectrique.

Dans le domaine des énergies renouvelables, Edison maintient aussi une taille critique grâce à E2i Energie Speciali srl (E2i), société créée en 2014 en partenariat avec le fonds F2i, qui détient 70 % du capital, les 30 % restants étant détenus par une société holding entre Edison et EDF Énergies Nouvelles.

E2i détient 594 MW d'actifs renouvelables (apportés respectivement à 82 % par Edison et 18 % par EDF EN Italia) et cède 100 % de l'énergie produite à Edison, qui la met au profit d'une gestion intégrée de son portefeuille de production.

Une société pilotée par EDF EN dédiée aux services a également été mise en place pour l'exploitation et la maintenance de cette plateforme.

En outre, en dehors d'Edison et du partenariat avec F2i, EDF EN est présent en Italie (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

Sur le plan international, Edison profite d'une présence bien établie en Grèce, où il est l'un des principaux opérateurs d'électricité du pays au travers d'ElpEdison SA, une participation à 38 % avec Hellenic Petroleum, Hellenic Energy and Development (Groupe Hellactor) et Halcor. ElpEdison détient deux CCG : celui de Thessalonique (389 MW) et celui de Thisvi (410 MW), construit par Edison.

Enfin, au Brésil, Ibiritermo, filiale à 50 % d'Edison, exploite un CCG de 226 MW.

1.4.5.2.3.2 Activités dans le secteur des hydrocarbures

Pour la mise en œuvre de sa stratégie gazière, le groupe EDF bénéficie à travers Edison de compétences développées sur l'ensemble de la chaîne de valeur, allant de l'exploration-production à la commercialisation directe de gaz naturel.

Le portefeuille italien d'approvisionnement gaz d'Edison s'appuie principalement sur des contrats de long terme et se compose pour 2015 d'environ 12,7 milliards de mètres cubes d'importation via gazoduc et GNL, 0,49 milliard de mètres cubes de production propre en Italie et 4,2 milliards de mètres cubes d'achats sur le marché. Les variations de stocks et les pertes réseau représentent 0,20 milliard de mètres cubes.

En 2015, Edison a livré en Italie 3,4 milliards de mètres cubes de gaz au secteur industriel, 2,6 milliards de mètres cubes au secteur résidentiel, 5,7 milliards de mètres cubes au secteur thermoélectrique (en incluant les besoins propres d'Edison), et 5,9 milliards de mètres cubes sur le marché de gros.

Dès 2010, en raison de la situation difficile du marché du gaz, Edison, à l'image de tous les acteurs du secteur, a demandé à ses fournisseurs des ajustements de ses conditions contractuelles sous la forme de révisions des contrats de long terme en vigueur.

Le processus de révision de prix a été clôturé le 27 novembre 2015, avec la sentence rendue par la Cour internationale d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale en faveur d'Edison. Il s'agissait du différend entre Edison et ENI sur la révision du prix du contrat long terme du gaz libyen. Edison a ainsi obtenu une baisse de prix du gaz avec effet rétroactif.

En exploration-production, Edison dispose à fin 2015 de 60 concessions et permis d'exploration en Italie et de 66 à l'étranger, et d'environ 42 milliards de mètres cubes équivalents de réserves. À l'étranger, l'actif le plus important d'Edison est le gisement de gaz d'Aboukir en Égypte, dont les droits d'exploration, de production et de développement ont été acquis début 2009 pour une durée initiale de 20 ans, prolongeable 10 ans.

En 2015, Edison a enrichi son portefeuille de production d'hydrocarbures grâce à l'acquisition d'Apache Beryl I (une filiale d'Apache Corporation) et de son intérêt dans le capital des gisements de Scott et Telford (10,5 % et 15,7 %, respectivement) situés en mer du Nord. Cette acquisition a contribué à augmenter d'environ 1,1 milliard de mètres cubes équivalents (85 % pétrole et 15 % gaz) les réserves du Groupe.

Edison poursuit enfin son activité d'exploration en Italie et à l'étranger, notamment au Royaume-Uni et en Norvège, et détient actuellement des licences en mer du Nord, en mer de Norvège et en mer de Barents.

Les infrastructures gaz

Edison détient une participation de 7,3 % dans la société Adriatic LNG Terminal qui gère le terminal *offshore* de regazéification de Rovigo (8 milliards de mètres cubes par an). Ce terminal est alimenté à partir de gaz qatari. Les autres actionnaires sont ExxonMobil Italiana Gas (70,7 %) et Qatar Terminal Company Limited (22 %). Edison, selon les termes du contrat signé avec Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II (RasGas II), dispose de 80 % de la capacité du terminal, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an.

Edison participe à des projets d'infrastructures d'importation de gaz (voir section 1.4.6.2.2.2 « Infrastructures »), comme celui de IGI Poseidon, société détenue à 50 % par Edison, impliquée dans le développement de plusieurs projets visant à relier la Grèce et l'Italie (IGI), la Grèce et la Bulgarie (IGB, en partenariat à 50 % avec la Bulgarie), ainsi que Chypre à la Grèce (EastMed).

1.4.5.2.3.3 Activités de vente et commercialisation

En 2015, Edison a vendu 89,4 TWh d'électricité en Italie (contre 95,5 TWh en 2014, soit une réduction de 6,4 % par rapport à 2014), dont 18,5 TWh produits et 70,9 TWh achetés sur les marchés. Les ventes aux clients finaux se sont établies à 17,1 TWh, en baisse de 16,2 % par rapport à 2014. À fin 2015, Edison dessert 591 993 clients électricité et 521 399 clients gaz, tant sur le segment des professionnels que sur celui des résidentiels.

Dans le domaine de la commercialisation, Edison continue à développer ses ventes d'électricité et de gaz aux particuliers et sur le segment des PME, visant l'excellence de la relation client avec un focus sur des clients sélectionnés et de grande fiabilité. En parallèle, Edison a l'intention de maintenir sa position de leader sur le segment des clients du marché d'affaires, en développant une approche de conseil en énergie.

Le Groupe augmentera sa présence sur le territoire par le renforcement de la coopération entre Edison et Fenice, afin de développer les offres de services énergétiques pour ses clients.

1.4.5.2.3.4 Activités régulées

Transport et stockage de gaz

Edison possède 100 % de la société Edison Stoccaggio, dédiée aux activités régulées de stockage de gaz.

Edison opère par ailleurs deux sites de stockage en gisements déplétés (gisements épuisés de gaz naturel) : Cellino (depuis 1984) et Collalto (depuis 1994), pour un volume total de 700 millions de mètres cubes.

En outre, Edison opère depuis 2013 un troisième site, San Potito & Cotignola, et développe un projet de stockage sur le site de Palazzo Moroni.

Enfin, Infrastrutture Trasporto Gas SpA (ITG), détenue à 100 % par Edison, est propriétaire et gère directement le gazoduc Cavarzere-Minerbio, lien fonctionnel entre le terminal de Rovigo et le réseau national, d'une capacité de transport supérieure à 9 milliards de mètres cubes par an.

Distribution

La distribution de gaz en Italie est une activité soumise à la réglementation et au contrôle de l'Autorité de l'électricité et du gaz, qui établit notamment les paramètres de qualité et de sécurité ainsi que les règles d'accès aux réseaux.

Infrastrutture Distribuzione Gas SpA (précédemment nommée Edison Distribuzione Gas) est la société dédiée à la distribution du gaz naturel au sein du groupe Edison. En 2015, Edison DG a distribué 257 millions de mètres cubes de gaz naturel à 150 368 utilisateurs dans le Nord et le Centre de l'Italie.

1.4.5.2.4 EDF Fenice

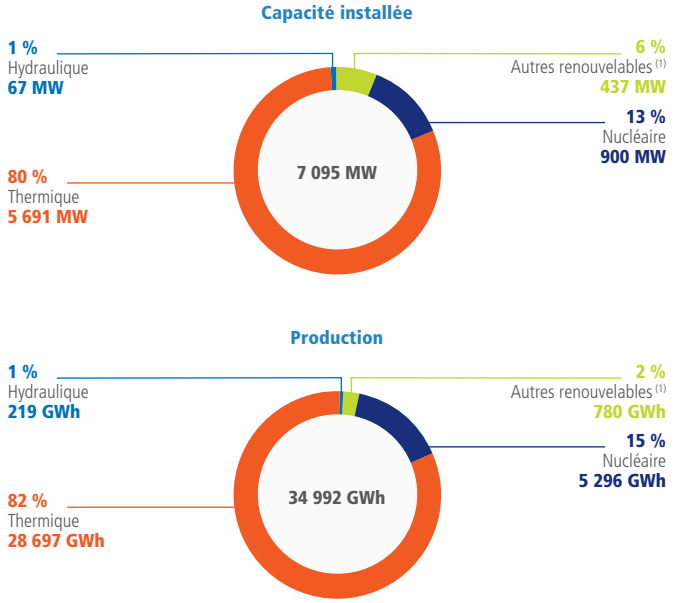
EDF Fenice, détenue à 100 % par le groupe EDF, est basée à Turin et bénéficie d'une présence internationale avec des filiales en Espagne, en Pologne et en Russie. Ses activités principales, destinées aux clients industriels, consistent en le développement de solutions dans le domaine de l'efficacité énergétique (voir section 1.4.6.1.2 « EDF Fenice »).

1.4.5.2.5 EDF Énergies Nouvelles

Suite au nouveau cadre réglementaire adopté en Italie pour les énergies renouvelables, aucune nouvelle capacité n'a été mise en service par EDF Énergies Nouvelles en 2015 en Italie. Les capacités détenues par EDF EN Italia au 31 décembre 2015 totalisaient ainsi 440,4 MW bruts d'éolien (soit 246,6 MW nets) et 79,5 MW bruts de photovoltaïque (soit 76,8 MW nets) (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

1.4.5.3 Autres International

CAPACITÉ INSTALLÉE ET PRODUCTION 2015 AUTRE INTERNATIONAL



(1) Hors données EDF Énergies Nouvelles sur le segment « Autre International », prises en compte dans le segment « Autres activités ».

1.4.5.3.1 Europe du Nord

Belgique

La zone du Benelux comprend des interfaces importantes avec la plaque électrique franco-allemande, et des projets de nouvelles liaisons avec l'Allemagne et la Grande-Bretagne sont en outre à l'étude. Le Benelux constitue également un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit, comme le *hub* de Zeebrugge et le terminal méthanier de Dunkerque à proximité.

Le groupe EDF est présent en Belgique via ses deux filiales EDF Belgium et EDF Luminus.

EDF Belgium

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 % en copropriété indivise de la centrale nucléaire de Tihange 1, au travers de sa filiale belge EDF Belgium, détenue à 100 %. La puissance revenant à EDF représente 481 MW (soit 2 % des capacités de production belges). La production de Tihange 1 revenant à EDF Belgium est vendue à EDF Luminus au travers d'un contrat à long terme renouvelé fin 2015 pour dix années supplémentaires.

La loi belge de 2003 sur la sortie progressive du nucléaire prévoyait initialement la fermeture de Tihange 1 le 1er octobre 2015. Néanmoins, la prolongation jusqu'en 2025 de son exploitation a finalement été décidée, suite à l'adoption en 2012 du Plan d'équipement par le gouvernement belge et de la loi de 2013 modifiant la loi de 2003 relative au calendrier de sortie du nucléaire. Cette prolongation a fait l'objet d'une convention conclue le 12 mars 2014 entre Electrabel, EDF et l'État belge définissant ses modalités.

La prolongation de la durée de vie de Tihange 1 nécessite des investissements importants, à hauteur de 300 millions d'euros pour la quote-part EDF, étalés entre 2011 et 2020.

EDF Luminus

À fin 2015, le groupe EDF détient 68,63 % de la société EDF Luminus au travers de sa filiale EDF Belgium, le reste du capital étant détenu par des actionnaires publics belges (voir ci-dessous).

EDF Luminus est le deuxième acteur du marché belge de l'énergie détenant un portefeuille amont/aval équilibré. L'entreprise dispose de près de 10 % de la capacité de production au niveau national, avec 1 955 MW installés à fin 2015. La production d'électricité d'EDF Luminus a atteint en 2015, 4 141 GWh. La société emploie 1 583 personnes.

EDF Luminus s'est employé à réaliser son ambition stratégique en réduisant ses coûts, en optimisant son parc de production thermique, en poursuivant le développement du parc éolien et en lançant le développement des services énergétiques.

Acquisition d'ATS, un acteur de premier plan de services énergétiques aux clients industriels

Le 27 mai 2015, EDF Luminus a finalisé l'acquisition d'une participation majoritaire dans ATS SA suite à l'avis favorable de l'autorité belge de la concurrence. Outre la distribution de matériel électrique, ATS offre des solutions intégrées complètes en électricité et en chauffage : conception et ingénierie, installation et entretien des réseaux électriques industriels, projets d'automatisation, froid industriel, détection incendie et hydraulique.

EDF Luminus et ATS pourront mieux assister leurs clients industriels et des secteurs tertiaire et public, grâce à une offre enrichie de solutions d'efficacité énergétique et d'optimisation de leur consommation.

Nouvel accord sur la convention d'actionnaires d'EDF Luminus

Les actionnaires d'EDF Luminus, Publilec, Socofe, Ethias, Nethys et le groupe EDF, ont signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires relative à EDF Luminus, qui prolonge cette convention jusqu'en 2025 et prévoit la réorganisation actionnariale suivante :

- le maintien de quatre actionnaires belges, Publilec (26,4 %), Socofe (4,7 %), Ethias (0,2 %) et Nethys (0,1 %), qui, au titre de la convention d'actionnaires, bénéficient d'un mécanisme de liquidité leur permettant de sortir du capital d'EDF Luminus à partir de la fin 2018 ;
- l'acquisition par le Groupe EDF de la participation de Publilum et VEH dans EDF Luminus représentant au total 6,33 %, ce qui porte la participation d'EDF dans EDF Luminus à 68,63 % (au lieu de 62,3 % précédemment).

En conséquence, le Conseil d'administration d'EDF Luminus, réuni le 26 octobre 2015, a décidé de mettre fin au projet d'introduction en bourse d'EDF Luminus, lancé en mai 2015. Cette évolution de l'actionnariat d'EDF Luminus permet à la société de conserver son ancrage local grâce à une modification de la convention entre EDF et ses co-actionnaires belges.

EDF Luminus est propriétaire de 10,2 % (soit 419 MW) des centrales nucléaires belges de Tihange 2 et 3 (mises en service en 1983 et 1985) et de Doel 3 et 4 (mises en service en 1982 et 1985), qui ont une durée de vie de 40 ans. Par ailleurs, EDF Luminus dispose d'un droit de tirage de 100 MW sur la centrale nucléaire française de Chooz B, sur la base d'un ruban de production garanti selon la disponibilité moyenne du parc français.

Les réacteurs nucléaires de Doel 3 et Tihange 2, qui représentent environ 20 % des besoins en énergie en Belgique, ont été mis à l'arrêt de 2012 à 2014, sauf pendant une brève période de relance entre mai 2013 et mars 2014, suite à la découverte de microfissures. L'Agence fédérale de contrôle nucléaire a autorisé le 17 novembre 2015 le redémarrage de ces deux réacteurs après réception du rapport final du laboratoire américain Oak Ridge. Electrabel a redémarré les réacteurs fin décembre 2015.

Dans le cadre global de la convention conclue le 30 novembre 2015 entre l'État belge et Electrabel pour la prolongation des deux centrales Doel 1 et Doel 2, un accord a été trouvé concernant la taxe nucléaire en Belgique pour les années 2015 (200 millions) et 2016 (130 millions). L'impact financier pour les deux filiales belges du groupe EDF est de 34,2 millions d'euros en 2015 et de 13,2 millions en 2016. Une formule variable s'appliquera de 2017 à 2019, avec un minimum total annuel de 150 millions d'euros pour la taxe nucléaire en Belgique.

Outre les droits de tirage dans le parc nucléaire, EDF Luminus dispose d'un parc de production se composant de centrales électriques alimentées en gaz naturel, de parcs éoliens et de quelques centrales hydrauliques « au fil de l'eau ».

EDF Luminus exploite également quatre centrales à cycle combiné à Angleur, Ringvaart, Seraing et Ham. Dans cette dernière, la chaleur récupérable auprès de la turbine à vapeur est utilisée pour le réseau de chauffage urbain de la ville de Gand. La centrale de Seraing, quant à elle, a été sélectionnée à l'été 2014 pour la réserve stratégique de la Belgique pour une durée de trois ans. Par ailleurs, les centrales d'Angleur et Izegem ont également été sélectionnées récemment pour la réserve stratégique de la Belgique pour l'hiver 2015-2016. La centrale de Monsin a quant à elle été définitivement fermée.

EDF Luminus est présent dans les énergies renouvelables avec 7 centrales hydrauliques et 29 parcs éoliens *onshore* totalisant 114 turbines réparties en Wallonie et en Flandre. Au 31 décembre 2015, la société est devenue le leader de l'éolien *onshore* en Belgique, avec une puissance installée de 254 MW. En 2015, EDF Luminus a érigé 16 éoliennes pour une capacité totale de 42 MW, et a acquis un portefeuille de 28 MW déjà construit (13 éoliennes).

Commercialisation

Sous sa marque « Luminus », EDF Luminus fournit de l'électricité et du gaz à plus de 1,8 million de clients particuliers et professionnels (en points de livraison) en Belgique, avec un gain net de 85 000 clients dans le B2C en 2015. Cette excellente réalisation commerciale est couronnée par la note maximale de « 5 » attribuée par le régulateur flamand VREG depuis huit trimestres consécutifs.

EDF Luminus a poursuivi sa stratégie de prix et de prestations de services pour mieux répondre aux attentes des clients et affirmer son positionnement en termes de prix par rapport aux concurrents, et a gardé une part de marché stable d'environ 20 %, dans un marché difficile marqué par un niveau d'attrition relativement élevé.

Services énergétiques

EDF Luminus dispose d'une offre élargie de services, grâce aux acquisitions récentes de trois acteurs complémentaires de fournisseurs de services énergétiques (Rami Services, Dauvister et ATS). Les services proposés aux clients résidentiels sont, entre autres, l'installation et l'entretien de chaudières, la vente et la gestion d'un thermostat intelligent (Netatmo), des services *comfort* en cas de dommages imprévus à l'habitation dans le cadre des intempéries. À fin 2015, le portefeuille B2C pour ces trois derniers services a dépassé les 125 000 contrats. Avec près de 68 000 services vendus au cours de l'année 2015, les ventes ont plus que triplé par rapport à 2014. Et grâce à la coopération avec ATS, EDF Luminus peut offrir des solutions intégrées complètes en électricité et en chauffage aux clients industriels.

Par ailleurs, EDF Luminus exploite de nouvelles niches innovantes pour le développement des activités de services. Par exemple, concernant la mobilité électrique, EDF Luminus investigue différents modèles d'affaires permettant d'offrir à ses clients des services de mobilité électrique. Quatre bornes de recharge rapide ont été installées sur un site de Campus à Hasselt. Particularité de ces bornes : elles intègrent un *software* permettant de maximiser l'utilisation de la production photovoltaïque locale pendant la recharge.

Pays-Bas

EDF et Delta disposent au travers d'une société commune, Sloe Centrale BV (à 50 % chacun), d'une centrale CCG de 870 MW dans le Sud-Ouest des Pays-Bas, dont les deux unités de 435 MW ont été mises en service en 2009 et révisées mi-2013. Grâce à ses performances techniques très élevées, la centrale de Sloe a été appelée à fonctionner en 2015 près de 3 500 heures, une durée significative dans des conditions de marché peu favorables aux centrales à gaz.

Suisse

Le groupe EDF est présent en Suisse au travers de ses participations dans Alpiq Holding SA (25 %) et dans les ouvrages de production hydraulique du Châtelot (50 %), d'Émosson (50 %) et de Mauvoisin (10 %).

Alpiq est un acteur de taille significative sur le marché européen de l'énergie, au cœur des échanges électriques européens, actif dans la production, la vente et le négoce d'énergie ainsi que dans les services énergétiques. Alpiq représente plus d'un tiers de l'approvisionnement en électricité sur le territoire suisse.

Sur la base de son chiffre d'affaires 2015 (6 715 millions de francs suisses), Alpiq se classe au premier rang des électriciens suisses. Les transactions financières et non financières du négoce d'énergie, réalisées avec des tiers et d'autres entreprises associées et liées, s'élèvent respectivement à 11,4 TWh et 89 TWh (principalement sur les marchés de gros et avec de grands clients européens du Sud de l'Europe et d'Europe centrale et orientale). Alpiq assure par ailleurs la desserte d'une centaine de milliers de clients dans le Nord-Ouest de la Suisse. Cette activité est adossée à des actifs de production importants en Suisse et dans les pays où Alpiq développe sa présence.

L'activité d'Alpiq repose principalement sur des actifs de production, ce qui l'expose fortement aux évolutions de prix de marché. Pour faire face au nouvel environnement de marché en forte dégradation depuis 2011, le groupe Alpiq a lancé un plan de réduction significative des coûts ainsi qu'une profonde réflexion stratégique afin de valoriser au mieux ses actifs et saisir les opportunités de marché, notamment dans le secteur des services énergétiques. Dans la démarche de désendettement et de rationalisation du portefeuille, plusieurs participations, y compris hydrauliques, ont déjà été cédées, et d'autres cessions sont encore attendues.

Autriche

EDF détenait jusqu'à présent 25 % de la holding Energie Steiermark AG (Estag) aux côtés du Land de Styrie. Dans le cadre de ses orientations stratégiques, le groupe EDF a initié fin 2014 un processus de cession de cette participation minoritaire qui s'est achevé le 21 décembre 2015 par le rachat des titres EDF par Macquarie Infrastructure and Real Assets, un fonds d'investissement spécialisé dans les infrastructures.

1.4.5.3.2 Europe centrale et orientale

Pologne

Le Groupe est présent en Pologne principalement au travers de sa filiale EDF Polska SA, qui comprend :

- la branche de cogénération de Cracovie, d'une capacité installée de 460 MWe et de 957 MWth ;
- la branche de cogénération de Wybrzeże regroupant les deux unités de Gdansk et Gdynia, pour une capacité installée totale de 333 MWe et 1 134 MWth ;
- la branche de production de Rybnik, avec une capacité installée de 1 775 MWe ;
- la branche de Varsovie, regroupant le siège et la Direction Optimisation et Ventes, en charge de la commercialisation sur les marchés et aux clients B2B de l'électricité produite par l'ensemble des centrales du groupe EDF en Pologne ;
- la société EDF Toruń, filiale d'EDF Polska qui détient le réseau municipal de distribution de chauffage urbain de la ville de Toruń, ainsi qu'une installation de production de chaleur d'une capacité installée de 398 MWth et 2 MWe, alimentant ce réseau et fonctionnant au charbon. Le remplacement de l'installation existante par une installation de cogénération dotée de deux turbines à gaz et de chaudières à gaz d'une capacité totale de 101 MWe doit intervenir sur l'hiver 2017-2018 ;
- la société EDF Paliwa Sp. z o. o., également filiale d'EDF Polska en charge de l'approvisionnement en charbon et en biomasse de l'ensemble des sites du groupe EDF en Pologne.

Le Groupe contrôle également le cogénérateur ZEW Kogeneracja SA à Wroclaw. Sa capacité installée est de 366 MWe et 1 094 MWth, et elle détient 98,4 % de la société de production d'électricité et de chaleur EC Zielona Góra SA, alimentée entièrement par une source de gaz locale et dont la puissance installée est de 183 MWe et de 302 MWth.

Dans le domaine de la protection de l'environnement, le Groupe a décidé un plan d'investissements, notamment dans la construction d'installations de désulfuration et de dénitrification pour ses actifs en Pologne, inauguré le 19 novembre 2013 à Wroclaw. Il permettra de poursuivre l'exploitation au moins jusqu'en 2035 des centrales de production existantes.

En outre, le Groupe est présent en Pologne via sa filiale EDF Énergies Nouvelles, qui détient deux fermes éoliennes de 48 MW à Linowo et de 58 MW à Rzepin. D'autres projets éoliens sont par ailleurs en cours de développement (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

En octobre 2015, DK Energy Polska, filiale de Dalkia SA en Pologne, a acquis 100 % des actions de la société Zaklady Energetyki Cieplnej Katowice SA (ZEC), société essentiellement spécialisée dans la production et la distribution de chaleur dans la région de Katowice (Haute Silésie) et leader dans le domaine de la valorisation du gaz de mine. Cette acquisition est destinée à servir de base de développement sur le marché polonais de l'offre de Dalkia en matière de services énergétiques pour les industriels et les collectivités locales (réseaux de chaleur et efficacité énergétique) et de développer l'utilisation du gaz de mine en substitution du charbon.

Dans le cadre du programme CAP 2030, une revue stratégique des actifs thermiques du groupe en Pologne est en cours.

Hongrie

BE Zrt

Le Groupe a conclu le 30 juin 2015 un accord pour la cession de ses parts (95,6 %) dans BE Zrt à EP Energy. Après levée des conditions suspensives, notamment l'examen des autorités hongroises compétentes, la transaction a été finalisée le 10 décembre 2015.

EDF Démász Zrt

EDF Démász Zrt est détenue à 100 % par EDF et assure principalement des activités de distribution et de commercialisation d'électricité.

Dans le domaine de la commercialisation, EDF Démász Zrt assure la fourniture d'électricité aux particuliers, petites entreprises et institutions publiques de la région sud-est de la Hongrie dans le cadre du service universel (tel que défini par un décret gouvernemental en application de la loi de 2007 sur l'électricité). Depuis 2009, la société commercialise de l'électricité et plus récemment du gaz sur tout le territoire hongrois auprès des clients ayant opté pour le marché libre. En 2015, EDF Démász Zrt a commercialisé 3 040 GWh auprès d'environ 740 000 clients, dont 1 440 GWh sur le marché libre.

En matière de distribution, la société EDF Démász Hálózati Elosztó Kft., filiale à 100 % d'EDF Démász Zrt, opère depuis 2007 pour répondre aux exigences réglementaires de séparation des activités réseau et de production-fourniture. Elle détient les actifs de réseaux (près de 32 200 kilomètres de lignes Haute, Moyenne et Basse Tensions) et assure les activités régulées de distribution d'électricité dans la région sud-est du pays (19,6 % du territoire). En 2015, elle a distribué 4,3 TWh auprès de 775 754 points de livraison.

La société a pris en 2014 des mesures de réduction des coûts, afin de faire face à un contexte dégradé suite à la mise en place de mesures tarifaires et fiscales particulièrement pénalisantes (taxe assise sur les réseaux (0,45 €/m) en 2013, baisse de 25 % des prix de vente imposée par le législateur entre 2013 et 2014).

Le gouvernement a annoncé son intention de reprendre progressivement le contrôle des *utilities* du secteur de l'énergie privatisées dans les années 1990 et de créer un secteur sous contrôle de l'État. En 2015, la société ENKSZ a été créée à cet effet.

Russie

Le groupe EDF est présent en Russie dans le domaine des services énergétiques, au travers d'EDF Fenice et de sa filiale russe Fenice Rus (voir section 1.4.6.1.2 « EDF Fenice »).

1.4.5.3.3 Europe du Sud

Espagne

Au 31 décembre 2015, le groupe EDF détient 31,48 % du capital de la société Elcogas, une centrale de 320 MW de type GICC (gazéification de charbon intégrée à un cycle combiné), située à Puertollano. Les autres principaux actionnaires sont Endesa Generación (40,99 %) et Iberdrola Generación (12,0 %).

En 2015, Elcogas a produit 909 GWh [1], dont 821 GWh en mode GICC.

La centrale, dont la rentabilité n'est plus assurée depuis le 31 décembre 2014, date à laquelle elle a cessé de percevoir un complément de rémunération au titre du décret royal Charbon, a reçu une autorisation administrative de fermeture le 1er juillet 2015. Le processus de fermeture devrait se dérouler au premier semestre 2016.

Le Groupe est également présent sur le marché espagnol au travers de la filiale locale d'EDF Énergies Nouvelles (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »), de celle de Fenice (Fenice Instalaciones Iberica, voir section 1.4.6.1.2 « EDF Fenice ») et de celle de Citelum (voir section 1.4.6.1.4 « Citelum »).

EDF Trading est actif sur ce marché à partir de sa plate-forme de *trading* de Londres (voir section 1.4.6.3 « Optimisation et trading : EDF Trading »).

Enfin, EDF a acquis en mai 2015 à travers sa Division EDF Invest une part minoritaire de Madrileña Red de Gas, opérateur du principal réseau de distribution de gaz dans la région de Madrid.

1.4.5.3.4 Amérique du Nord

Le groupe EDF est implanté sur tout le continent nord-américain, avec une forte présence aux États-Unis.

Il dispose de plus de 5,2 GW de capacité installée en Amérique du Nord. Par ailleurs, il gère pour le compte de tiers environ 36 GW de capacité installée dans le cadre de contrats d'exploitation et maintenance ou de services d'optimisation.

Les activités d'EDF en Amérique du Nord regroupent principalement :

- les investissements dans la production nucléaire, liés à sa participation de 49,99 % dans trois centrales nucléaires exploitées par Exelon – premier opérateur nucléaire américain – avec une capacité installée totale de 3,9 GW (soit 1,95 GW consolidés par le groupe EDF) ;
- les énergies renouvelables, avec une capacité nette de 3 251,7 MW principalement localisée aux États-Unis par le biais d'EDF Renewable Energy, filiale américaine détenue à 100 % par EDF Énergies Nouvelles. Par ailleurs, EDF Renewable Services (filiale à 100 % d'EDF Renewable Energy) gère en Amérique du Nord près de 9,4 GW via des contrats d'exploitation et maintenance pour compte propre ou compte de tiers ;
- le *trading,* sur l'ensemble de la chaîne de valeur, sur les marchés nord-américains de gaz et d'électricité dans le cadre d'EDF Trading North America, et la fourniture de produits de gestion de l'énergie aux États-Unis et au Canada par le biais d'EDF Energy Services (filiale à 100 % d'EDF Trading North America).

1.4.5.3.4.1 Activité nucléaire aux États-Unis

Production Nucléaire : Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

Le 6 novembre 2009, le groupe EDF et CEG ont créé CENG. Depuis la fusion entre Exelon et CEG, EDF et Exelon détiennent respectivement 49,99 % et 50,01 % de CENG. EDF et Exelon ont signé un accord en 2014 pour transférer les licences d'exploitation des centrales de CENG à Exelon, aux termes duquel Exelon gère les activités opérationnelles des trois sites nucléaires CENG (soit 5 réacteurs).

Dans le cadre de l'accord, CENG a versé à EDF 400 millions de dollars de dividendes exceptionnels, et EDF a obtenu une option de vente de ses actions CENG à Exelon à leur juste valeur de marché entre le 1er janvier 2016 et le 30 juin 2022.

La gouvernance de CENG est assurée par un Conseil d'administration composé de dix membres, dont cinq sont nommés par le groupe EDF et cinq autres, dont le Président, par Exelon.

1. *Données à 100 %.*

Activités du parc nucléaire de CENG

L'activité nucléaire de CENG s'exerce sous le contrôle de l'autorité américaine de sûreté nucléaire, la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC).

CENG détient et exploite cinq réacteurs d'énergie nucléaire, répartis sur trois sites d'activité pour une capacité totale de 4 167 MW. La durée des licences des unités 1 et 2 de Calvert Cliffs, de l'unité 1 de Nine Mile Point et de RE Ginna est de 60 ans.

Réacteurs	Capacité *(en MW)*	% de détention	Capacité détenue en propre *(en MW)*	Production [2] *(en TWh)* 2015	2014
Calvert Cliffs 1	863	100	863	7,8	6,9
Calvert Cliffs 2	850	100	850	6,9	7,4
Nine Mile Point 1	630	100	630	4,9	5,4
Nine Mile Point 2 [1]	1 242	82	1 019	9,0	8,0
RE Ginna	582	100	582	4,8	4,7
TOTAL	**4 167**		**3 944**	**33,4**	**32,5**

(1) CENG détient 82 % de cette unité (soit 1 018,6 MW de la capacité totale de 1 242,2 MW de l'unité). Les 18 % de l'unité 2 de Nine Mile Point non détenus par CENG appartiennent à Long Island Power Authority (LIPA). LIPA reçoit 18 % de la capacité et de l'électricité produite par l'unité Nine Mile Point 2, en contrepartie du paiement à CENG de sa quote-part des coûts attachés à cette unité, et est responsable de sa part de 18 % des coûts de démantèlement de cette unité. CENG et LIPA, chacune pour son compte, sont tenues d'apporter un financement propre pour Nine Mile Point 2.

(2) Ces valeurs correspondent à l'expression à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

Unistar Nuclear Energy (UNE)

Dans une lettre datée du 27 février 2015, UNE a prié la NRC de suspendre son examen de la *Combined Operating License Application* pour Calvert Cliffs 3 (CC3 COLA). Cette suspension s'est traduite par la dépréciation des actifs de UNE correspondants pour un montant de 50,3 millions de dollars américains (55 millions de dollars américains selon les normes US GAAP) et l'immobilisation des coûts de la COLA, d'un montant de 13,4 millions de dollars américains (0 dollar américain selon les normes US GAAP). Dans une lettre datée du 8 juin 2015, UNE a notifié la NRC du retrait de la CC3 COLA. Le 17 juin 2015, la NRC a informé UNE de sa décision d'accepter le retrait de la CC3 COLA, qui a pris effet après publication de l'avis au registre fédéral, le 18 juin 2015.

1.4.5.3.4.2 EDF Trading en Amérique du Nord

EDF Trading est présent sur les marchés nord-américains de l'électricité (y compris les droits d'acheminement), du gaz, du charbon et des produits environnementaux. Branche commerciale et industrielle d'EDF Trading, EDF Energy Services fournit dans toute l'Amérique du Nord des services de gestion et d'optimisation à des clients commerciaux et industriels ayant une consommation énergétique intensive (voir la section 1.4.6.3 « Optimisation et trading : EDF Trading »).

1.4.5.3.4.3 EDF Énergies Nouvelles en Amérique du Nord

EDF Énergies Nouvelles, à travers ses filiales EDF Renewable Energy, EDF Renewable Services, EDF EN Canada et EDF EN Mexico, a poursuivi son développement en Amérique du Nord, en mettant en service 1 338,6 MW de capacités éoliennes, solaires photovoltaïques et biogaz en 2015.

EDF Renewable Services gère des projets éoliens et solaires, pour compte propre et pour le compte de tiers (voir la section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

1.4.5.3.5 Amérique du Sud

En Amérique du Sud, le groupe EDF est présent sur le marché brésilien. Il élargit ses ambitions à certains pays de la zone, dans lesquels il prospecte des opportunités de développement, comme le Chili.

1.4.5.3.5.1 Brésil

Depuis avril 2014, le Groupe détient 100 % d'EDF Norte Fluminense, suite au rachat de la participation de 10 % détenue par Petrobras dans le capital d'EDF Norte Fluminense. La société, qui a construit et exploite depuis fin 2004 la centrale à CCG de Norte Fluminense, d'une puissance installée de 827 MW et située dans la région de Macaé, vend chaque année 725 MWh à la société de distribution Light (conformément aux termes d'un contrat de fourniture d'électricité sur une durée de 20 ans), soit environ 6,3 TWh par an. Le solde de la production est vendu sur le marché libre de l'électricité. EDF Norte Fluminense a ainsi vendu 260 GWh en 2015.

EDF Norte Fluminense dispose d'un complément de production solaire destiné à la consommation de l'usine, dont les 1 764 modules photovoltaïques ont généré 428 MWh en 2015, permettant une réduction annuelle des émissions de CO_2 d'environ 250 tonnes.

Par ailleurs, EDF, à travers sa filiale EDF Norte Fluminense, a procédé le 11 décembre 2014 à une prise de participation de 51 % dans la Compagnie Énergétique de Sinop (CES), en charge de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique de Sinop, pour une puissance de 400 MW. Les deux autres actionnaires sont Eletronorte (24,5 %) et CHESF (24,5 %), filiales du groupe Eletrobras. La construction du barrage a démarré au printemps 2014, et sa mise en service commerciale est prévue au premier semestre 2018. Avec 51 % des parts dans le consortium, le groupe EDF détient un rôle industriel aussi bien dans la construction que dans l'exploitation future du barrage. À la fin de l'année 2015, près de 50 % des travaux de génie civil ont été réalisés sur le chantier.

À noter également l'arrivée en février 2015 d'EDF Énergies Nouvelles au Brésil, avec l'acquisition de 80 % du portefeuille de Ventos da Bahia. Le premier contrat de fourniture d'électricité représente 66 MW de projets éoliens situés dans l'État de Bahia, en partenariat avec Sowitec, groupe allemand spécialisé dans le développement de l'énergie éolienne au niveau mondial. Au mois de novembre 2015, EDF Energies Nouvelles a remporté un deuxième contrat de fourniture d'électricité de long terme de 117 MW de puissance dans le même portefeuille de projets éoliens. La construction de ces nouvelles capacités démarrera en 2017 pour une mise en service prévue fin 2018.

1.4.5.3.5.2 Chili

En 2013, EDF a conclu un accord de développement conjoint *(Joint Development Agreement)* avec la société de développement de projets chilienne BBG et la société américaine Cheniere, avec l'objectif de développer un projet *gas to power* combinant la construction, l'exploitation de la maintenance d'une centrale électrique de type CCG d'une puissance d'environ 600 MW, et d'une infrastructure de stockage et de regazéification de GNL en mer de type FSRU.

En 2014, EDF a créé la filiale EDF Chile en charge de porter le développement de ce projet et d'asseoir la présence d'EDF sur le marché chilien de l'énergie.

En 2015, EDF a signé un nouvel accord *(Restated and Amended Joint Development Agreement)* avec la société de développement chilienne Biobio Genera (anciennement Australis Power), pour la poursuite du développement de ce projet. En parallèle, EDF et ses partenaires négocient le financement de ce projet avec des banques commerciales sur la base d'un financement de projet avec recours limité.

En septembre 2015, EDF est aussi entré au capital de la société de projet, chargée du développement du terminal de Penco-Lirquén à hauteur de 25 %, et a signé avec ses partenaires Biobio Genera et la filiale chilienne du groupe Cheniere les accords visant à définir leurs rôles, droits et obligations respectifs dans la future organisation à mettre en place lors de la clôture du financement du projet (attendue en 2016).

La filiale EDF Énergies Nouvelles est également présente au Chili avec un projet solaire de 146 MW en cours de construction (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

1.4.5.3.6 Asie-Pacifique

Les activités du groupe EDF sur la zone Asie-Pacifique se concentrent sur la Chine et les pays à fort développement. La présence dans les secteurs de la production électrique, des réseaux et des services constitue un enjeu industriel pour le Groupe. Dans le nucléaire, en complément du projet de construction et d'exploitation des deux réacteurs de type EPR de Taishan, les nouveaux projets doivent apporter au Groupe l'accès à des innovations technologiques et lui permettre de valoriser son savoir-faire industriel. Son objectif est de maintenir ainsi ses atouts concurrentiels et technologiques dans un contexte de compétition internationale autour du programme nucléaire mondial, de l'équipement de pays émergents et de la perspective du renouvellement du parc français.

1.4.5.3.6.1 Activités en Chine

Présent depuis plus de 30 ans en Chine au travers de prestations de conseil dans les domaines nucléaire, thermique et hydraulique, le groupe EDF est aujourd'hui l'un des plus importants investisseurs étrangers dans la production d'électricité par ses participations dans des centrales thermiques au charbon d'une puissance totale installée de 6 260 MW[1]. Avec le projet de Taishan phase I (deux réacteurs de 1 750 MW chacun), EDF est également investisseur dans un projet de production d'électricité à partir d'une centrale nucléaire de type EPR. Enfin, EDF développe des partenariats lui ouvrant de nouvelles perspectives d'investissement dans le nucléaire, les centrales à gaz, l'hydraulique, la distribution d'électricité et l'efficacité énergétique.

Production d'électricité nucléaire

Centrales de Daya Bay, de Ling Ao et de Taishan EPR phase I

Après avoir conduit la conception, la construction et la mise en service en 1994 de Daya Bay (deux réacteurs nucléaires de 1 000 MW chacun), puis assisté le groupe chinois China General Nuclear Power Co. (CGN) pour la construction de la centrale de Ling Ao phase I (deux réacteurs de 1 000 MW chacun mis en service en 2002 et 2003) puis phase II (deux réacteurs supplémentaires de 1 000 MW mis en service en 2010 et 2011), EDF apporte aujourd'hui une assistance au groupe CGN, et en particulier à la société Daya Bay Nuclear Operation and Management Co. Ltd., dans le domaine de l'exploitation. Les performances enregistrées par ces centrales depuis leurs mises en service constituent l'une des principales références du Groupe en Chine. Par ailleurs, EDF possède 30 % des parts de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd., qui a pour objet de financer, de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province du Guangdong. La durée d'exploitation de la société est fixée à 50 ans, soit la durée maximale autorisée à ce jour pour une joint-venture dans le nucléaire en Chine. Par cette opération, le Groupe représente le premier investisseur étranger dans la production nucléaire chinoise, le succès du projet reposant sur la complémentarité des compétences des groupes EDF et CGN. L'ensemble des équipements de la tranche 1 sont installés, et la majorité de ceux de la tranche 2 ont été livrés. Les essais d'ensemble de mise en service de la tranche 1 ont débuté en décembre 2015.

Accords de partenariat

L'accord de partenariat global entre EDF et CGN a été signé en 2007 et complété en 2014 par des accords de mise en œuvre concernant les domaines de l'ingénierie, la recherche et développement et l'exploitation. Le groupe EDF a mis en place une structure basée à Shenzhen, dont les objectifs sont de promouvoir le modèle EDF comme opérateur architecte-ensemblier intégré, tout en entraînant l'industrie française. Les experts de cette structure s'attachent en particulier à promouvoir les codes et standards français ainsi que le référentiel de sûreté nucléaire du Groupe.

Le Groupe a conclu en 2010 un accord-cadre de partenariat avec China National Nuclear Corporation (CNNC), étendu en mars 2014, visant à développer une coopération approfondie et globale. Le Groupe a par ailleurs signé en 2013 un accord avec CGN et AREVA, qui prépare les conditions pour la construction de futurs réacteurs et prévoit la contribution d'EDF au parc en exploitation de CGN ainsi qu'à son évolution.

Les partenariats avec CGN et CNNC ont permis d'engager les discussions sur leur participation au projet d'Hinkley Point C : un protocole pour favoriser la coopération industrielle entre EDF, CGN et CNNC sur le marché nucléaire britannique a été signé en mars 2014, et l'accord du 21 octobre 2015 entre EDF et CGN est venu compléter ce projet de partenariat (voir section 1.4.5.1.2.5 « Division Nouveau Nucléaire »).

Enfin, dans le cadre de la déclaration gouvernementale franco-chinoise de juin 2015, des accords tripartites (EDF et AREVA avec CGN et CNNC) ont été signés en 2015, prévoyant la poursuite de la construction des EPR de Taishan, la participation des industriels chinois aux projets nucléaires en Grande-Bretagne ainsi qu'un partenariat sur le développement de réacteurs de moyenne et grande puissance.

Production d'électricité thermique charbon

French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company Ltd. (Figlec)

Le 3 septembre 2015, le contrat de concession de la centrale de Laibin B (2 × 360 MW de puissance installée), signé en 1997 au profit du groupe EDF dans le cadre d'un projet BOT *(Build, Operate and Transfer)*, est arrivé à terme. Cette centrale a donc été transférée au gouvernement du Guangxi.

Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (SZPC)

Le groupe EDF détient 19,6 % de SZPC, société propriétaire de trois centrales à charbon dans la province du Shandong, mises en service entre 1987 et 2004 pour une puissance totale de 3 060 MW. Les autres actionnaires sont le groupe Guodian et l'électricien hongkongais CLP.

1. *Données à 100 %.*

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

Le groupe EDF détient 35 % de DSPC, société propriétaire de la centrale de Sanmenxia 2 dans la province du Henan, mise en service en 2007 pour une capacité installée de 2 × 600 MW, de technologie dite « charbon supercritique ». Cette prise de participation s'est effectuée via une joint-venture dont la durée de vie a été fixée jusqu'à 2039 par les autorités chinoises. Les autres actionnaires sont deux sociétés chinoises dont le groupe Datang, majoritaire dans DSPC.

Fuzhou Power Generation Company (FPC)

Le groupe EDF détient 49 % de FPC, joint-venture créée en 2014 avec une filiale du groupe Datang pour la construction et l'exploitation d'une centrale thermique à charbon dite « ultra-supercritique » (2 × 1 000 MW) dans la province du Jiangxi. Le premier groupe a été mis en service le 29 décembre 2015, le deuxième groupe devrait l'être au printemps 2016. Fuzhou est ainsi la première centrale de type « ultra-supercritique » (c'est-à-dire ayant des rendements élevés et un impact environnemental limité) exploitée par le groupe EDF. Cette technologie permet d'atteindre des niveaux élevés de température et de pression dans la chaudière assurant un meilleur rendement (près de 44 % pour Fuzhou) que dans une centrale classique et diminuant la consommation de charbon et la production de CO_2 par kilowattheure produit.

Cet accord permet au Groupe une large implication dans le processus industriel de construction et d'exploitation de la future centrale. Il sera ainsi en mesure de renforcer ses compétences d'ingénierie et d'exploitant thermique, et d'établir de nouvelles synergies industrielles avec des leaders mondiaux de la filière thermique, comme Guangdong Engineering & Design Institute (GEDI), concepteur et constructeur de la centrale, ou Dongfang, fournisseur des chaudières et des turbines.

Production d'électricité hydraulique

Présent depuis 1985 dans ce domaine, le groupe EDF est un acteur reconnu. Il est intervenu comme consultant sur plusieurs ouvrages installés en Chine et examine les opportunités d'investissement ou d'offres de service qui répondraient à un besoin de la partie chinoise, qui développe un ambitieux programme hydraulique.

Recherche & Développement (R&D)

Quatre ans après sa création, le centre R&D d'EDF en Chine continue à y renforcer son réseau de partenaires scientifiques, en lien avec les départements R&D en France et à l'international (voir section 1.6.3 « L'international et les partenariats »). Les activités du centre portent sur la production et le stockage de l'électricité bas carbone, les réseaux électriques futurs, les éco-quartiers et l'innovation, les capacités en simulation numérique étant une forte composante dans chacun de ces domaines.

Distribution d'électricité

Présent en Chine depuis 2011, EDF International Networks bénéficie en Chine de plusieurs contrats d'assistance technique portant sur la planification et l'amélioration de la performance du réseau de distribution des provinces du Shanxi et du Shaanxi. EDF International Networks a la volonté de développer son activité en Chine pour apporter son expertise, ses méthodes et ses outils les plus performants au service du *management* et de la performance du réseau, notamment dans le cadre de coopération avec les deux grands acteurs en Chine, State Grid et Southern Grid.

Perspectives de développement et nouveaux projets

Dans le domaine des services énergétiques, le contrat signé avec Dongfeng Peugeot Citroën Automobile (DPCA) en 2013 dans le domaine de l'efficacité énergétique sur l'éclairage a été étendu en 2014 et 2015.

Le groupe EDF, Datang et la Ville de Sanmenxia ont signé un accord de coopération en 2015 pour étudier un projet de réseau de chaleur urbain à partir de la récupération de chaleur fatale issue de centrales thermiques. En janvier 2016, EDF a été sélectionné comme partenaire privilégié pour développer le projet.

Il travaille en outre avec la municipalité de Wuhan pour le planning, le développement et l'exploitation des services énergétiques dans l'éco-quartier franco-chinois du district de Caidian.

Le Groupe souhaite également apporter des solutions innovantes aux industriels et éco-quartiers en s'appuyant sur les compétences d'EDF en Europe, notamment dans le domaine de la cogénération, de la récupération de chaleur perdue et des énergies renouvelables décentralisées (pompe à chaleur, solaire urbain, biomasse, géothermie).

1.4.5.3.6.2 Asie du Sud-Est et du Sud

L'activité du groupe EDF en Asie du Sud-Est et du Sud est centrée sur le développement du secteur électrique, au travers notamment d'opportunités de projets de conception, de construction et d'exploitation de nouvelles centrales de production thermique gaz et hydraulique dans les pays offrant des opportunités de type *Independent Power Plants* (IPP).

Vietnam

Au 31 décembre 2015, EDF possède 56,25 % de Mekong Energy Company Ltd. (MECO), la société propriétaire de Phu My 2.2, centrale CCG d'une capacité de 715 MW. Les autres actionnaires sont Tepco et Sumitomo Corporation. Il s'agit du premier projet d'IPP à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Le contrat BOT *(Build, Operate, Transfer)* a une durée de 20 ans. EDF a assuré en 2005 la livraison « clés en main » de la centrale, et MECO en pilote aujourd'hui l'exploitation.

Laos

Au 31 décembre 2015, le groupe EDF détient 40 % de Nam Theun 2 Power Company (NTPC), société propriétaire du complexe hydroélectrique de Nam Theun 2, d'une puissance installée de 1 070 MW, construit par le groupe EDF dans le cadre d'un contrat « clés en main » et mis en service en 2010. Les autres actionnaires sont la société thaïlandaise EGCO (Electricity Generating Public Company Limited) à hauteur de 35 % et une société d'État laotienne, LHSE (Lao Holding State Enterprise) à hauteur de 25 %. La société NTPC exploite la centrale pour 25 ans au titre du contrat de concession conclu avec le gouvernement du Laos.

Recherche & Développement

Suite à l'accord signé avec le *Housing and Development Board* de Singapour en juin 2013, principal constructeur de bâtiments de la ville, en vue de développer un dispositif innovant de modélisation urbaine, le groupe EDF a ouvert en 2014 un centre d'excellence pour les villes durables en Asie : EDF Lab Singapore. Ce centre de R&D consacré à la planification urbaine a vocation à renforcer les collaborations existantes et à en initier de nouvelles avec Singapour et d'autres villes de la région.

1.4.5.3.7 Afrique

Le Groupe entend intervenir en Afrique de la manière la plus adaptée à chaque zone géographique, et ainsi être présent dans des pays à forte croissance offrant de nouveaux marchés. Par ailleurs, il poursuit ses interventions au titre de la production décentralisée.

Afrique du Sud

Le groupe EDF a implanté une filiale depuis 2007 à Johannesburg, dans l'optique de préparer la relance du programme nucléaire sud-africain. Le plan directeur énergie du pays, promulgué en mai 2011, prévoit en effet la mise en service de 9,6 GW d'énergie électronucléaire d'ici 2030, et le gouvernement sud-africain anticipe donc un doublement de la puissance électrique installée (de 44 à 89 GW) d'ici 2030, confirmant sa volonté de recourir au nucléaire dans le futur mix énergétique. Par conséquent, des accords intergouvernementaux ont été signés en 2014 et 2015 par l'Afrique du Sud avec les différents pays porteurs d'une offre nucléaire. Dans ce cadre, les délégations de ces pays, dont la France, ont été invitées par le gouvernement sud-africain pour présenter leur savoir-faire sur l'ensemble du cycle nucléaire. Ces étapes sont des prérequis au lancement d'un processus d'appel d'offres.

EDF EN a par ailleurs pris position sur le marché éolien en Afrique du Sud dans le cadre de la seconde phase de l'appel d'offres lancé par le ministère de l'Énergie en 2011. La société a été retenue via sa filiale Innowind (détenue à 80 % par EDF EN) pour la réalisation de trois projets de fermes éoliennes, dont la construction a débuté fin 2013 et la mise en service prononcée courant 2015 (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »). Innowind a en outre été retenu pour 33 MW supplémentaires d'éolien, lors de la quatrième phase de l'appel d'offres du ministère de l'Énergie en juin 2015.

Le Groupe est aussi présent en Afrique du Sud à travers la société KES (Kukhanya Energy Services), créée en 2002 (voir section 1.4.5.3.9 « Mission Accès à l'Énergie »).

EDF explore également d'autres pistes, telles que le renforcement du partenariat technique et stratégique avec l'électricien sud-africain Eskom pour la production, le transport et la distribution d'électricité. À ce titre, une convention de partenariat technique a été signée en novembre 2015 entre l'Agence française de développement, Eskom et EDF pour un partage d'expertise technique dans le domaine des réseaux.

Enfin, un expert EDF participe au fonctionnement de l'Institut de formation à l'ingénierie – l'EPPEI *(Eskom Power Plant Engineering Institute)* – qu'Eskom développe depuis 2011 et qui est spécialisé dans les domaines de la production et à terme dans la distribution et le transport d'électricité.

Maroc

EDF est actif au Maroc depuis les années 1970 et a noué des partenariats privilégiés avec l'ONEE (Office national marocain de l'électricité et de l'eau potable), les régies de distribution d'électricité et des industriels. Pour accompagner son développement, le Groupe a créé EDF Maroc en 1997 et EDF EN Maroc en 2012.

EDF et l'ONEE ont poursuivi leur coopération, conformément à l'accord général signé en janvier 2012, dans les domaines de la production hydraulique, thermique et renouvelable, ainsi que dans les réseaux et la formation.

Après avoir été retenu par l'ONEE dans le cadre d'un appel d'offres, le consortium mené par EDF EN en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co. développe le parc éolien de Taza d'une puissance de 150 MW (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

Sénégal

La crise très grave traversée par le secteur électrique sénégalais a conduit le gouvernement de ce pays à demander à EDF de l'appuyer dans le diagnostic de la situation et dans la définition d'un plan d'urgence visant à rétablir durablement la qualité du service.

Depuis plus de trois ans, l'intervention d'EDF porte sur la réhabilitation du parc de production de la Sénélec (Société nationale d'électricité du Sénégal) sur plus de 111 MW.

Cameroun

Dans le cadre d'un partenariat avec l'État du Cameroun, la SFI (groupe Banque mondiale) et Rio Tinto Alcan (RTA), EDF développe le projet hydroélectrique Nachtigal, d'une puissance de 420 MW, situé sur la Sanaga et proche de Yaoundé, pour une décision d'investissement visée mi-2017. Un volet d'accompagnement « accès à l'énergie » est lancé pour permettre aux populations environnantes de ce projet une meilleure desserte en électricité.

République du Congo

Le contrat de prestations de services signé en 2013 par le Groupe pour une durée de trois ans avec le ministère congolais de l'Économie et des Finances vise à réduire les pertes techniques et commerciales de la société nationale SNE. Ce contrat est en cours d'exécution et arrivera à échéance fin mars 2016. Un avenant prolongeant le contrat de six mois a été signé en mars 2016.

Côte-d'Ivoire

En partenariat avec SIFCA, groupe agro-industriel ivoirien en Afrique de l'Ouest, EDF développe un projet de centrale biomasse de deux tranches de 23 MW. Ce projet est déjà inscrit au schéma directeur de développement de l'État ivoirien et des négociations sont en cours afin de parvenir à un accord sur une convention de concession et le prix de cession de l'énergie produite. La décision d'investissement est visée avant la fin 2016.

1.4.5.3.8 Moyen-Orient

Le groupe EDF est présent dans la zone Moyen-Orient à travers sa succursale EDF Abu-Dhabi, qui exerce notamment des activités d'ingénierie et de *consulting* dans la réalisation d'ouvrages de transport, de *dispatchings* et d'études de réseaux aux Émirats arabes unis.

Arabie Saoudite

EDF et AREVA ont ouvert un bureau commun à Riyad en juin 2012 en vue de répondre aux autorités saoudiennes, qui souhaitent développer une politique énergétique axée sur le remplacement des énergies fossiles par du nucléaire et des énergies renouvelables (solaire). Les deux sociétés mènent ensemble des actions d'évaluation du tissu industriel local et du système éducatif, afin de préparer le lancement du programme nucléaire.

EDF a signé en 2014 un accord de partenariat avec la Saudi Electricity Company (SEC), opérateur électrique de référence du pays, permettant une coopération très large entre les deux groupes et incluant notamment des activités de formation.

Israël

EDF soutient en Israël les efforts de développement de sa filiale Edison dans le secteur gazier. Le Centre d'ingénierie hydraulique d'EDF fournit des services au premier projet israélien de stockage de l'électricité par pompage, sur le mont Gilboa. EDF Énergies Nouvelles y est également présent depuis 2010 (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles ») : la filiale opère 109 MWc de projets photovoltaïques connectés au réseau et achève la construction de 50 MWc supplémentaires.

1.4.5.3.9 Mission Accès à l'Énergie

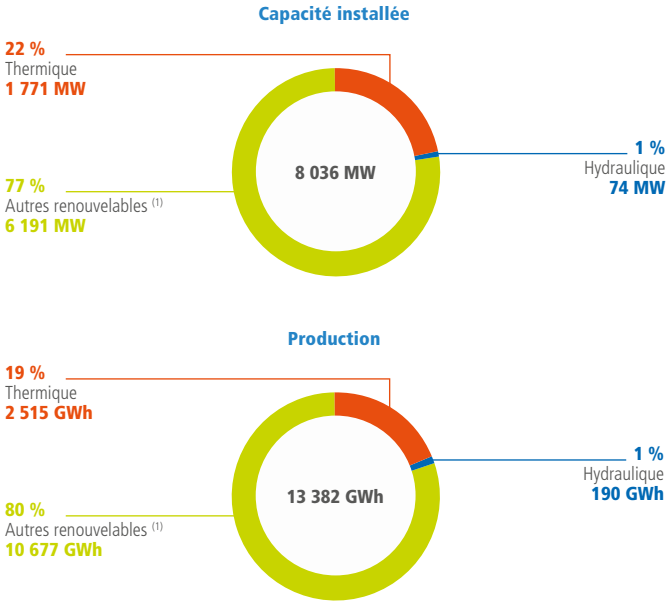
Depuis 2001, le Groupe développe un programme d'accès à l'énergie dans les pays en développement.

En Afrique du Sud, la société KES (Kukhanya Energy Services), créée en 2002, est détenue à hauteur de 50 % par EDF, 15 % par l'opérateur local Calulo, et 35 % par Total. Elle a initialement développé ses activités par des kits photovoltaïques dans le Kwazulu-Natal, puis a étendu ses activités dans la région d'Eastern Cape. À fin 2015, KES alimente en énergie électrique solaire près de 200 000 personnes, soit une progression de près de 25 % entre 2014 et 2015.

Au Botswana, EDF a été choisi par BPC (Botswana Power Corporation), l'opérateur électricien national, pour l'accompagner en tant que partenaire stratégique dans la mise en œuvre de son programme d'électrification rurale décentralisée par des systèmes essentiellement photovoltaïques. EDF détient 45 % de BPC Lesedi, une filiale locale commune avec BPC. L'intérêt de poursuivre ce programme est remis en cause et une procédure de désengagement, conformément au pacte d'actionnaires, est en cours.

Au Sénégal, EDF est actionnaire de la société ERA à hauteur de 70 %, accompagné de son partenaire local Matforce. ERA est opérateur de la concession d'électrification rurale de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou, qui a démarré la phase opérationnelle de son activité en 2014 suite à l'obtention fin décembre 2013 de la première tranche de la subvention de l'Agence française de développement via l'ASER [1]. Elle alimente à ce jour environ 25 000 personnes.

1.4.6 SERVICES ÉNERGÉTIQUES ET AUTRES ACTIVITÉS



(1) Incluant la totalité de l'entité EDF Énergies Nouvelles.

1.4.6.1 Services énergétiques

Le groupe EDF est un acteur majeur des services énergétiques en France. Ses compétences permettent de proposer des solutions globales qui couvrent des champs divers : le conseil, la conception de solutions, la réalisation, l'exploitation et la maintenance des installations.

EDF agit ainsi sur des secteurs aussi différents que l'éclairage public, les réseaux de chaleur, la production décentralisée bas carbone, le pilotage à distance des consommations ou encore la mobilité électrique.

Le plan stratégique du Groupe consacre une place importante au développement des services énergétiques pour répondre notamment aux besoins des collectivités locales et des entreprises. Cette ambition repose sur un contexte qui prône l'efficacité énergétique, la production décentralisée peu émettrice de CO_2, la recherche de compétitivité et de qualité de vie, quel que soit le secteur d'activité concerné.

Par conséquent, l'action du Groupe s'articule autour de 5 enjeux :

- l'efficacité énergétique pour les bâtiments publics et les entreprises tertiaires et industrielles ;
- l'accompagnement des territoires dans leur projet, et notamment de ville durable ou de *smart city* ;
- la production locale d'énergie et les réseaux de chaleur et froid associés ;
- l'éclairage public intelligent ;
- la mobilité électrique.

1.4.6.1.1 Dalkia

Filiale à 99,94 % du groupe EDF depuis juillet 2014, Dalkia est un acteur de premier plan sur le marché européen des services énergétiques, disposant d'une gamme complète de services et d'un excellent maillage commercial en France, pour réduire les consommations d'énergie et améliorer la performance des installations.

Activité de Dalkia

L'activité de Dalkia est aujourd'hui au cœur de trois grands défis : le réchauffement climatique et la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre, l'efficacité énergétique comme source d'économies et la transformation des territoires dans un contexte d'urbanisation croissante et de développement industriel induit.

Dalkia met son expertise au service de ses clients pour développer, réaliser et gérer des solutions énergétiques innovantes, plus écologiques et plus économiques, pour une croissance durable des villes et des entreprises.

De la production décentralisée à la maîtrise de la demande en passant par l'optimisation de la distribution, Dalkia est présent à chaque étape de la chaîne énergétique pour améliorer la performance des systèmes. Grâce à son expérience acquise depuis près de 80 ans en matière de gestion des réseaux de chauffage et de froid, d'optimisation des utilités industrielles, d'amélioration de la performance énergétique d'un bâtiment ou de valorisation des énergies alternatives et renouvelables, Dalkia propose à ses clients des solutions sur mesure pour réduire leurs consommations d'énergie et améliorer la performance environnementale et économique de leurs installations.

Ainsi Dalkia a permis d'éviter 2,46 millions de tonnes de CO_2 et a réalisé 3,91 TWh d'économies d'énergies en 2015.

1. *ASER : Agence sénégalaise de l'électrification rurale.*

Réseaux de chaleur et de froid

Le développement des réseaux a été un moteur de croissance important ces dernières années pour Dalkia, qui a établi un modèle de création de valeur reproductible, reposant sur de nombreux leviers d'optimisation :

- amélioration de l'efficacité des équipes et des organisations, optimisation des performances des opérations à l'occasion de la prise en main des réseaux ;
- reconfiguration des centrales de production et des réseaux : anticipation des besoins futurs du réseau, compte tenu du potentiel de croissance organique et de la progression de l'efficacité énergétique, intégration des enjeux de mise en conformité réglementaire, réduction des redondances inutiles ;
- modification du mix énergétique pour plus d'efficacité et moins de CO_2, avec l'optimisation des cogénérations et le développement des énergies renouvelables (biomasse, géothermie, etc.) ;
- services additionnels pour mieux valoriser les actifs (par exemple, service de soutien au réseau électrique).

Dalkia est ainsi en France un des leaders pour la gestion de réseaux de chauffage et de climatisation urbains, en exploitant 358 réseaux de chauffage ou de froid urbains et locaux. Déployer ce modèle sur ses cibles géographiques constituera une part importante de sa croissance future.

Utilités industrielles

Dalkia intervient dans le domaine des utilités industrielles sur 2 100 sites industriels français. Leurs enjeux sont l'amélioration de la performance environnementale (avec notamment la maîtrise des émissions de CO_2 et la valorisation des énergies de récupération), la compétitivité et la sécurisation des approvisionnements.

La stratégie de Dalkia est de permettre à ses clients industriels de se concentrer sur leur cœur de *process,* en prenant en charge et en optimisant la production de leurs utilités, leurs usages d'énergie et leurs émissions de gaz à effet de serre. Dalkia se différencie par une gamme de services large et cohérente, qui inclut l'optimisation des utilités industrielles (vapeur, électricité, air comprimé), l'ajustement des usages aux besoins et l'identification des sources d'énergies de récupération et des coproduits valorisables, l'optimisation des usages liés aux bâtiments industriels et la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Services énergétiques aux bâtiments

Les services énergétiques aux bâtiments consistent en la gestion des installations énergétiques dans les bâtiments : optimisation de la production locale d'énergie thermique, fourniture d'énergie, exploitation et maintenance des installations techniques. Ils portent également sur l'amélioration de l'exploitation de systèmes existants dans le but d'optimiser leur efficacité et de réduire leurs émissions de CO_2. Dalkia fournit des services énergétiques intégrés pouvant comprendre la conception, la réalisation et l'amélioration des installations, la fourniture d'énergie, la gestion et la maintenance des installations, à des clients privés et publics, industriels et tertiaires.

Dalkia gère à ce titre 88 000 installations énergétiques en France.

Principales réalisations de Dalkia en 2015

DK Energy Polska, filiale de Dalkia en Pologne, a finalisé en octobre 2015 le rachat à 100 % de la société Zakłady Energetyki Cieplnej Katowice SA (ZEC), société essentiellement spécialisée dans la production et la distribution de chaleur dans la région de Katowice (Haute-Silésie), et de sa filiale EC Szopienice. Le projet de développement de l'entreprise, qui repose essentiellement sur la valorisation du gaz de mine et le développement des réseaux de chaleur, permettra de décarboner le mix énergétique de la région en valorisant les ressources locales et en utilisant des processus plus performants.

Toulouse Métropole a choisi Dalkia pour la réalisation d'un nouveau réseau de chaleur et de froid pour l'équivalent de 15 000 logements, et crée ainsi un nouveau service public éco-vertueux à partir d'énergies locales, renouvelables et de récupération. Le contrat de délégation de service public a été signé pour une durée de 26 ans et porte sur la conception, la réalisation et l'exploitation du nouveau réseau de chaleur et de froid « Plaine Campus ».

Air France a confié à Dalkia la gestion globale de ses sites industriels d'Orly et de Roissy. Dalkia devient ainsi son partenaire privilégié pour les prestations multitechniques et multiservices de 105 bâtiments et hangars de maintenance aéroportuaire. Sur les 5 années du contrat, Dalkia s'engage à réduire les consommations énergétiques de 15 %.

Dalkia a finalisé en mars 2015 l'acquisition à 100 % de Cesbron, spécialiste du froid industriel et commercial et du génie climatique. Cette acquisition permet à Dalkia de se positionner dans le domaine du froid et d'élargir sa gamme d'offres.

Dans le domaine du biogaz enfin, Verdesis a été racheté à EDF Énergies Nouvelles le 11 février 2015 par Dalkia, du fait de leur grande proximité métier. Verdesis détient une capacité de 27,2 MW en exploitation en Europe.

Optimal Solutions

Optimal Solutions (ex EDF OS), filiale à 100 % du groupe Dalkia depuis le 17 février 2015, se positionne comme un spécialiste de la conception et réalisation de solutions d'efficacité énergétique en France, en complémentarité forte avec les régions de Dalkia :

- dans le bâtiment et la ville au travers de la rénovation de bâtiments et des éco-quartiers. Elle assure en propre les montages financiers et juridiques, la conception et la réalisation des ouvrages en intégrant des engagements de performance dans la durée ;
- dans la conception et les travaux pour l'industrie et le tertiaire. La filiale dispose de compétences techniques larges permettant d'adapter les solutions aux besoins des clients en recherchant l'optimum de la performance énergétique. Ces solutions vont intégrer les domaines suivants : l'électricité, les utilités, l'optimisation énergétique des *process* et certaines productions d'énergie d'origine renouvelable.

1.4.6.1.2 EDF Fenice

EDF Fenice, groupe international dont le siège est situé en Italie, est né au sein du groupe Fiat avant d'être acquis à 100 % par EDF en 2001. Aujourd'hui, EDF Fenice est présent en Italie, en Espagne, en Pologne et en Russie.

EDF Fenice intervient dans le domaine de l'efficacité énergétique et environnementale en milieu industriel. Elle conçoit et bâtit, internalise ou gère pour le compte de ses clients des actifs tels que centrales de production combinée d'énergie, postes électriques, centrales thermiques pour usage industriel ou chauffage de locaux, centrales de production de froid, unités de production d'air comprimé, réseaux de distribution de fluides (électricité, gaz, air chaud ou réfrigéré, air comprimé, gaz industriels, eau) et des stations d'épuration d'eaux industrielles. EDF Fenice développe des projets d'efficacité sous la forme de partenariats industriels ou de contrats de performance avec ses clients, qui sont complétés par une vaste gamme de services de conseil sur l'énergie et l'environnement, des prestations dans le traitement des déchets, le *monitoring,* les analyses et la réhabilitation environnementale. EDF Fenice complète son activité de service avec des activités d'efficacité énergétique et d'optimisation environnementale des sites et des installations industrielles.

EDF Fenice détient au total au 31 décembre 2015 des capacités de production d'électricité à hauteur de 280 MW et de production de chaleur à hauteur de 2 789 MWh. EDF Fenice possède 52 sites de production d'énergie thermique (vapeur, eau surchauffée, eau chaude), d'électricité et d'air comprimé.

Italie

Les contrats avec le groupe Fiat constituent encore aujourd'hui plus de la moitié de l'activité d'EDF Fenice. Un des objectifs majeurs en 2015 a été le renforcement de la relation avec ce grand client, en confirmant la performance du nouveau contrat et l'excellence du service fourni suivant le nouveau modèle contractuel établi à partir de 2013. Ce modèle prévoit, entre autres, le développement d'initiatives partenariales d'efficacité, renforçant les possibilités d'une reconduction automatique du contrat de cinq ans supplémentaires en 2017.

En 2014, EDF Fenice a bâti son système de gestion de l'énergie selon le standard ISO 50001-2011, qui encourage les meilleures pratiques de gestion de l'énergie (réduction des émissions de gaz à effet de serre et autres impacts environnementaux, économies d'énergies). À fin décembre 2015, Fenice a obtenu cette certification pour 13 de ses 22 sites faisant partie du contrat avec le groupe Fiat (y compris celle des deux situés en Espagne), avec pour objectif de les voir tous certifiés à terme.

Espagne

EDF Fenice est présent en Espagne depuis 2001 au travers de sa filiale EDF Fenice Instalaciones Iberica, détenue à 100 %.

Fortement impactée par la réforme énergétique en 2014, EDF Fenice Iberica a démontré en 2015 sa capacité à surmonter la crise, grâce à la consolidation de son modèle commercial dans les services d'efficacité énergétique et au renforcement de sa position sur le marché de l'industrie.

La transposition de la Directive européenne d'efficacité énergétique en Espagne, fixant des obligations concrètes pour les grandes entreprises industrielles, a permis à EDF Fenice Iberica d'accélérer le développement du modèle « Partenaire énergétique global » au travers d'une activité commerciale renforcée, d'un marketing opérationnel ciblé et d'une stratégie de partenariats commerciaux.

Ainsi, EDF Fenice Iberica a signé en 2015 de nouveaux contrats avec d'importants groupes industriels du secteur agroalimentaire espagnol et établi des accords de partenariats avec des sociétés spécialisées permettant de renforcer son offre commerciale, tant dans le domaine de la gestion énergétique comme dans le conseil sur la gestion de *commodities*.

Pologne

EDF Fenice possède une filiale polonaise détenue à 100 %, EDF Fenice Poland. Cette société intervient principalement dans le domaine de la gestion externalisée, des utilités industrielles (cogénération, chaleur, froid, air comprimé, réseau électrique, gaz industriels). Elle assure également différents services énergétiques et environnementaux associés (eau potable, traitement des déchets et effluents liquides). EDF Fenice Poland dispose aussi des concessions administratives nécessaires à l'alimentation des clients raccordés à ses réseaux de distribution (électrique, gaz, chaleur). Enfin, EDF Fenice Poland a développé une activité liée à l'efficacité énergétique, dans l'objectif de réduire les consommations et les impacts environnementaux de ses clients.

Russie

EDF Fenice détient à 100 % une filiale en Russie, Fenice Rus, dont le but est de commercialiser des services d'efficacité énergétique et des services environnementaux aux industriels. Depuis sa création, Fenice Rus a signé avec Avtovaz, principal constructeur automobile russe, huit contrats de performances, tous pleinement opérationnels. Ont également été mises en service les installations construites pour la société TMH (TransMashHolding) selon le même *business model*. Ces projets sont devenus une référence pour les clients et les pouvoirs publics et présentent l'avantage d'être reproductibles sur d'autres sites et dans différents secteurs d'activité.

En juillet 2015, et plus récemment début 2016, Fenice Rus a également mis en service les unités de traitement des eaux usées qui ont été construites, et seront exploitées pendant 10 ans, par Fenice Rus, sur deux sites industriels de Danone en Russie. Ces projets font également référence et sont à l'origine de la coopération internationale entre Fenice et Danone.

Un projet d'*Energy Management System* a également été mis en place dans l'une des usines de Schneider Electric en Russie. Ce contrat, d'une durée de 3 ans, permettra à la fois d'identifier « en ligne » des projets d'efficacité énergétique à réaliser sur le site, et sera également une première référence dans le pays de ce type de projets, à cette échelle.

EDF Fenice poursuit l'accompagnement dans ce pays de groupes internationaux tels que Danone, Alstom et Renault Nissan.

1.4.6.1.3 Tiru

La société Tiru est une filiale à 51 % du groupe EDF spécialisée dans :

- la valorisation énergétique : combustion des déchets ménagers pour production d'énergie (électricité et vapeur) destinée au chauffage urbain ou à des usages industriels ;
- la valorisation biologique : dégradation de la matière organique et production de compost et de biogaz ;
- la valorisation matière : tri et conditionnement des matières recyclables (plastiques, fibreux, métaux).

Les 49 % restants sont détenus par Veolia Propreté (24 %), CPCU (19 %) et GDF Suez Énergie Services (6 %).

Tiru conçoit, construit et exploite des installations de valorisation énergétique, biologique, matière de déchets en France, en Grande-Bretagne et au Canada, et compte 1 096 salariés. Son portefeuille clients est constitué de collectivités, majoritairement des syndicats départementaux et communaux, responsables de la gestion des déchets, ainsi que de quelques clients privés (notamment serristes et industriels).

Tiru valorise 3 millions de tonnes de déchets par an au travers de ses 32 sites. Ses unités de valorisation énergétique ont vendu près de 2,63 TWh d'électricité et de vapeur, dont 50 % d'énergie renouvelable. Grâce à Tiru, ce sont 316 000 habitants qui ont été chauffés et 514 000 habitants qui ont été alimentés en électricité en 2015. Tiru a ainsi permis l'économie en 2015 de 1,7 million de barils de pétrole, soit 727 000 tonnes d'émissions de CO_2 évitées.

Tiru est un acteur innovant du marché des déchets et contribue aux enjeux de la transition énergétique. Il industrialise de nouveaux procédés au cœur du développement des services énergétiques, tels que la méthanisation d'ordures ménagères et la production de biogaz, la production de combustibles solides de récupération ou encore l'alimentation en eau chaude de serres agricoles à partir de la chaleur produite sur des unités de valorisation énergétique.

En 2015, Tiru et le Syndicat mixte d'élimination et de valorisation des déchets d'Hénin-Beaumont (Symevad) ont lancé un procédé unique et innovant avec la nouvelle unité qui produit des combustibles solides de récupération et du biogaz à partir d'ordures ménagères.

1.4.6.1.4 Citelum

Filiale à 100 % du groupe EDF depuis 2014, Citelum est un des principaux acteurs en matière d'éclairage public urbain en France, en Europe et dans le monde.

Comptant environ 450 salariés en France, Citelum emploie au total près de 3 000 personnes présentes principalement en Europe (France, Italie, Espagne, Danemark…) et en Amérique (États-Unis, Mexique, Brésil, Chili…).

Citelum accompagne les villes et les industries vers un monde de lumière plus intelligent, plus économe et plus sûr. Citelum développe son expertise de l'éclairage public dans les domaines de la signalisation routière, des mises en lumière et des services urbains connectés : notamment vidéoprotection, recharge de véhicules électriques, Wi-Fi.

Le développement de Citelum en France et à l'international s'organise autour des cinq lignes d'offres prioritaires définies dans les services énergétiques par le groupe EDF. Pour être présent dans la durée et se différencier, Citelum intègre à son offre de services des solutions de financement, l'innovation comme facteur clé de compétitivité et des compétences fortes en ingénierie contractuelle.

En 2015, son savoir-faire a été notamment retenu pour l'appel d'offres lancé par la ville de Rome, dont l'objet portait sur la rénovation et la maintenance du parc de signalisation lumineuse tricolore, ainsi que sur la gestion des panneaux d'information à messages variables et des systèmes de contrôle d'accès.

1.4.6.1.5 Les autres filiales de services du groupe EDF

D'autres filiales du groupe EDF complètent l'offre de services énergétiques du Groupe, sur des domaines spécifiques, auprès des différentes catégories de clients (particuliers, professionnels, entreprises et collectivités territoriales) et couvrent un large périmètre d'activités incluant les études, la réalisation des travaux, la maintenance des équipements, le financement des investissements et l'appui à l'obtention des autorisations et subventions.

Management de l'énergie

Afin d'accompagner les clients dans la maîtrise de leurs consommations d'énergies et de fluides, le groupe EDF propose des solutions de *monitoring* et de pilotage des installations. Les filiales Netseenergy et Edelia s'inscrivent autour de cet axe stratégique.

Netseenergy

Société détenue à 100 % par EDF, Netseenergy développe historiquement une gamme de services qui permet aux clients entreprises et collectivités territoriales de suivre la performance énergétique de leur patrimoine immobilier. La société est un acteur majeur dans le domaine de la numérisation du management énergétique à travers des offres d'audits innovants (audits 100 % numériques), de suivi multifluides et multisites, d'*energy management* personnalisé.

Edelia (EDEV Téléservices)

Société détenue à 100 % par EDF, Edelia assure historiquement pour le compte d'EDF le déploiement et l'exploitation de démonstrateurs dans le cadre des systèmes électriques intelligents d'effacement diffus des clients résidentiels notamment à Lyon (Smart Electric Lyon), à Nice ou en Bretagne (avec l'expérimentation « Une Bretagne d'avance »). Edelia conçoit et développe par ailleurs une plateforme de système d'information de services pouvant concerner plusieurs millions de clients (affichage de la consommation, alertes, conseils, etc.).

Le positionnement d'Edelia est aujourd'hui celui d'une filiale captive apportant au groupe EDF une capacité d'innovation sur les sujets *smarthome* et *data* (échanges de données entre objets connectés dans la maison afin d'enrichir les services).

Mobilité électrique

Le secteur des transports est aujourd'hui très dépendant des énergies fossiles, émettrices de CO_2. L'électricité bas carbone constitue un levier pour développer une mobilité électrique plus respectueuse de l'environnement. C'est pourquoi EDF, champion de la croissance bas carbone, s'investit dans ce domaine, notamment au travers de sa filiale Sodetrel.

L'offre commerciale du Groupe comporte :

- une gamme de conseils à destination principale des collectivités territoriales et entreprises pour le positionnement et le dimensionnement des infrastructures de recharge ;
- l'installation d'infrastructures de recharge pour tous les segments de clientèle : particuliers, collectivités et entreprises, parkings et grandes surfaces ;
- la gestion et la supervision à distance des parcs de bornes de recharge ;
- le Groupe a également participé à des expérimentations d'auto-partage à Grenoble, Nice et Monaco.

Sodetrel

Société détenue à 100 % par EDF, Sodetrel met en œuvre tous les projets de mobilité électrique, aussi bien à destination des collectivités territoriales et des syndicats d'énergie que des entreprises. À ce titre, elle propose à ses clients une gamme d'offres complète, allant de la fourniture et l'installation des infrastructures de charge à l'exploitation commerciale des services associés, en passant par les outils de supervision des parcs de bornes et les solutions clés en main d'exploitation technique et de maintenance. Sodetrel, en collaboration avec ses partenaires de l'éco-mobilité, propose également des solutions de gestion de flottes de véhicules électriques.

En 2015, Sodetrel, dans le cadre d'un consortium [1], déploie un réseau de 200 bornes de charge rapides et interopérables sur autoroutes, compatibles avec tous les modèles de véhicules électriques du marché.

Citelum

Acteur du mobilier urbain, Citelum accompagne le développement de la mobilité par des prestations techniques d'installation, exploitation et maintenance (voir section 1.4.6.1.4 « Citelum »).

Génie électrique : HTMS

L'entreprise HTMS, filiale à 100 % d'EDF, prend en charge l'exploitation et la maintenance des matériels et des postes haute tension (HTA et HTB), la fourniture et le remplacement des disjoncteurs et transformateurs, le dépannage, l'assistance à maîtrise d'ouvrage et la formation. Le cœur de métier est l'optimisation des opérations de maintenance, dans le but de garantir la sécurité des exploitants, la disponibilité des installations et la pérennité des matériels et équipements.

L'entreprise réalise également des missions d'expertise et de conseil (audits d'organisation de l'exploitation, définition de politiques de maintenance et de renouvellement des matériels) et des missions de suivi de grands projets.

Son activité est organisée autour de trois agences (Lorette, Audruicq et Nantes), auxquelles sont rattachées des antennes opérationnelles (Bordeaux, Lyon et Avignon).

En 2015, HTMS a piloté et réalisé le rétrofit de 6 transformateurs de puissances pour le compte de l'aciériste Trimet sur le site de Saint-Jean-de-Maurienne. Pour ce dossier, un groupement momentané d'entreprises conjointes a été créé avec la société Transformateur Service Vénissieux avec comme mandataire HTMS. Le montant de cette opération s'élève à 4 700 milliers d'euros sur 18 mois. Il s'agit d'une union momentanée entre entreprises, qui permet de s'organiser pour réaliser un marché auquel elles n'auraient pu soumissionner si elles avaient été seules. Elles sont dites « cotraitantes ».

Chauffage : CHAM

Société détenue à 100 % par EDF, CHAM exerce son activité de maintenance des systèmes énergétiques à usage domestique auprès de l'habitat individuel, collectif privé et dans une moindre mesure social. L'entreprise et ses propres filiales sont dans une dynamique de croissance externe qui vise à étendre le maillage territorial.

1. *Ce consortium rassemble EDF, les constructeurs automobiles Renault, Nissan, BMW, Volkswagen et ParisTech. Le projet Corri-Door est financé pour moitié par la Commission européenne.*

Services financiers : Domofinance

Domofinance répond aux besoins de financement de la clientèle des particuliers et des copropriétés d'EDF souhaitant intégrer des solutions énergétiques performantes dans leurs projets de rénovation de logement. Elle assure notamment la commercialisation et le financement des « Prêts travaux bonifiés par EDF » et des prêts sur les travaux collectifs de la copropriété.

Domofinance a commercialisé plus de 51 000 prêts en 2015.

EDF consolide par mise en équivalence une participation de 45 % dans Domofinance, les 55 % restant étant détenus par BNP Paribas Personal Finance (filiale du groupe BNP Paribas).

1.4.6.2 Activités gazières

Le groupe EDF utilise en Europe plus de 20 milliards de mètres cubes de gaz, soit l'équivalent de la moitié de la consommation française. Il a développé sa stratégie gazière pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz de ses 4,3 millions de clients (dont plus d'1,2 million en France), de ses centrales de cogénération (détenues par sa filiale Dalkia en France) et de ses centrales électriques à gaz.

Le Groupe est ainsi présent sur l'ensemble de la chaîne du gaz naturel en France mais aussi en Europe, principalement au travers de ses filiales EDF Energy, Edison et EDF Luminus. Il s'appuie également sur EDF Trading pour ses opérations relatives aux interventions sur les marchés de gros, ainsi que sur Dalkia.

1.4.6.2.1 Marché final du gaz naturel

Les ventes de gaz naturel du groupe EDF à ses clients finaux en France ont atteint environ 28,6 TWh en 2015, ce qui représente une part de marché de 6 %. Au 31 décembre 2015, environ 1,2 million de clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) ont choisi EDF comme fournisseur de gaz naturel.

En Italie, au Royaume-Uni et en Belgique, les portefeuilles avals de clients sont composés respectivement de :

- en Italie : environ 521 000 comptes client, 6,03 milliards de mètres cubes de gaz (environ 63,9 TWh), soit une part de marché de 13,6 % ;
- au Royaume-Uni[1] : environ 2 millions de comptes client, 27,7 TWh, soit environ 5 % de parts de marché ;
- en Belgique : environ 589 000 comptes client, 13 TWh, soit environ 18 % de parts de marché.

1.4.6.2.2 Projets et actifs gaziers

1.4.6.2.2.1 Sources d'approvisionnement

L'approvisionnement en gaz du Groupe est réalisé principalement au travers d'un portefeuille diversifié de contrats long terme en provenance du Qatar, de Russie, de mer du Nord et d'Afrique du Nord.

Compte tenu de l'évolution des marchés européens du gaz, le Groupe continue de renégocier activement ses contrats avec ses fournisseurs afin d'en restaurer la rentabilité (voir section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur des hydrocarbures »).

1.4.6.2.2.2 Infrastructures

Gazoducs

Outre des droits de capacité de transport variés sur le réseau européen, le groupe EDF participe à travers sa filiale Edison à des projets d'infrastructures d'importation de gaz (voir section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur des hydrocarbures »).

Terminaux de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL)

EDF, au travers de sa filiale Dunkerque LNG (détenue à hauteur de 65 % par EDF, 25 % par Fluxys et 10 % par Total), a entamé en 2012 la construction d'un terminal méthanier d'une capacité de 13 milliards de mètres cubes par an sur le territoire du Grand Port maritime de Dunkerque, avec une mise en service prévue en 2016. Le terminal est pourvu de trois cuves de stockage de GNL de 190 000 mètres cubes chacune, fournissant une plus grande flexibilité au réseau pour alimenter les centrales électriques au gaz utilisées en périodes de pointe. Cet ouvrage, qui présente la particularité unique d'être raccordé à deux marchés, la France et la Belgique, est un atout majeur pour la sécurisation et la diversification des approvisionnements gaziers européens. Sur le plan environnemental, EDF a opté pour un réchauffement du gaz naturel liquéfié sans production de CO_2, en utilisant une partie des eaux tièdes rejetées par la centrale nucléaire de Gravelines. EDF disposera de 8 milliards de mètres cubes de regazéification.

En Italie, Edison détient 7,3 % du capital d'Adriatic LNG Terminal, la société opératrice du terminal *offshore* de Rovigo, et 80 % de la capacité de regazéification, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an (voir section 1.4.5.2 « Italie »).

Le Groupe dispose également de capacités de regazéification dans le terminal de Zeebrugge (Belgique).

Stockage

En Allemagne, le groupe EDF détient un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel. Les installations de surface sont exploitées en joint-venture à 50/50 avec EnBW. EDF dispose d'un volume utile en cavités salines d'environ 190 millions de mètres cubes.

Concernant les activités de stockage du Groupe en Italie et au Royaume-Uni, voir respectivement les sections 1.4.5.2.3.4 « Activités régulées » et 1.4.5.1.2.3 « Production thermique et stockage gaz ».

Le Groupe dispose par ailleurs de droits de stockage aux Pays-Bas, en Belgique et en France.

1.4.6.2.2.3 Exploration et production (E&P)

Le Groupe développe des activités amont dans l'exploration et la production d'hydrocarbures, à travers Edison (voir section 1.4.5.2 « Italie »). Les réserves prouvées s'élèvent à 42 milliards de mètres cubes de gaz équivalents, avec 2,7 milliards de mètres cubes produits en 2015.

1.4.6.3 Optimisation et trading : EDF Trading

EDF Trading est l'interface entre le groupe EDF et les marchés de gros de l'énergie, fournissant des services d'optimisation et de gestion des risques, ainsi que l'accès à de nouveaux marchés et régions. EDF Trading fournit également des services marchands à des tiers. L'entreprise est active sur le marché de gros de l'électricité, du gaz naturel, du GNL et du GPL, ainsi que du charbon, du fret et des produits environnementaux. EDF Trading s'occupe également d'activités dédiées de vente au détail destinées aux utilisateurs finaux en Amérique du Nord. EDF Trading est l'un des plus importants opérateurs sur le marché de gros de l'énergie en Europe et l'un des plus gros distributeurs de gaz et d'électricité en Amérique du Nord. L'entreprise est également l'un des principaux prestataires indépendants de services de gestion de l'énergie auprès des sociétés de production d'électricité et des revendeurs aux États-Unis, ainsi que l'un des dix premiers fournisseurs détaillants à destination de grands comptes commerciaux et industriels en Amérique du Nord à travers sa filiale EDF Energy Services.

EDF Trading possède des bureaux en Europe, en Asie et en Amérique du Nord. Son siège social est situé à Londres. La société emploie 988 salariés et est régulée par L'autorité des marchés financiers du Royaume-Uni, la *Financial Conduct Authority*.

1. *Hors Irlande du Nord.*

Marché européen de l'électricité

EDF Trading est un acteur prépondérant sur le marché de gros de l'électricité en Europe et fournit une gamme complète de services de gestion des risques aux exploitants des actifs du groupe EDF en Europe ainsi qu'aux tierces parties. L'entreprise dispose d'un rayonnement géographique important et d'un volume d'activité la rendant capable de s'adapter rapidement aux évolutions du marché et de développer de nouvelles activités si nécessaire. En 2015, EDF Trading a lancé ses activités de négoce *intraday* et a accru les flux de transaction avec les autres entités du groupe EDF. L'entreprise a également renforcé sa présence géographique par le lancement d'activités en Roumanie et est devenue teneur de marché pour les contrats à terme espagnols.

Marché européen du gaz

EDF Trading est également l'un des principaux acteurs sur le marché de gros du gaz en Europe. La société gère les actifs physiques gaziers des entités du groupe EDF, notamment la production, les droits de transmission, les contrats d'approvisionnement à long terme ainsi que la regazéification et le stockage. Cela permet à EDF Trading de fournir un appui au groupe EDF et aux clients tiers en offrant des solutions complètes sur le marché de gros du gaz. EDF Trading collabore avec les entités du Groupe afin d'optimiser leurs actifs à court terme. En 2015, EDF Trading a continué à gérer le portefeuille gazier du Groupe et a signé des accords avec les plus importants clients industriels et commerciaux d'EDF. En amont, EDF Trading a poursuivi le développement des produits de marché de gros destinés à un nombre croissant de clients tiers.

Marchés nord-américains de l'électricité et du gaz

EDF Trading est leader sur les marchés de gros de l'électricité en Amérique du Nord, où elle jouit d'une vaste présence géographique. L'entreprise est aussi l'un des principaux distributeurs de gaz. EDF Trading sous-traite ou gère un stock de gaz naturel d'environ 4,2 milliards de mètres cubes (15 bcf) et un transport quotidien par gazoduc d'environ 400 millions de mètres cubes (1,5 bcf). La société dispose d'un portefeuille d'actifs comprenant des contrats à long terme d'électricité et de gaz, des centrales hydrauliques virtuelles, des contrats d'achats aux États-Unis, des installations de stockage de gaz et des contrats de transport de gaz. En 2015, EDF Trading a élargi sa présence jusqu'à la frontière mexicaine et étudie actuellement des opportunités au Mexique. EDF Trading collabore avec EDF Renewable Energy dans le cadre d'un contrat lié au gaz naturel en Pennsylvanie et a effectué sa première opération de fourniture d'électricité avec l'autorité publique de distribution d'électricité du Vermont *(Vermont Public Power Supply Authority).* EDF Trading est aussi l'un des premiers négociants de droits financiers de transmission (*Financial Transmission Rights* – FTR) en Amérique du Nord.

Produits environnementaux

EDF Trading est présente sur les marchés du carbone, de l'énergie verte et des dérivés climatiques en Europe, en Amérique du Nord et en Chine. L'entreprise négocie également une large gamme de produits environnementaux et est l'un des plus importants négociants de certificats d'énergie renouvelable aux États-Unis. En 2015, EDF Trading a exécuté la première transaction dans le cadre du contrat à terme lancé récemment par Nasdaq pour l'éolien allemand.

Gaz naturel liquéfié (GNL) et gaz de pétrole liquéfié (GPL)

EDF Trading propose une gamme complète de services liés au GNL, dont l'approvisionnement et la livraison, ainsi que l'attribution aux réseaux adéquats. En 2015, EDF Trading a signé un accord de long terme d'optimisation et d'approvisionnement en GNL avec la compagnie nationale coréenne de gaz naturel KOGAS et cherche à étendre cet accord à d'autres clients asiatiques. EDF Trading a également remporté un appel d'offres gazier en Égypte et a collaboré avec EDF sur ses initiatives marketing en amont de la mise en service du terminal méthanier d'EDF à Dunkerque. EDF Trading poursuit le développement de ses activités de négoce GPL et a effectué sa première livraison physique en janvier 2016.

Commerce de charbon et de fret

EDF Trading mène des activités pleinement intégrées de négoce de charbon et de fret, en s'appuyant sur de nombreuses sources d'approvisionnement dans le monde entier. En 2015, EDF Trading a conclu un contrat d'approvisionnement à long terme avec Drummond et a établi une nouvelle coentreprise à Singapour avec les deux plus importants fournisseurs d'électricité japonais, Chubu et Tepco, afin d'optimiser leur processus d'achat de charbon, ce qui a permis de doubler ses volumes d'exportation de charbon vers le Japon.

EDF Energy Services

EDF Energy Services représente l'activité d'EDF Trading consacrée aux grands comptes commerciaux et industriels (C&I) de vente au détail qui opèrent sur les marchés nord-américains de l'électricité, du gaz et des produits environnementaux. L'entreprise est également le principal fournisseur de gestion d'actifs pour les producteurs d'électricité aux États-Unis, avec environ 25 000 MW de moyens de production sous gestion, ce qui représente plus de 60 centrales électriques gérées et exploitées pour le compte de ses clients. Nombre de ces grands clients sont européens ou également présents en Europe, ce qui permet à EDF Trading de les accompagner sur les différents marchés où ils sont présents. En 2015, EDF Energy Services a élargi sa présence C&I sur les marchés de détail de l'électricité au New Jersey, au Delaware et dans le Maryland, et figure maintenant en huitième position sur la liste DNV GL (fusion de Det Norske Veritas et Germanischer Lloyd) des principaux fournisseurs C&I d'énergie au détail. L'entreprise a ajouté plus de 3 000 MW à son portefeuille d'actifs énergétiques (EMA – *Energy Management Agreement*) en 2015, ce qui inclut des centrales électriques en Louisiane, au Mississippi et en Alabama. EDF Energy Services a également collaboré étroitement avec les activités C&I d'EDF en Europe et a développé des services pour d'importants clients internationaux.

1.4.6.4 Électricité de Strasbourg (ÉS)

Le groupe ÉS est un énergéticien régional multi-énergies centré sur trois activités : distribution d'électricité, commercialisation de gaz et d'électricité, et enfin services énergétiques et énergies renouvelables. Cet équilibre permet au groupe ÉS d'accompagner au mieux ses clients dans la transition énergétique.

Le groupe ÉS est détenu à hauteur de 88,64 % par EDF, le solde des actions étant détenu par le public et les salariés. Ses actions sont admises aux négociations sur NYSE Euronext Paris.

1.4.6.4.1 Distribution

ÉS Réseaux (ESR) exerce au sein de la société Électricité de Strasbourg SA les activités de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité. ESR exploite, entretient, développe et renouvelle un réseau électrique de plus de 14 000 kilomètres dans les 409 communes alsaciennes qui ont concédé leur réseau de distribution d'électricité à Électricité de Strasbourg, les contrats de ces concessions ayant été renouvelés entre 1993 et 2001 pour une durée de 40 ans. Le territoire desservi couvre les trois quarts du département du Bas-Rhin et compte plus de 500 000 points de livraison en Basse, Moyenne et Haute Tension, ainsi que des connexions avec le réseau d'ERDF et deux autres gestionnaires de réseaux en aval.

ESR effectue également des prestations au profit d'entreprises et des Entreprises Locales de Distribution (ELD) d'Alsace.

Afin de se conformer aux évolutions récentes du Code de l'énergie, Électricité de Strasbourg a engagé un processus de filialisation de son activité de distribution.

1.4.6.4.2 Commercialisation

ÉS Énergies Strasbourg est la filiale de commercialisation du groupe ÉS.

ÉS Énergies Strasbourg fournit en énergies près de 500 000 clients en électricité (y compris renouvelable) et 110 000 en gaz, aussi bien particuliers que professionnels (tertiaire et industrie) ou collectivités.

En complément de la fourniture d'électricité et de gaz, ÉS Énergies Strasbourg propose à ses clients des services associés, tels que le dépannage électricité, gaz ou plomberie. Par ailleurs, ÉS Énergies Strasbourg a poursuivi, pour ses clients particuliers, la mise en œuvre de services d'accompagnement sur la rénovation et la construction.

Dans la perspective de la suppression au 1er janvier 2016 des tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour les clients gaz professionnels consommant plus de 30 MWh par an, mais aussi d'électricité pour les clients dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, ÉS Énergies a proposé des offres de marché à ses clients et conforté son positionnement de premier fournisseur d'électricité et de gaz du Bas-Rhin.

1.4.6.4.3 Services énergétiques et énergies renouvelables

Écotral

Écotral est le vecteur principal du groupe ÉS dans les services énergétiques. Ses activités portent sur la conception, l'ingénierie, les travaux, l'exploitation et la maintenance, principalement dans la rénovation de bâtiments basse consommation, les domaines électriques et thermiques, les réseaux de chaleur et les énergies renouvelables.

Suite à l'acquisition de Dalkia par le groupe EDF en 2014, ce dernier a cherché à conforter son développement dans les services énergétiques dans le Bas-Rhin, en réunissant les forces et les compétences du groupe ÉS, énergéticien local ancré sur son territoire, et du groupe Dalkia.

Ainsi, au 1er janvier 2016, Écotral est devenu ÉS Services Énergétiques, filiale détenue à parité par ÉS et Dalkia, et a ainsi intégré les activités bas-rhinoises de Dalkia.

Géothermie profonde

Le groupe ÉS est un des principaux acteurs de la géothermie profonde en France. Il détient une participation à hauteur de 40 % dans le projet ECOGI (Exploitation de la chaleur d'origine géothermique pour l'industrie), fruit d'un partenariat avec la société Roquette Frères et la Caisse des Dépôts, avec le soutien de l'ADEME, de la Région Alsace et de SAF-Environnement, qui porte le projet de construction d'une centrale de production d'eau surchauffée (24 MW thermique) à partir d'une ressource géothermale située à plus de 2 500 mètres de profondeur. Outre les projets en cours d'étude, le groupe ÉS a également engagé avec son partenaire EnBW la transformation du site de recherche en géothermie profonde de Soultz-sous-Forêts en installation industrielle, avec une mise en service prévue au printemps 2016, tout comme ECOGI.

Biomasse

Dans le domaine de la biomasse, le groupe ÉS a engagé, au travers de sa participation majoritaire dans la société ÉS Biomasse, le financement, la construction et l'exploitation d'une centrale de cogénération biomasse. La centrale produira, à compter de fin 2016, 70 GWh d'électricité par an et 80 GWh de chaleur qui permettront d'alimenter l'un des trois principaux réseaux de chaleur de la ville de Strasbourg.

1.4.6.5 Autres participations

1.4.6.5.1 EDF Trading Logistics

Avec un volume d'approvisionnement en fioul d'environ 1,1 million de tonnes et 1,4 million de tonnes de charbon livrées en 2015, EDF Trading Logistics représente l'agent d'EDF pour les achats de fioul, et organise les opérations logistiques d'approvisionnement en fioul et en charbon de l'ensemble des centrales thermiques du groupe EDF en métropole, en Corse et dans les DOM. EDF Trading Logistics est également commissionnaire de transport de charbon pour plusieurs grands industriels (cimentiers, chauffagistes, etc.) en étroite collaboration avec EDF Trading, et contrôle les terminaux charbonniers des ports du Havre et de Saint-Nazaire.

EDF Trading Logistics apporte par ailleurs son expertise à EDF dans la mise en place des processus portant sur la maîtrise des risques liés à l'activité de transport du fioul (matières dangereuses), périmètre qui a fait l'objet d'une certification ISO 14001, et dans la gestion des situations de crise environnementale liées à cette activité.

1.4.6.5.2 Autres

Le fonds d'investissement immobilier non exclusif créé fin 2014 à l'initiative d'EDF Invest et d'Amundi a poursuivi son développement en 2015, avec notamment un nouvel investissement immobilier en Allemagne.

Enfin, outre des participations dans des ELD (SMEG, Enercal, Électricité de Mayotte, EDSB), le groupe EDF détient des filiales et participations à vocation industrielle. Ces sociétés contribuent, dans leur domaine d'activités spécifique (production, combustible, ingénierie) aux missions du Groupe, et plus particulièrement à celles de sa production et ingénierie : assurer la performance à court et moyen termes du portefeuille d'actifs de production d'EDF en France.

Ces sociétés sont notamment Cofiva, *holding* du groupe EDF spécialisée dans l'ingénierie, SAE, spécialisée dans les opérations de transport et de négoce de combustibles pour le compte du groupe EDF, SHEMA, spécialisée dans la production d'hydroélectricité par petites centrales ou encore SOCODEI, filiale à 100 % d'EDF, spécialisée dans le traitement et le conditionnement des déchets faiblement et moyennement radioactifs.

1.5 Environnement législatif et réglementaire

Les entités du groupe EDF sont soumises à une grande diversité de réglementations dans le cadre de leurs activités. EDF est en particulier assujetti à la législation communautaire applicable aux marchés de l'électricité et du gaz, transposée en droit français, ainsi qu'aux réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, d'hygiène et de sécurité.

Les dispositions législatives ou réglementaires mentionnées ci-dessous n'ont pas vocation à fournir une description exhaustive de l'ensemble des dispositions législatives et réglementaires applicables au groupe EDF.

1.5.1 EDF ENTREPRISE PUBLIQUE

Au 31 décembre 2015, l'État détenait 84,94 % du capital social et 85,04 % des droits de vote d'EDF et doit, en application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital.

En tant qu'entreprise détenue majoritairement par l'État, EDF est soumis aux dispositions de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique et à son décret d'application n° 2014-949 du même jour.

L'Agence des participations de l'État (APE), créée par le décret n° 2004-963 du 9 septembre 2004, exerce la mission de l'État en sa qualité d'actionnaire de la Société et, à ce titre, propose et met en œuvre les décisions et orientations de l'État, en liaison avec les ministères concernés.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumis à certaines procédures de contrôle par l'État, notamment au travers d'une mission de contrôle économique et financier, en application du décret n° 55-733 du 26 mai 1955 relatif au contrôle économique et financier de l'État et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'État sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

EDF est également soumis aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les Commissaires aux comptes, les comptes et la gestion de la Société et, le cas échéant, ceux de ses filiales majoritaires directes relèvent du contrôle de la Cour des comptes, conformément aux articles L. 111-4, L. 133-1 et L. 133-2 du Code des juridictions financières.

En outre, le décret-loi du 30 octobre 1935 permet au Ministre chargé de l'économie de soumettre EDF aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Enfin, la cession d'actions EDF par l'État, ou la dilution de la participation de l'État dans le capital d'EDF, est soumise à une procédure particulière en vertu de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique, celle-ci ayant notamment simplifié le régime précédent qui résultait des lois dites « de privatisation » n°s 86-793 du 2 juillet 1986, 86-912 du 6 août 1986 et 93-923 du 19 juillet 1993.

1.5.2 SERVICE PUBLIC EN FRANCE

Définition légale du service public en France

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie définissent les contours du service public de l'électricité (voir section 1.5.3.2 « Législation française : Code de l'énergie » ci-dessous pour une description de cette réglementation).

Missions de service public

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie précisent que le service public de l'électricité a notamment pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général, de développer et d'exploiter les réseaux publics d'électricité et d'assurer la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente et au tarif de première nécessité.

Mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, définie à l'article L. 121-3 du Code de l'énergie, a pour objet la réalisation des objectifs définis dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), que la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a substituée à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI). Fixée par décret, la PPE établit les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental. Elle doit être compatible avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés dans le budget carbone et la stratégie bas carbone, définis par le décret n° 2015-1491 du 18 novembre 2015, en application de la loi précitée du 17 août 2015.

La PPE contient des volets relatifs (i) à la sécurité d'approvisionnement, (ii) à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la baisse de la consommation d'énergie primaire, en particulier fossile, (iii) au développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération, (iv) au développement équilibré des réseaux, du stockage, de la transformation des énergies et du pilotage de la demande d'énergie, (v) à la préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie, en particulier pour les entreprises exposées à la concurrence internationale, et (vi) à l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et à l'adaptation des formations à ces besoins.

Elle définit les objectifs quantitatifs de la programmation et l'enveloppe maximale indicative des ressources publiques de l'État et de ses établissements publics mobilisés pour les atteindre. Cette enveloppe est fixée en engagements et en réalisations. Elle peut être répartie par objectif et par filière industrielle.

La première PPE doit couvrir une première période de 3 ans (2016-2018), puis une seconde de 5 ans (2019-2023). Les PPE suivantes seront établies sur deux périodes successives de 5 ans.

Les premières orientations et actions 2016-2023 contenues dans la PPE ont été présentées et soumises à consultation le 19 novembre 2015, lors du second Comité de suivi de la PPE. L'approbation de la PPE par décret et sa présentation au Parlement devraient intervenir dans le courant de l'année 2016.

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité consiste également à garantir l'approvisionnement des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental (Corse, départements et collectivités territoriales d'outre-mer) et quelques îles bretonnes.

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation de cette mission.

Mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution

La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, définie à l'article L. 121-4 du Code de l'énergie, consiste à assurer :

- la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, l'interconnexion avec les pays voisins ; et
- le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Ce sont les gestionnaires de réseaux publics désignés par la loi qui sont en charge de cette mission : RTE pour le transport, ERDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) pour la distribution, EDF dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Mission de fourniture d'électricité

La mission de service public de fourniture d'électricité, définie à l'article L. 121-5 du Code de l'énergie, consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Cette mission a été confiée, par la loi, à EDF et aux ELD.

Les conditions dans lesquelles les clients peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité sont définies aux articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie.

La mission de fourniture d'électricité consiste également en la mise en œuvre de la tarification spéciale dite « produit de première nécessité » (TPN). Cette mission de service public est assignée à l'ensemble des fournisseurs d'électricité. La Loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit le remplacement progressif du TPN par le « chèque énergie ». Celui-ci constitue un titre spécial de paiement permettant aux ménages connaissant des difficultés financières de couvrir une partie de leurs dépenses de consommation d'énergie (électricité, gaz, fioul…) ou de leurs dépenses visant à améliorer la performance énergétique de leur logement. Le dispositif du chèque sera d'abord expérimenté puis généralisé au plus tard le 1er janvier 2018, selon des modalités qui doivent être fixées par décret.

La mission de fourniture d'électricité consiste en outre à assurer la fourniture d'électricité de secours aux clients raccordés aux réseaux publics. Les fournisseurs de secours sont désignés par l'autorité administrative à l'issue d'un ou plusieurs appels d'offres. Les textes d'application n'ayant pas encore été adoptés à la date du présent document de référence, cette disposition n'est toujours pas en vigueur.

Cohésion sociale

L'article L. 121-5 du Code de l'énergie prévoit que la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés contribue à la cohésion sociale, notamment au travers de la péréquation nationale des tarifs.

L'article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles interdit aux fournisseurs d'électricité de procéder, pour les résidences principales et pendant la période hivernale (du 1er novembre au 31 mars) à l'interruption de la fourniture d'électricité aux personnes ou familles pour non-paiement des factures, y compris par résiliation de contrat. Les fournisseurs d'électricité peuvent, néanmoins, dans certains cas, procéder à une réduction de puissance, sauf à l'égard des clients bénéficiant du TPN ou du « chèque énergie ».

En sa qualité de fournisseur d'électricité, EDF est tenu au maintien de la fourniture d'électricité dans les conditions fixées par cet article et le décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau pris pour son application tel que modifié par le décret n° 2014-274 du 27 février 2014.

Le Contrat de service public

Un Contrat de service public a été conclu le 24 octobre 2005 entre l'État et EDF en application de l'article L. 121-46 du Code de l'énergie. Ce contrat, qui décline les engagements pris par EDF et par l'État et précise les modalités de compensation financière des engagements de service, demeure en vigueur dans l'attente de la signature d'un nouveau contrat, conformément à ses propres stipulations.

Engagements d'EDF (hors gestionnaires de réseaux)

Les engagements incombant à EDF en matière de service public concernent :

- l'accès au service public de l'électricité et la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix de rester aux tarifs réglementés ;
- la production et la commercialisation. Ces domaines comprennent la mise en œuvre de la politique énergétique et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE, relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

Engagements des gestionnaires de réseau

Au travers du Contrat de service public, les gestionnaires de réseau ERDF et RTE ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE).

Ces engagements concernent en particulier la sécurisation des réseaux, la qualité d'alimentation, la sécurité des tiers et la préservation de l'environnement, quatre domaines où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

Des services au plus près des besoins

Le 28 septembre 2010, l'État et EDF, ainsi que huit autres grands opérateurs de service public, ont signé un accord de partenariat « + de services au public » visant à développer l'accès à un ensemble d'offres de services à destination des populations rurales en France (renseignements sur le règlement d'une facture, informations, achat d'un titre de transport, etc.).

Accueil physique, points d'accès à Internet, les moyens mis à disposition des usagers sont multiples dans le cadre de lieux mutualisés tels que les Points information médiation multiservices (PIMMS), les Relais de services publics (RSP) et autres structures telles que les mairies. À l'issue de la phase expérimentale, qui a donné lieu à un déploiement dans 22 départements, en juillet 2013, le Comité interministériel pour la modernisation de l'action publique (CIMAP) a décidé de généraliser cette démarche à l'ensemble du territoire.

1.5.3 LÉGISLATION RELATIVE AU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

1.5.3.1 Législation européenne

Trois Directives européennes, qui fondent l'organisation actuelle du marché de l'électricité en France, ont été successivement adoptées afin d'établir des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité. La Directive n° 96/92/CE du 19 décembre 1996 a posé les bases de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence.

La Directive n° 2003/54/CE du 26 juin 2003 en a repris les grands principes tout en franchissant une étape supplémentaire sur la voie de l'ouverture du marché en élargissant progressivement l'éligibilité à l'ensemble des clients.

La Directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009, dite « Troisième Directive », a été adoptée dans le cadre du troisième « Paquet Énergie ». Ce texte renforce principalement les garanties d'indépendance des gestionnaires des réseaux de transport et accroît les pouvoirs des autorités de régulation nationales. Ces dispositions sont aujourd'hui transposées dans le Code de l'énergie.

Par ailleurs, les règles régissant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité sont définies aujourd'hui par le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, qui constitue l'un des textes du troisième Paquet Énergie. Ce règlement prévoit notamment un mécanisme de compensation entre les gestionnaires de réseaux de transport pour les coûts générés par l'accueil de flux d'électricité transfrontaliers sur leurs réseaux, cette compensation étant payée par les gestionnaires de réseaux nationaux de transport d'où les flux transfrontaliers sont originaires et où ces flux aboutissent.

Enfin, la Directive n° 2005/89/CE « Sécurité d'approvisionnement », adoptée le 18 janvier 2006, a pour objectif de mieux définir les responsabilités des différents acteurs, de veiller au respect de normes minimales d'exploitation, de préserver l'équilibre entre l'offre et la demande et, enfin, d'orienter les investissements vers les réseaux. Les objectifs de cette Directive ont été pris en compte dans différents textes législatifs et réglementaires.

L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie

Le règlement n° 713/2009/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 institue l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). L'ACER participe à l'élaboration des codes de réseau dans le domaine de l'électricité et du gaz et peut prendre des décisions concernant les infrastructures transfrontalières (à ce sujet, voir également section 1.5.6.2.5 « Réglementation applicable à la production d'énergies renouvelables »).

1.5.3.2 Législation française : Code de l'énergie

Les différentes législations relatives au droit de l'énergie [1] ont été codifiées par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 au sein d'un Code de l'énergie à l'exception des dispositions relatives à l'énergie nucléaire, qui ont été codifiées dans le Code de l'environnement en application de l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012. En outre, le décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 a procédé à la codification de la partie réglementaire du Code de l'énergie. Une centaine de décrets relatifs au droit de l'énergie sont abrogés en conséquence.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a modifié de nombreuses dispositions du Code de l'énergie et notamment les objectifs de la politique énergétique, qui portent désormais sur l'émergence d'une économie compétitive et riche en emplois grâce à la mobilisation de toutes les filières industrielles (notamment celles de la croissance verte), la sécurité d'approvisionnement et la réduction de la dépendance aux importations, un prix de l'énergie compétitif et attractif, la préservation de la santé humaine et de l'environnement, la cohésion sociale et territoriale, la lutte contre la précarité énergétique ainsi que la contribution à la mise en place d'une Union européenne de l'énergie.

Installations de production

Sous réserve d'une autorisation délivrée en application de l'article L. 311-5 du Code de l'énergie au-delà d'un seuil de puissance déterminé par décret, toute personne peut exploiter une installation de production d'électricité. Les compétences des collectivités locales en matière de production sont précisées aux articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du Code général des collectivités territoriales et à l'article 88 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement.

Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH)

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), prévu aux articles L. 336-1 et suivants du Code de l'énergie, est mis en œuvre depuis le 1er juillet 2011. Sur ce point, voir la section 1.4.3.3 (« Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) »).

Choix du fournisseur d'électricité

Depuis le 1er juillet 2007, tous les clients sans exception sont éligibles, c'est-à-dire qu'ils peuvent librement conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de leur choix installé sur le territoire de l'Union européenne ou sur le territoire d'un État partie à un accord international avec la France (article L. 331-1 du Code de l'énergie).

Les clients peuvent faire le choix de bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les conditions prévues par les articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie. Il résulte de ces dispositions que :

- les consommateurs finals domestiques et non domestiques souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA bénéficient à leur demande des tarifs réglementés de vente ; il en est de même de l'ensemble des clients des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental ;
- les consommateurs finals domestiques et non domestiques souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA qui n'avaient pas exercé leur éligibilité au 7 décembre 2010 ont pu, jusqu'au 31 décembre 2015, bénéficier des tarifs réglementés de vente. Depuis le 1er janvier 2016, ces consommateurs n'en bénéficient plus. L'article 25 de la loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation a prévu une période transitoire de six mois, pendant laquelle les clients qui n'auront pas souscrit avant le 31 décembre 2015 un nouveau contrat auprès du fournisseur de leur choix pourront, afin de garantir la continuité de leur fourniture d'électricité, continuer à bénéficier d'un contrat avec EDF [2] pendant une période transitoire maximale de six mois, à l'issue de laquelle la fourniture ne sera plus assurée. Les clients pourront résilier ce contrat à tout moment sans indemnité. EDF [1] a l'obligation de rappeler aux clients concernés, par courrier, l'échéance du contrat transitoire trois mois et un mois avant son terme. L'ordonnance n° 2016-129 du 10 février 2016 institue, à compter du 1er juillet 2016, un dispositif assurant la continuité de fourniture en gaz et en électricité pour les clients qui n'auraient toujours pas souscrit une offre de marché au 30 juin 2016. L'appel d'offres de ce contrat post-offre transitoire va être lancé par la CRE courant mars.

L'article L. 111-84 du Code de l'énergie impose la tenue d'une comptabilité interne permettant de distinguer la fourniture aux clients ayant exercé leur éligibilité et la fourniture aux clients aux tarifs réglementés. L'État et la CRE ont un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité.

1. *Loi du 15 juin 1906, loi n° 46-628 du 8 avril 1946, loi n° 2000-108 du 10 février 2000, loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, loi n° 2004-803 du 9 août 2004, loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010.*
2. *Ou leur Entreprise Locale de Distribution.*

Accès des tiers aux réseaux

L'article L. 111-91 du Code de l'énergie prévoit que les gestionnaires de réseaux doivent garantir un accès aux réseaux publics de transport et de distribution pour :

- assurer les missions de service public relatives à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente d'électricité et à la tarification spéciale de première nécessité ;
- assurer l'exécution des contrats d'achat d'électricité ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur installé sur le territoire national.

Les différends relatifs à l'accès des tiers aux réseaux relèvent du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE.

Les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) visés aux articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie et actuellement en vigueur ont été fixés par la délibération de la CRE du 3 avril 2013, publiée au *Journal officiel* du 30 juin 2013, en ce qui concerne le transport (TURPE 4 HTB) et par la délibération de la CRE du 12 décembre 2013, publiée au *Journal officiel* du 20 décembre 2013, en ce qui concerne la distribution (TURPE 4 HTA/BT).

Pour plus de détails sur les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et distribution, se reporter à la section 1.4.4.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) »).

Mécanismes de soutien à certaines filières de production

EDF est soumis à des obligations d'achat qui se traduisent par la conclusion de contrats avec les exploitants d'installations. Le dispositif de l'obligation d'achat, créé par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, se trouve modifié par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, qui en précise certains contours et crée une nouvelle forme de soutien en la forme d'un complément de rémunération. Le mécanisme de soutien à certaines filières de production résultant de la loi précitée du 17 août 2015 comporte désormais trois dispositifs distincts.

En premier lieu, le régime de l'obligation d'achat issu des articles L. 314-1 et suivants du Code de l'énergie. Ces articles prévoient qu'EDF (au même titre que les ELD chargées de la fourniture dans leur zone de desserte) est tenu de conclure, à la demande des producteurs, des contrats pour l'achat d'électricité produite par des filières technologiques dont les pouvoirs publics souhaitent soutenir le développement, soit parce qu'elles exploitent des sources d'énergies renouvelables, soit parce qu'elles présentent une efficacité énergétique particulière (cogénération).

L'article R. 314-6 du Code de l'énergie prévoit que le producteur bénéficiant de l'obligation d'achat doit céder la totalité de sa production à EDF dans le cadre de contrats conclus sur la base de modèles indicatifs approuvés par le Ministre chargé de l'énergie. Les conditions d'achat, et notamment les tarifs d'achat de l'électricité, sont déterminées par arrêté des Ministres en charge de l'Énergie et de l'Économie.

En second lieu, le régime du complément de rémunération, institué par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, est régi par les articles L. 314-18 et suivants du Code de l'énergie. Le complément de rémunération est une prime versée aux producteurs en complément des revenus que ceux-ci tirent de la vente sur le marché de l'électricité qu'ils produisent, ainsi que de la cession de leurs garanties de capacité. À ce titre, EDF sera tenu de conclure un contrat de complément de rémunération avec les producteurs éligibles qui en feront la demande et avec certains producteurs bénéficiant actuellement de l'obligation d'achat et qui souhaiteraient bénéficier d'un contrat de complément de rémunération pour la durée restant à courir de leur contrat d'achat initial.

Le complément de rémunération, dont les textes d'application seront publiés dans le courant de l'année 2016, a vocation à se substituer partiellement au dispositif de l'obligation d'achat pour certaines installations.

Enfin, la procédure d'appel d'offres qui, en application des articles L. 311-10 et suivants du Code de l'énergie, peut être initiée par le Ministre chargé de l'énergie lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie. EDF est tenu de conclure hors zones de desserte ELD ensuite avec le ou les candidats retenus un contrat d'achat d'électricité ou un contrat offrant un complément de rémunération (il s'agit d'un protocole dans l'hypothèse où c'est EDF « producteur » qui est lui-même retenu).

Les charges découlent, pour EDF et pour les ELD, des contrats conclus au titre de l'obligation d'achat et du complément de rémunération sont compensées par l'État et financées notamment par une contribution perçue sur les consommateurs finals d'électricité, la Contribution aux Charges du Service Public de l'Électricité (CSPE).

Mécanisme de compensation des surcoûts de service public

La Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)

L'article L. 121-6 du Code de l'énergie pose le principe d'une compensation intégrale par l'État des charges imputables aux missions de service public de production et de fourniture assignées à EDF et aux ELD.

En matière de production d'électricité, les charges définies à l'article L. 121-7 du Code de l'énergie comprennent :

- les surcoûts résultant, d'une part, des contrats d'achat d'électricité conclus par EDF et les ELD à la suite des procédures d'appels d'offres (articles L. 311-10 et suivants du Code de l'énergie) et des contrats d'obligation d'achat passés dans le cadre des articles L. 314-1 et suivants du Code de l'énergie, ainsi que, d'autre part, des contrats de complément de rémunération conclus en application des articles L. 314-18 et suivants du Code de l'énergie ;
- dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental :
  - les surcoûts de production qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente, les coûts des ouvrages de stockage gérés par le gestionnaire du système électrique, dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter,
  - les surcoûts d'achat d'électricité (hors ceux, précités, liés à l'obligation d'achat) qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente, dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter,
  - les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité au titre d'actions de maîtrise de la demande d'énergie, diminués des recettes éventuellement perçues grâce à ces actions, dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ;
- les coûts d'études supportés par un producteur ou un fournisseur en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

En ce qui concerne la fourniture d'électricité, les charges définies à l'article L. 121-8 du Code de l'énergie comprennent :

- les pertes de recettes et les surcoûts supportés par les fournisseurs du fait de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité » (TPN) ;
- les coûts supportés par les fournisseurs en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité (dans la limite d'un pourcentage, fixé par arrêté, de la charge supportée par le fournisseur au titre du TPN pour l'année considérée).

Enfin, conformément à la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre (dite « loi Brottes »), qui a

notamment complété l'article L. 121-10 du Code de l'énergie, la CSPE a pour objet de financer la prime due aux opérateurs d'effacement en application des articles L. 123-1 et L. 271-1 du même Code.

Le dispositif de compensation des charges de service public, régi par les articles L. 121-9 et suivants du Code de l'énergie, a fait l'objet d'une réforme dans le cadre de la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015, visant à sécuriser le financement des charges de service public de l'électricité.

La compensation des charges de service public de l'électricité sera désormais financée par les recettes de la Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (la TICFE), renommée « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE). La CSPE sera perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité ou directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le montant de CSPE est fixé à 22,50 €/MWh à compter du 1er janvier 2016 (soit le taux qui aurait été établi pour la CSPE en l'absence de réforme de celle-ci). Par exception, pour les entreprises électro-intensives et hyper-électro-intensives et les entreprises de transport, des tarifs réduits compris entre 0,5 €/MWh et 7,5 €/MWh sont prévus.

Le financement des charges de service public de l'électricité (et de gaz) est désormais assuré entièrement par le budget de l'État de la façon suivante :

- Les charges liées à la transition énergétique, qui correspondent aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation supporté par EDF, sont inscrites en dépenses d'un compte d'affectation spéciale (CAS) « transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. En recettes de ce CAS est affectée la majeure partie de la CSPE, ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE), de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) et de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les cokes (TICC).
- Les autres charges de service public (précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie, etc.) sont inscrites directement au budget général.

Le décret n° 2016-158 du 18 février 2016 précise les modalités de détermination des charges imputables aux missions de service public de l'énergie, la procédure de détermination du montant des charges à compenser par opérateur, ainsi que les opérations de versement des compensations aux opérateurs qui supportent des charges.

La CRE constate, chaque année, le montant des charges imputables au titre de l'année précédente aux missions de service public de l'énergie incombant aux opérateurs, évalue, pour l'année suivante, le montant prévisionnel de ces mêmes charges et met à jour sa prévision de charges pour l'année en cours. Elle distingue dans ce cadre le montant des charges relevant du CAS « transition énergétique ».

La CRE adresse au Ministre chargé de l'Énergie, chaque année avant le 15 juillet, son évaluation du montant des charges.

Le développement massif des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables (principalement éolien et photovoltaïque) bénéficiaires de l'obligation d'achat a conduit depuis plusieurs années à un alourdissement significatif des charges devant être compensées par la CSPE. Ce phénomène se poursuit aujourd'hui : ainsi, les charges prévisionnelles évaluées par la CRE au titre de 2015 (6,3 milliards d'euros) sont supérieures de 20 % aux charges constatées au titre de 2013 (5,3 milliards d'euros). Depuis 2007, le montant de la CSPE n'a pas suffi (sauf pour l'année 2015) à compenser l'augmentation de ces charges. Le déficit du mécanisme, supporté exclusivement par EDF, pèse sur l'endettement du Groupe.

En janvier 2013, EDF a trouvé un accord avec les pouvoirs publics qui prévoit un remboursement de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 (de l'ordre de 4,3 milliards d'euros, chiffre ajusté à 5,0 milliards d'euros au 31 décembre 2013 pour prendre en compte les montants de déficit de compensation des charges de service public au 31 décembre 2012 tels que validés par la délibération de la CRE du 9 octobre 2013 et les coûts de portage induits pour le Groupe à hauteur de 0,6 milliard d'euros). En application de cet accord, cette créance devait être soldée d'ici le 31 décembre 2018, selon un échéancier de remboursement progressif, et devait être rémunérée à un taux de 1,72 % conformément au décret du 7 octobre 2014. Dans le contexte de la réforme de la CSPE, EDF et les pouvoirs publics sont convenus d'ajouter à la créance existante le nouveau déficit net cumulé de compensation constaté par la CRE au titre des années 2013-2015 (soit un montant complémentaire de 644 millions d'euros). L'échéancier initial de remboursement, révisé en accord avec l'État, figure désormais dans un arrêté ministériel qui doit être publié au 1er semestre 2016.

Compensation des surcoûts de distribution

Le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE), dont la gestion comptable est confiée à EDF en vertu de l'article L. 121-29 du Code de l'énergie, a pour objet d'opérer une répartition des charges découlant des missions de service public assignées en matière de gestion des réseaux de distribution d'électricité entre les opérateurs concernés, notamment celles liées aux particularités des réseaux exploités et qui ne seraient pas couvertes par la part relative à l'utilisation de ces réseaux dans les tarifs réglementés et par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution. Sont également concernées les charges liées à la participation à l'aménagement des zones caractérisées par des handicaps géographiques, économiques ou sociaux au sens de l'article 42 de la loi n° 95-115 du 4 février 1995.

Les garanties de capacité

Les articles L. 335-1 et suivants du Code de l'énergie, issus de la loi NOME, instituent l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de contribuer, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Chaque fournisseur doit ainsi disposer annuellement, sous peine de sanction administrative, d'un montant de garanties de capacité en fonction de la consommation de ses clients en période de pointe. Les fournisseurs acquerront ces garanties de capacité auprès des exploitants de capacités de production ou d'effacement, lesquels devront préalablement faire certifier leurs capacités auprès du gestionnaire de réseau public de transport.

Ce mécanisme a pour objectifs de :

- permettre le maintien ou le développement des capacités de production ou d'effacement permettant de garantir le niveau de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics ;
- améliorer la rémunération de ces capacités ;
- répartir la charge de cette sécurité d'approvisionnement sur l'ensemble des fournisseurs.

Les « règles du mécanisme de capacité » proposées par RTE ont été approuvées par arrêté ministériel le 22 janvier 2015 après avis de la CRE.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a adapté le mécanisme de capacité aux petits acteurs en permettant aux ELD de transférer leurs obligations de capacité, non plus seulement à une autre ELD, mais également « *à tout autre fournisseur* » et en permettant aux fournisseurs d'électricité de transférer leurs obligations de capacité à un consommateur final ou à un gestionnaire de réseau public (article L. 335-5 du Code de l'énergie).

En outre, l'article L. 335-3 du Code de l'énergie instaure la possibilité pour tout exploitant de capacité de transférer à un tiers sa responsabilité relative aux écarts entre capacité effective et capacité certifiée et le paiement des pénalités afférentes à ces écarts.

Le 13 novembre 2015, la Commission européenne a ouvert une enquête approfondie au regard des règles européennes sur les aides d'État portant sur le projet de mécanisme de capacité français.

Les effacements de consommation d'électricité

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a modifié le régime juridique des effacements et, notamment, les articles L. 271-1 et suivants du Code de l'énergie y afférents.

Ces dispositions modifient le régime juridique antérieur et prévoient notamment :

- la définition de l'effacement comme *« l'action visant à baisser temporairement, sur sollicitation ponctuelle envoyée à un ou plusieurs consommateurs finals par un opérateur d'effacement ou un fournisseur d'électricité, le niveau de soutirage effectif d'électricité sur les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité d'un ou de plusieurs sites de consommation, par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou à une consommation estimée » ;*
- la possibilité pour les consommateurs de valoriser chacun de leurs effacements, soit auprès de leur fournisseur dans le cadre d'une offre d'effacement indissociable de la fourniture, soit par l'intermédiaire d'opérateurs d'effacement ;
- l'organisation par le Gouvernement d'appels d'offres si les capacités d'effacement ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (ce mécanisme remplace celui de la prime d'effacement) ;
- enfin, pour les effacements qui conduisent à des économies d'énergie significatives, la loi prévoit que l'autorité administrative peut imposer que le paiement du versement au fournisseur soit réparti entre l'opérateur d'effacement et RTE.

Les modalités d'application de ces dispositions seront précisées par décrets et supposent la modification des deux jeux de règles adoptés sous l'empire de la réglementation antérieure : les règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie, dites règles « Nebef 2.0 », approuvées par une délibération de la CRE du 17 décembre 2014 et les règles relatives à la valorisation des effacements de consommation sur le mécanisme d'ajustement contenues dans les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement, dans leur version approuvée par une délibération de la CRE du 3 décembre 2015.

La régulation du secteur électrique

La Commission de Régulation de l'Énergie

La CRE est une autorité administrative indépendante créée par l'article 28 de la loi du 10 février 2000.

Les articles L. 131-1 et suivants du Code de l'énergie donnent une définition générale de la mission de la CRE, chargée de concourir, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. À ce titre, elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence.

La CRE est dotée de pouvoirs importants : de proposition, consultatifs et de décision (pouvoir d'approbation et pouvoir réglementaire).

La CRE propose en particulier aux Ministres chargés de l'économie et de l'énergie le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité ainsi que le montant des contributions nettes qui s'y rapportent. Une fois publié le décret précisant les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts pris en compte pour le calcul du prix de l'ARENH, la CRE proposera le prix de l'ARENH. De même, depuis le 7 décembre 2015, il lui appartient de proposer les évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité et du tarif de cession (sur lesquelles elle ne rendait jusque-là qu'un avis).

La CRE est désormais dotée d'un pouvoir de décision pour la fixation des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) : elle transmet sa délibération motivée à l'autorité administrative, qui ne peut demander une nouvelle délibération qu'en cas de non-conformité aux orientations de politique énergétique. Au titre de son pouvoir réglementaire supplétif, la CRE prend notamment des décisions en matière de raccordement aux réseaux, et en matière de définition des règles de calcul et d'ajustement des droits des fournisseurs à l'ARENH.

La CRE est également investie de pouvoirs d'information et d'enquête très larges lui permettant d'obtenir communication de toute information qu'elle jugerait utile dans le cadre de l'exercice de ses missions, ainsi que d'un pouvoir de règlement des litiges et de sanction exercé par le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS).

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 lui donne, en outre, la faculté de faire contrôler les informations qu'elle recueille dans le cadre de ses missions, aux frais des entreprises contrôlées.

1.5.4 LÉGISLATION RELATIVE AU MARCHÉ DU GAZ

1.5.4.1 Législation européenne

Ce sont les Directives n°s 98/30/CE du 22 juin 1998 et 2003/55/CE du 26 juin 2003 qui ont constitué les principales étapes de l'ouverture du marché du gaz à la concurrence.

De nouvelles règles visant à améliorer le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel ont été définies par la Directive n° 2009/73/CE du 13 juillet 2009 et par le règlement (CE) n° 715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

En application de ces textes, les codes réseaux relatifs aux mécanismes d'allocation des capacités (CAM) et aux règles d'équilibrage *(balancing)* sont officiellement entrés en vigueur, respectivement les 1er novembre et 1er octobre 2015. Le premier impose que les capacités aux points d'interconnexion entre réseaux de transport soient commercialisées en groupant la capacité de sortie du premier réseau, avec la capacité d'entrée dans le second réseau et en vendant ces capacités d'interconnexion sous forme d'enchères. Le deuxième a pour objectif d'harmoniser les règles d'équilibrage sur les réseaux de transport.

1.5.4.2 Législation française : Code de l'énergie

La Directive communautaire n° 2009/73/CE en date du 13 juillet 2009 a été transposée en droit français par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du Code de l'énergie. Le Code de l'énergie est entré en vigueur le 1er juin 2011.

Accès aux réseaux de gaz naturel

Le Code de l'énergie prévoit que les clients, les fournisseurs et leurs mandataires ont un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution du gaz naturel ainsi qu'aux installations de GNL dans des conditions et termes définis par contrat avec les opérateurs qui les exploitent.

Les opérateurs qui exploitent les réseaux de gaz naturel doivent s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs.

Clients

Depuis le 1er juillet 2007, tous les clients peuvent librement choisir leur fournisseur.

Il résulte des dispositions de l'article L. 445-4 du Code de l'énergie que les clients domestiques et non domestiques consommant moins de 30 000 kWh par an bénéficient à leur demande et sans condition des tarifs réglementés. Les clients domestiques ayant droit à la tarification spéciale « produit de première nécessité » dans le domaine de l'électricité bénéficient, pour une part de leur consommation, d'un tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz. Cette tarification spéciale sera progressivement remplacée

par le dispositif du « chèque énergie » (voir section 3.2.3.6.1 « Contribution à la lutte contre la précarité énergétique et accès à l'énergie »).

Les clients dont la consommation excède 30 000 kWh par an ne peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente de gaz pour un site qu'à la condition qu'aucune offre de marché n'ait été souscrite sur ce site, en application de l'article L. 445-4 alinéa 2 du Code de l'énergie.

Les consommateurs finals non domestiques consommant plus de 30 000 kWh par an et bénéficiant encore des tarifs réglementés de vente de gaz naturel mentionnés à l'article L. 445-3 du Code de l'énergie ne sont plus éligibles à ces tarifs :

- pour les consommateurs non domestiques raccordés au réseau de transport, depuis le 18 juin 2014 ;
- pour les consommateurs non domestiques dont le niveau de consommation est supérieur à 200 000 kWh par an, depuis le 31 décembre 2014 ;
- pour les consommateurs non domestiques dont le niveau de consommation est supérieur à 30 000 kWh par an, depuis le 31 décembre 2015.

À défaut d'avoir conclu un nouveau contrat de fourniture avec un fournisseur à ces dates, et afin de garantir la continuité de leur fourniture de gaz, les clients concernés bénéficient d'un contrat avec leur fournisseur pendant une période transitoire de six mois à l'issue de laquelle la fourniture est censée ne plus être assurée. En application de ces dispositions, les consommateurs non domestiques consommant plus de 200 000 kWh de gaz naturel par an et n'ayant pas souscrit de contrat avec un fournisseur de leur choix ont automatiquement basculé, au 1er janvier 2015, dans le dispositif d'offre transitoire. À l'échéance du délai de six mois précité, ces consommateurs devaient avoir souscrit une offre de marché avec le fournisseur de leur choix, faute de quoi leur fourniture de gaz naturel ne devait plus être assurée.

Dans une délibération du 28 mai 2015, la CRE a estimé que près de 10 000 consommateurs non domestiques, dont de nombreuses collectivités publiques et syndics de copropriétés, ne devraient pas avoir souscrit au 30 juin 2015 un contrat d'achat de gaz en offre de marché, s'exposant à un risque de coupure en alimentation. Elle a décidé en conséquence de maintenir, pendant une dernière période de trois mois, soit jusqu'en septembre 2015, l'alimentation par le gestionnaire du réseau de distribution des sites concernés, à un prix majoré de 20 % par rapport au tarif réglementé, afin d'inciter ces clients à souscrire une offre de marché, avant de procéder à une coupure progressive.

Fournisseurs

L'article L. 443-4 du Code de l'énergie qualifie de fournisseurs les personnes qui (i) sont installées sur le territoire d'un État membre de la Communauté européenne ou sur le territoire d'un autre État en vertu d'accords internationaux, et (ii) disposent d'une autorisation délivrée par le Ministre chargé de l'énergie.

EDF est autorisée à exercer l'activité de fourniture de gaz naturel pour approvisionner les clients non résidentiels n'assurant pas de mission d'intérêt général par un arrêté du Ministre délégué à l'industrie du 14 septembre 2004 ainsi que, depuis un arrêté en date du 9 août 2005, les clients non résidentiels assurant des missions d'intérêt général, les distributeurs et les fournisseurs de gaz naturel et, depuis un arrêté du 15 juin 2007, les clients résidentiels.

EDF ne fournit ses clients qu'en offre de marché. Les tarifs réglementés de vente ne peuvent être proposés que par Engie et les ELD en charge de la fourniture de gaz.

Stockages souterrains et accès des tiers aux stockages de gaz naturel

L'article L. 421-4 du Code de l'énergie oblige tout fournisseur à détenir en France, le 31 octobre de chaque année, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'un mandataire, des stocks de gaz naturel suffisants pour remplir, pendant la période comprise entre le 1er novembre et le 31 mars, ses obligations contractuelles d'alimentation directe ou indirecte des clients résidentiels et des autres clients assurant des missions d'intérêt général ou n'ayant pas contractuellement accepté une fourniture de gaz interruptible.

Les articles R. 421-1 à R. 421-2 du Code de l'énergie précisent le régime juridique applicable aux stockages souterrains de gaz naturel.

Contrôle et sanctions

Le Code de l'énergie confère au Ministre de l'Économie et au Ministre chargé de l'énergie ainsi qu'à la Commission de Régulation de l'Énergie un pouvoir de surveillance du marché du gaz. Le Ministre chargé de l'énergie peut également infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension de l'autorisation de fourniture du gaz naturel. La CRE peut enquêter pour rechercher la commission d'infractions au Code de l'énergie (article L. 135-13 du Code de l'énergie).

1.5.5 LES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

Le régime de la concession

Conformément aux articles L. 121-4 et suivants, L. 322-1 et suivants du Code de l'énergie, ainsi qu'à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est exploitée sous le régime de la concession de service public. En vertu de l'ensemble de cette législation, les autorités concédantes organisent le service public de la distribution électrique dans le cadre de contrats de concession et de cahiers des charges fixant les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Aujourd'hui, les autorités concédantes sont le plus fréquemment des établissements publics de coopération intercommunale et de plus en plus souvent de ressort départemental.

La séparation des activités de fourniture et de réseaux, imposée par les directives communautaires, a conduit à l'identification d'un service public comportant deux missions distinctes : d'une part, la mission de fourniture aux tarifs réglementés, confiée à EDF et aux ELD dans leurs zones de desserte exclusives et, d'autre part, la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, confiée à ERDF et aux ELD dans leurs zones de desserte, et EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

L'article L. 334-3 du Code de l'énergie prévoit que la conclusion de nouveaux contrats, d'avenants aux contrats de concessions ainsi que les renouvellements de contrats doivent faire l'objet d'une signature tripartite, à la fois par l'autorité concédante, par le gestionnaire du réseau de distribution (pour la partie relative à la gestion du réseau public de distribution) et par EDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés. Les contrats en cours sont réputés signés conjointement par ces trois entités.

Conformément à l'ordonnance n° 2016-65 du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession et à son décret d'application n° 2016-86 du 1er février 2016, transposant en droit interne la directive communautaire n° 2014/23/UE du 26 février 2014, la passation des contrats de concession de distribution et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés n'est pas soumise au respect d'obligation de mise en concurrence.

Les droits des autorités concédantes

Les droits des autorités concédantes sont détaillés à la section 1.4.4.2.2. (« Activités de distribution »).

1.5.6 RÉGLEMENTATIONS APPLICABLES EN MATIÈRE D'ENVIRONNEMENT, DE NUCLÉAIRE, DE SANTÉ, D'HYGIÈNE ET DE SÉCURITÉ

Les activités d'EDF sont soumises, en France et dans les autres pays où le groupe EDF exerce ses activités, à la réglementation en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité. Le respect de ces réglementations, de plus en plus contraignantes et en constante évolution, expose le Groupe à des coûts financiers importants pour assurer la conformité de ses activités.

1.5.6.1 Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité

Réglementation en matière d'environnement

Les lois Grenelle 1 et 2

À la suite du Grenelle de l'environnement initié en 2007, le gouvernement français s'est engagé, dans la loi n° 2009-967 du 3 août 2009, dite « Grenelle 1 », à atteindre un certain nombre d'objectifs et à prendre des mesures en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables, d'atteinte de bon état des masses d'eau, de protection de la biodiversité, de prévention des risques pour l'environnement et la santé, de gestion des déchets, ainsi qu'en matière de gouvernance écologique.

Ces engagements et objectifs ont été mis en œuvre par la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 (dite « loi Grenelle 2 »), dont un grand nombre de dispositions impactent les activités d'EDF.

Participation du public en matière d'environnement

Le cadre général de la participation du public à l'élaboration des décisions réglementaires et individuelles des autorités publiques ayant une incidence sur l'environnement est fixé aux articles L. 120-1 et suivants du Code de l'environnement. Ces dispositions s'appliquent à défaut de dispositions spécifiques prévues par les législations particulières.

Ce cadre juridique doit toutefois évoluer avec la réforme de la participation du public prévue par la loi n° 2015-990 du 6 août 2015 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances (dite « loi Macron »), suite au chantier sur la « démocratie participative » initié par le Gouvernement au début de l'année 2015 (voir section 1.5.8.2 « Réglementation future au niveau national (France) »).

Responsabilité environnementale (LRE)

La loi du 1er août 2008 relative à la responsabilité environnementale (LRE), codifiée aux articles L. 160-1 à L. 165-2 du Code de l'environnement, a pour objet de favoriser la prévention et la réparation des dommages environnementaux d'une certaine gravité affectant les eaux, les sols et la biodiversité. La réparation est uniquement d'ordre écologique et doit permettre un retour des milieux naturels à l'état antérieur ou à un état équivalent.

Gestion équilibrée de la ressource en eau

La Directive-cadre sur l'eau du 23 octobre 2000 fonde la politique communautaire dans le domaine de l'eau. Elle définit un cadre pour la gestion et la protection des eaux par grands bassins hydrographiques et fixe des objectifs pour la préservation et la restauration de l'état des eaux, notamment l'atteinte en 2015 du bon état écologique et/ou chimique des eaux.

En France, la Directive a notamment été transposée par la loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006, qui fixe des mesures visant à atteindre les objectifs de la Directive. Ces derniers sont déterminés par bassins hydrographiques dans les schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE). Toutes les activités d'EDF susceptibles d'avoir des incidences sur l'eau et les milieux aquatiques doivent être compatibles avec les objectifs fixés dans les SDAGE.

La loi sur l'eau impose également une conciliation entre les différents usages de l'eau. La nécessaire gestion équilibrée et durable des ressources en eau a donc des incidences sur les titres d'exploitation des ouvrages hydroélectriques, mais également indirectement sur l'ensemble des activités d'EDF touchant aux milieux aquatiques.

Protection de la biodiversité

En tant qu'occupant et usager des espaces naturels terrestres et aquatiques, EDF est directement concerné par les enjeux de biodiversité.

Pour protéger et restaurer la biodiversité, le Grenelle de l'environnement a fixé des objectifs ambitieux, au nombre desquels figure la mise en œuvre d'une stratégie nationale de création d'aires protégées terrestres (SCAP) visant à placer sous protection forte, d'ici 2019, 2 % au moins du territoire terrestre métropolitain, ainsi que la création d'une trame verte et bleue, outil d'aménagement du territoire instaurant des couloirs écologiques qui relient des territoires protégés dans le but de permettre les migrations de la flore et de la faune.

Les dispositions relatives à la trame verte et bleue et le contenu de la procédure d'élaboration des schémas régionaux de cohérence écologique (SRCE) qui la mettent en œuvre sont codifiés aux articles L. 371-1 à L. 371-6 et R. 371-16 à R. 371-35 du Code de l'environnement, complétés par les décrets nos 2012-1492 du 27 décembre 2012 et 2014-45 du 20 janvier 2014.

Un projet de loi pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages, actuellement en discussion au Parlement, vise à renforcer la protection de la biodiversité (voir section 1.5.8.2 « Réglementation future au niveau national (France) »).

Autorisation environnementale unique et certificat de projet

Trois procédures expérimentales en matière environnementale, limitées dans le temps et à certaines régions, ont été instituées en application de la loi du 2 janvier 2014 habilitant le Gouvernement à simplifier et à sécuriser la vie des entreprises.

D'une part, l'expérimentation relative au certificat de projet (instituée par l'ordonnance n° 2014-356 du 20 mars 2014, complétée par la loi Macron du 6 août 2015). Le certificat de projet est un instrument de sécurité juridique et de stabilisation du droit par lequel le préfet de département notifie un engagement à un porteur de projet sur les différentes procédures à respecter et les délais de délivrance des autorisations sollicitées.

D'autre part, les expérimentations portant sur un régime d'autorisation unique applicable aux projets soumis à autorisation au titre des installations classées pour la protection de l'environnement (instituée par l'ordonnance n° 2014-355 du 20 mars 2014, complétée par la loi Macron et la loi du 17 août 2015) et aux projets soumis à autorisation au titre de la loi sur l'eau (instituée par l'ordonnance n° 2014-619 du 12 juin 2014, complétée par loi du 17 août 2015). Le régime d'autorisation unique permet une instruction coordonnée des demandes d'autorisation et la délivrance en un acte unique, pour un même projet, de l'ensemble des décisions relevant de l'État (voir section 1.5.6.2.1 « Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) »). La loi Macron habilite le Gouvernement à pérenniser par voie d'ordonnance ces autorisations.

Ces procédures sont susceptibles de s'appliquer aux projets d'EDF.

Obligation de *reporting* social et environnemental des entreprises (RSE)

Les articles L. 225-102-1 et R. 225-104 du Code de commerce imposent aux sociétés dont les titres sont admis aux négociations sur un marché réglementé,

ainsi qu'aux sociétés dont l'effectif dépasse 500 salariés et dont le chiffre d'affaires ou le bilan dépasse 100 millions d'euros, de communiquer dans leur rapport de gestion les informations sur la manière dont elles prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leur activité ainsi que sur leurs engagements sociétaux en faveur du Développement durable (*reporting* RSE). La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte complète la liste des informations environnementales figurant à l'article L. 225-102-1 précité en imposant aux entreprises de rendre publiques, à compter de l'exercice clos au 21 décembre 2016, les informations sur les conséquences sur le changement climatique de leur activité et de l'usage des biens et services qu'elles produisent.

EDF et certaines de ses filiales sont concernés par cette obligation de *reporting*.

L'article L. 225-102-1 du Code de commerce permet aux filiales et sociétés contrôlées de ne pas publier leurs informations RSE dès lors que celles-ci sont publiées par la société qui les contrôle de manière détaillée par filiale ou par société contrôlée et qu'elles indiquent comment accéder à ces informations dans leur propre rapport de gestion. De même, lorsque les filiales et sociétés contrôlées sont installées en France et qu'elles comportent des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE soumises à autorisation et à enregistrement), les informations fournies portent sur chacune d'entre elles lorsque ces informations ne sont pas consolidables.

Les informations sociales et environnementales fournies dans le rapport de gestion doivent faire l'objet selon un échéancier qui tient compte pour les sociétés non cotées, du nombre de leurs salariés et de leur chiffre d'affaires, d'une vérification par un organisme tiers indépendant, dont les modalités de désignation sont fixées à l'article R. 225-105-2 du Code de commerce. Un arrêté du 13 mai 2013 détermine, en outre, les modalités selon lesquelles l'organisme tiers indépendant conduit sa mission. La vérification par cet organisme donne lieu à une attestation relative à la présence dans le rapport de gestion de toutes les informations requises et à un avis motivé sur la sincérité des informations elles-mêmes (voir section 3.1 « Engagements de responsabilité d'entreprise »).

PCB et PCT

Le Groupe est soumis à des réglementations relatives aux polychlorobiphényles (PCB) et polychloroterphényles (PCT) dans les différents pays où il exerce ses activités, notamment en Europe.

La Directive européenne n° 96/59/CE du 16 septembre 1996 imposait un inventaire des appareils contenant des PCB et PCT à des taux supérieurs à 500 ppm ainsi qu'un plan national de décontamination et d'élimination progressive de ces substances, qui sont notamment contenues dans certains transformateurs électriques et des condensateurs. La décontamination des appareils en contenant devait être effectuée au plus tard le 31 décembre 2010. EDF, qui a fait l'objet d'un plan particulier d'élimination, a atteint cet objectif.

En vertu du décret n° 2013-301 du 10 avril 2013, EDF doit procéder à l'élimination et à la décontamination des appareils pollués à des taux compris entre 50 et 500 ppm, avec la possibilité en tant que détenteur de plus de 150 appareils de bénéficier d'un « plan particulier », approuvé par arrêté du Ministre chargé de l'environnement. Ce plan doit prévoir au minimum la décontamination ou l'élimination de la moitié des appareils avant le 1er janvier 2020 et de tous les appareils avant le 31 décembre 2025. Le contenu du dossier de demande de plan particulier a été fixé par un arrêté du 28 octobre 2013. Les plans particuliers d'élimination de RTE et d'ERDF ont été approuvés par deux arrêtés du 14 avril et du 3 juillet 2014.

Le décret du 10 avril 2013 fixe également de nouvelles obligations en matière de caractérisation, d'étiquetage, de déclaration et d'utilisation des appareils dont le volume de fluide contenant des PCB est supérieur à 5 dm^3. Les modalités de mise en œuvre de ces obligations ont été précisées par deux arrêtés du 7 janvier et du 14 janvier 2014.

Gaz à effet de serre

Système d'échange de quotas

Certaines activités du groupe EDF entrent dans le champ d'application de la Directive européenne n° 2003/87/CE du 13 octobre 2003 modifiée par la Directive n° 2009/29/UE du 23 avril 2009 et établissant un système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) au titre des mécanismes de projets du protocole de Kyoto (« Directive ETS »).

En France, cette Directive a été transposée et codifiée aux articles L. 229-5, R. 229-5 et suivants du Code de l'environnement. Le Groupe a une obligation annuelle de restitution de quotas à hauteur des émissions de CO_2 de ses installations. Pour respecter cette obligation, il peut, sous certaines conditions, recourir aux crédits issus des projets éligibles aux mécanismes de projets prévus par les articles 6 et 12 du protocole de Kyoto (mise en œuvre conjointe et mécanisme de développement propre).

En application de la Directive ETS, la troisième période du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) a débuté le 1er janvier 2013. Les dispositions du Code de l'environnement consacrées à ce dispositif ont été modifiées en conséquence par l'ordonnance n° 2012-827 du 28 juin 2012 (ratifiée par la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013) et par les décrets nos 2012-1343 du 3 décembre 2012 et 2014-220 du 25 février 2014. Depuis le 1er janvier 2013, la règle pour le secteur électrique est la mise aux enchères des quotas, selon des modalités définies par le règlement n° 1031/2010/CE du 12 novembre 2010. Depuis cette date, EDF doit acheter l'intégralité de ses quotas.

Afin de soutenir le prix des quotas de GES sur le marché européen, le Parlement européen et le Conseil ont créé, par une décision n° 2015/1814 du 6 octobre 2015, un mécanisme de « réserve de stabilité » qui permet de retirer du marché les quotas excédentaires. Ce mécanisme entrera en vigueur au 1er janvier 2019. Cette décision est un premier pas vers une réforme en profondeur de l'ETS annoncée dans le cadre du « Paquet Énergie-Climat 2030 » (voir section 1.5.8.1 « Réglementation future au niveau européen »).

Bilan des GES

En application des articles L. 229-25 et R. 229-46 et suivants du Code de l'environnement (modifiés respectivement par l'ordonnance n° 2015-1737 et le décret n° 2015-1738 du 24 décembre 2015), les entreprises de plus de 500 salariés doivent réaliser un bilan de leurs émissions de gaz à effet de serre et une synthèse des actions envisagées pour les réduire. L'article R. 229-46, tel que modifié par le décret du 24 décembre 2015 précité, précise que « *les groupes définis à l'article L. 2331-1 du Code du travail peuvent établir un bilan des émissions de gaz à effet de serre consolidé pour l'ensemble de leurs entreprises ayant le même code de nomenclature des activités françaises de niveau 2* » et employant plus de 500 personnes.

Ce bilan est public et mis à jour tous les quatre ans. Le premier bilan d'EDF a été publié dans le Cahier des indicateurs du rapport annuel d'EDF en mars 2012.

Le manquement à l'établissement ou à la transmission du bilan peut donner lieu à une amende administrative dont le montant ne peut dépasser 1 500 euros.

Efficacité énergétique

Directive relative à l'efficacité énergétique

L'Union européenne a adopté le 25 octobre 2012 une Directive relative à l'efficacité énergétique (n° 2012/27/UE). Cette Directive, dont le délai de transposition expirait le 5 juin 2014, vise à permettre à l'Union européenne d'atteindre d'ici 2020 son objectif de 20 % d'économies d'énergie. Dans ce but, la Directive renforce les dispositions de la législation européenne portant sur les services d'efficacité énergétique (n° 2006/32/EC) et la cogénération (n° 2004/8/EC).

La Directive du 25 octobre 2012 comporte plusieurs dispositions susceptibles d'impacter les activités du groupe EDF, au premier rang desquelles l'obligation pour les États membres de réaliser chaque année un objectif d'économies d'énergie équivalent à une baisse annuelle des ventes d'énergie de 1,5 % par an cumulée sur la période 2014-2020, celle-ci pouvant prendre la forme d'une obligation de réduction des ventes pesant sur les distributeurs ou les fournisseurs d'énergie. La Directive comporte également des dispositions relatives à l'information des clients sur leur consommation, à la promotion des services énergétiques, à la prise en compte de l'efficacité énergétique dans la production de chaleur et de froid ainsi que dans le transport et la distribution de l'énergie.

Les articles L. 233-1 et suivants du Code de l'énergie (issus de la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 qui a transposé en droit interne l'article 8-4 de la Directive) imposent aux grandes entreprises de réaliser au plus tard le 5 décembre 2015, puis tous les quatre ans, un audit énergétique de leurs activités exercées en France. Les seuils au-delà desquels les entreprises sont concernées, le périmètre de l'audit ainsi que les conditions à remplir par les auditeurs énergétiques sont fixés aux articles R. 233-1 et R. 233-2 et D. 233-3 à D. 233-9 du Code de l'énergie, complétés par l'arrêté du 24 novembre 2014 relatif aux modalités d'application de l'audit énergétique. Les entreprises qui mettent en œuvre un système de *management* de l'énergie certifié conforme à la norme ISO 50001 sont, sous certaines conditions, exemptées de cette obligation. Conformément à la réglementation, EDF a transmis le 4 décembre 2015 la synthèse de son rapport d'audit au préfet d'Île-de-France.

Certificats d'économies d'énergie

Au niveau national, le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE), prévu aux articles L. 221-1 et suivants du Code de l'énergie, fait peser une obligation d'économies d'énergie sur les fournisseurs d'énergie. Il fixe un objectif triennal d'économies d'énergie qu'il répartit entre les personnes assujetties (dites les « obligés ») en fonction de leurs volumes de ventes. Sous peine de sanctions, les obligés doivent produire à l'issue de la période concernée des CEE correspondant au montant des économies d'énergie qu'ils ont l'obligation de réaliser, obtenus en contrepartie de la réalisation directe ou indirecte d'actions d'économies d'énergie, ou achetés aux autres acteurs économiques dits « éligibles » par le biais d'un Registre national des certificats.

Pour la deuxième période du dispositif, allant du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2013, l'objectif total d'économies affiché était de 345 TWhc, contre 54 TWhc pour la première période. Pour assurer la continuité du dispositif, et dans l'attente du démarrage de la troisième période, la deuxième période a été prolongée d'un an, du 1er janvier au 31 décembre 2014, par un décret du 20 décembre 2013.

La troisième période a débuté le 1er janvier 2015 et s'achèvera le 31 décembre 2017. L'objectif d'économies d'énergie de la troisième période est fixé à 700 TWhc (soit 233,4 TWhc/an). Le décret n° 2014-1668 du 29 décembre 2014 (codifié aux articles R 221-1 et suivants du Code de l'énergie) et plusieurs arrêtés d'application publiés en décembre 2014 déterminent les conditions et les modalités de délivrance des CEE pour cette nouvelle période.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte modifie le dispositif des CEE pour la troisième période en ajoutant à l'obligation déjà prévue un dispositif complémentaire relatif aux économies d'énergie réalisées au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Le décret n° 2015-1825 du 30 décembre 2015 (codifié aux articles R. 221-1 et suivants du Code de l'énergie) et plusieurs arrêtés ministériels du même jour précisent les modalités de réalisation des obligations d'économies d'énergie spécifiques au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Le niveau de cette obligation spécifique à la charge des fournisseurs d'énergie est fixé à 150 TWhc pour les années 2016-2017.

Enfin, la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit une quatrième période à compter du 1er janvier 2018 jusqu'au 31 décembre 2020. Un arrêté précisera le montant de l'obligation d'économies d'énergie pour cette prochaine période.

Sites naturels inscrits et sites classés (enfouissement des lignes)

Le groupe EDF est soumis à la réglementation relative aux sites classés et inscrits fixée aux articles L. 341-1 à L. 341-22 et R. 341-1 à R. 341-31 du Code de l'environnement.

Cette réglementation a pour but d'assurer la préservation des monuments naturels et des sites dont la conservation présente d'un point de vue paysager, artistique, historique, scientifique, légendaire ou pittoresque, un intérêt général. Le classement, réservé aux sites les plus remarquables, correspond à une protection forte, tandis que l'inscription, qui fixe un cadre moins contraignant, est proposée pour les sites moins sensibles.

Le Code de l'environnement impose sur le territoire d'un site classé l'enfouissement des réseaux électriques lors de la création de lignes électriques nouvelles. L'inscription et le classement peuvent également avoir des incidences sur l'exploitation quotidienne des ouvrages (prise en compte de la co-visibilité ; obligation de recueillir l'avis de l'architecte des Bâtiments de France…).

La protection de l'environnement par le droit pénal

La Directive n° 2008/99/CE du 19 novembre 2008 relative à la protection de l'environnement par le droit pénal, qui a principalement pour objet d'identifier les actes gravement dommageables qui doivent être réprimés par tous les États membres, est à l'origine de l'ordonnance n° 2012-34 du 11 janvier 2012 qui procède à l'harmonisation des sanctions pénales prévues dans le Code de l'environnement.

Réglementation en matière de santé, d'hygiène et de sécurité

Amiante

En France, la réglementation impose, notamment, la recherche de matériaux contenant de l'amiante dans les bâtiments et, le cas échéant, des mesures de surveillance ou des travaux de désamiantage. EDF est également soumis à des obligations réglementaires d'information et de protection des travailleurs susceptibles d'être exposés à l'inhalation de poussières d'amiante.

Légionelles

EDF exploite, notamment pour les besoins de ses activités de production d'électricité, des tours aéroréfrigérantes soumises à la réglementation sur les ICPE et aux installations nucléaires de base (INB). EDF doit notamment réaliser une analyse méthodique des risques de prolifération de légionelles et mettre en place un plan d'entretien préventif de nettoyage et de désinfection. EDF doit par ailleurs procéder à des analyses mensuelles ou bimensuelles en fonction du type d'installation concernée.

Substances à l'état nanoparticulaire

Les articles L. 523-1 et suivants et R. 523-12 et suivants du Code de l'environnement prévoient, à compter du 1er janvier 2013, une obligation de déclaration obligatoire des quantités et des usages des substances nanoparticulaires ou des nanomatériaux produits, distribués ou importés en France, ainsi qu'une mise à disposition du public et des autorités de contrôle des informations relatives à ces substances. Les informations à déclarer ainsi que les modalités de la déclaration ont été précisées par un arrêté du 6 août 2012. EDF est susceptible d'être concerné par ce dispositif en tant qu'utilisateur de substances à l'état nanoparticulaire.

Exposition aux champs électromagnétiques (CEM)

En application de la loi Grenelle 2, le décret n° 2011-1697 du 1er décembre 2011 impose au gestionnaire de réseau public de transport d'électricité de réaliser un contrôle régulier des CEM induits par les lignes électriques de transport d'électricité.

La loi n° 2015-136 du 9 février 2015 relative à la sobriété, à la transparence, à l'information et à la concertation en matière d'exposition aux ondes introduit une obligation d'information à la charge des personnes qui installent des équipements émetteurs de champs électromagnétiques dans les locaux à usage d'habitation. Cette obligation est susceptible de concerner, à terme, certaines entités du groupe EDF.

Produits chimiques

Le règlement (CE) n° 1907/2006 concernant l'enregistrement, l'évaluation et l'autorisation des substances chimiques, dit règlement « REACH », entré en vigueur le 1er juin 2007, s'applique à EDF en tant qu'utilisateur, mais aussi en tant que fabricant et importateur de produits chimiques. EDF s'est conformé à son obligation d'enregistrer auprès de l'Agence européenne des produits chimiques les substances qu'il fabrique ou importe à plus de 1 000 tonnes par an. En mai 2013, EDF a enregistré la monochloramine fabriquée *in situ* sur certaines centrales nucléaires.

Par ailleurs, le règlement « biocides » n° 528/2012 du 22 mai 2012 prévoit une procédure nouvelle, avec un champ d'application élargi, d'autorisation de mise sur le marché des produits biocides générés *in situ*. Dans ce nouveau contexte, EDF est concerné en tant que fabricant et utilisateur de monochloramine et d'hypochlorite de sodium. Des demandes d'autorisation seront constituées et déposées dans le cadre de cette réglementation biocides.

Santé et environnement

La loi n° 2013-316 du 16 avril 2013 relative à l'indépendance de l'expertise en matière de santé et d'environnement et à la protection des lanceurs d'alerte consacre la reconnaissance d'un droit d'alerte en matière de santé publique et d'environnement au sein des entreprises et fixe les modalités d'exercice de ce droit. Elle institue également un régime de protection à l'égard des lanceurs d'alerte et crée la Commission nationale de la déontologie et des alertes en matière de santé publique et d'environnement (CNDASE). Plusieurs décrets précisent les modalités de mise en œuvre de ce dispositif (décret n° 2014-324 du 11 mars 2014, décrets nos 2014-1629 et 2014-1628 du 26 décembre 2014).

1.5.6.2 Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF

1.5.6.2.1 Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)

Installations concernées et principales obligations

Certaines installations exploitées en France par le groupe EDF, notamment les centrales thermiques à flamme, sont soumises à la législation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), codifiée dans le Code de l'environnement. Ces installations sont assujetties, selon la gravité des dangers ou inconvénients qu'elles peuvent présenter pour l'environnement et la santé humaine, à un régime de déclaration préalable, d'autorisation simplifiée (dit « d'enregistrement ») ou d'autorisation.

La réglementation relative aux ICPE impose, lors de la cessation d'activité de l'installation, la remise en état du site, en fonction de l'usage auquel sont destinés les terrains. En application de l'article L. 516-1 du Code de l'environnement, la constitution de garanties financières est également exigée à l'égard de certaines ICPE soumises à autorisation (parmi lesquelles les installations Seveso) et à enregistrement. Les garanties financières, dont l'assiette et le montant varient selon les installations, sont destinées à sécuriser le financement des mesures prises en cas d'accident avant ou après la fermeture, et des opérations de surveillance, de mise en sécurité et de remise en état après fermeture. Elles ne couvrent pas les indemnisations dues par l'exploitant aux tiers qui pourraient subir un préjudice en lien avec l'activité exercée.

La liste des ICPE concernées par l'obligation de constituer ces garanties et les modalités de calcul et de constitution des garanties financières sont fixées par des arrêtés du 31 mai (modifié par un arrêté du 12 février 2015) et du 31 juillet 2012. Un arrêté du 5 février 2014 encadre la constitution de garanties par l'intermédiaire d'un fonds de garantie privé. Le groupe EDF exploite des installations concernées par ce dispositif. Le décret n° 2015-1250 du 7 octobre 2015 relève le seuil d'exigibilité des garanties de 75 000 à 100 000 euros (article R. 516-1 du Code de l'environnement). Il prévoit également la constitution de garanties financières additionnelles par consignation à la Caisse des Dépôts et Consignations, ainsi que la modification des modalités d'appel des garanties, en permettant notamment leur mobilisation dès l'ouverture d'une procédure de liquidation judiciaire.

Installations Seveso

Les ICPE dites « Seveso » sont soumises depuis le 1er juin 2015 aux dispositions de la Directive n° 2012/18 du 4 juillet 2012 (dite « Seveso 3 »), qui a remplacé la Directive n° 96/82/CE (dite « Seveso 2 »). L'entrée en vigueur de la Directive Seveso 3 a eu pour effet d'intégrer dans le périmètre de la réglementation Seveso l'utilisation de substances dangereuses (issues du règlement CLP du 16 décembre 2008) qui n'étaient pas couvertes par la Directive Seveso 2.

La Directive Seveso 3 prévoit, en outre, des dispositions plus strictes concernant l'accès du public aux informations relatives à la sécurité, la participation au processus décisionnel et l'accès à la justice, ainsi que des améliorations relatives à la manière dont les informations sont recueillies, gérées, mises à disposition et partagées. Elle introduit également des normes plus sévères pour les inspections des installations. La loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 a procédé à la transposition en droit français de la partie législative de la Directive en créant notamment dans le Code de l'environnement (articles L. 515-15 et suivants) une section propre aux établissements classés Seveso. Ces dispositions, complétées par deux décrets nos 2014-285 et 2014-284 du 3 mars 2014 et par un arrêté du 26 mai 2014, sont entrées en vigueur le 1er juin 2015.

Le décret n° 2015-1250 du 7 octobre 2015 a modifié les modalités de constitution des garanties financières applicables aux ICPE « Seveso », en permettant notamment à l'exploitant de plusieurs installations de mutualiser ces garanties. Un arrêté doit venir fixer les modalités de constitutions des garanties financières ainsi que la méthodologie de calcul des garanties mutualisées.

Installations soumises à la Directive IED

La Directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (dite IED) a révisé et refondu en un texte unique plusieurs textes existants, dont les Directives IPPC, GIC, Incinération des déchets, COV, etc.

Son chapitre III concerne EDF puisqu'il traite des installations de combustion que l'on trouve notamment dans les centrales thermiques à flamme. Les niveaux d'exigence applicables sont fonction de la puissance thermique nominale des installations de combustion et du combustible utilisé. Cette Directive, partiellement transposée en droit national par l'ordonnance n° 2012-7 du 5 janvier 2012 (codifiée aux articles L. 515-28 à L. 515-31 du Code de l'environnement), a pour effet d'élargir le champ d'application de la Directive IPPC à de nouvelles activités, de renforcer la portée des meilleures techniques disponibles (MTD) sur lesquelles seront fondées les valeurs limites d'émission fixées, d'entraîner un réexamen périodique des conditions d'exploitation pour tenir compte de l'évolution des MTD et d'imposer, dans certains cas, la réalisation d'un « rapport de base » sur l'état des sols.

Le décret n° 2013-5 du 2 janvier 2013 a procédé à une transposition partielle des dispositions de la Directive IED relatives à l'état des sols. Son article premier, codifié à l'article R. 512-4 du Code de l'environnement, précise qu'un état intermédiaire des sols sera désormais exigé en cas de modification

substantielle de l'installation et qu'en cas de pollution des mesures devront être proposées par l'exploitant. Un autre décret n° 2013-374 du 2 mai 2013 a complété cette transposition en introduisant dans le Code de l'environnement, aux articles R. 515-58 à R. 515-84, des dispositions dédiées aux installations relevant de la Directive IED. Ces dispositions s'appliquent aux centrales thermiques à flamme dans les conditions fixées notamment par l'arrêté du 26 août 2013 relatif aux installations de combustion d'une puissance supérieure ou égale à 20 MW.

1.5.6.2.2 Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base

EDF est soumis en France notamment à la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (« loi TSN »), codifiée dans le Code de l'environnement, à son décret d'application n° 2007-1557 modifié le 2 novembre 2007 et à l'arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base (« arrêté INB »). Ces textes fixent le régime juridique applicable aux installations nucléaires de base (INB). La loi a été modifiée par une ordonnance n° 2016-128 du 10 février 2016 portant diverses dispositions en matière nucléaire qui vient notamment transposer les directives 2014/87/Euratom du Conseil du 8 juillet 2014 modifiant la Directive 2009/71/Euratom établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires et la Directive 2011/70 du 19 juillet 2011 établissant un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs. Elle portera également sur les pouvoirs de sanction de l'ASN.

La loi TSN a créé l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), une autorité administrative indépendante, les Ministres chargés de la sûreté nucléaire conservant une compétence pour la délivrance des principales autorisations et l'élaboration de la réglementation générale.

La création d'une INB est autorisée, après enquête publique, par un décret, pris après avis de l'ASN et sur rapport des Ministres chargés de la sûreté nucléaire. Le décret d'autorisation mentionne l'identité de l'exploitant, la nature de l'installation, sa capacité maximale et son périmètre. La demande d'autorisation de création d'une INB comprend notamment un rapport préliminaire de sûreté (RPS), une étude d'impact de l'installation sur l'environnement et la santé, un plan de démantèlement et une étude de maîtrise des risques (EMR). Le décret d'autorisation de création fixe le délai dans lequel l'installation devra être mise en service et la périodicité des réexamens de sûreté si elle n'est pas égale à 10 ans et, enfin, impose les éléments essentiels permettant de garantir la sécurité, la santé et la salubrité publiques, ainsi que la protection de la nature et de l'environnement. L'autorisation de mise en service (chargement du combustible dans le cœur du réacteur) est délivrée par l'ASN, après une consultation du public. À ce titre, l'exploitant transmet la mise à jour du référentiel de sûreté ainsi qu'un plan d'urgence interne (PUI) qui précise les mesures d'organisation, les méthodes d'intervention et les moyens nécessaires mis en œuvre par l'exploitant en cas de situation d'urgence. Le réexamen de sûreté permet d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques que l'installation présente pour les intérêts cités précédemment.

Les conditions des prélèvements d'eau, de rejets d'effluents liquides et gazeux, radioactifs ou non, ainsi que les limites associées, sont fixées, en application du décret d'autorisation de création, par décisions de l'ASN, qui sont soumises à homologation en ce qui concerne les décisions fixant les limites de rejets de l'installation dans l'environnement.

D'autres prescriptions sont également délivrées par l'ASN en application du décret d'autorisation de création, notamment pour prévenir ou limiter les effets des accidents ou des incidents, définir les moyens individuels et collectifs de protection des populations, limiter les nuisances sonores et gérer les déchets produits par l'installation et entreposés dans celle-ci.

Les règles de sûreté et le contrôle des installations nucléaires

Les installations nucléaires exploitées par EDF sont soumises à la réglementation générale relative aux installations nucléaires de base issue du Code de l'environnement. La priorité doit être accordée à la protection des intérêts mentionnés par la loi (sécurité, santé et salubrité publiques et protection de la nature et de l'environnement) par la prévention des accidents et la limitation de leurs conséquences au regard de la sûreté nucléaire, comme précisé par l'arrêté INB. La sûreté nucléaire se définit, en effet, comme l'ensemble des dispositions techniques et des mesures d'organisation relatives à la conception, à la construction, au fonctionnement, à l'arrêt et au démantèlement des INB ainsi qu'au transport des substances radioactives, prises en vue de prévenir les accidents ou d'en limiter les effets.

L'ASN peut prendre des décisions réglementaires à caractère technique pour compléter les modalités d'application des décrets et arrêtés pris en matière de sûreté nucléaire ou de radioprotection, à l'exception de ceux ayant trait à la médecine du travail. Ces décisions sont soumises à l'homologation des ministres concernés. Depuis la parution de l'arrêté INB précité, sur la vingtaine de décisions annoncées ou en cours d'élaboration, neuf ont été publiées et homologuées.

Les dispositions du Code de l'environnement portant sur les INB mettent également en place des mécanismes d'information des autorités. À ce titre, tout incident ou accident, nucléaire ou non, ayant ou risquant d'avoir des conséquences notables pour la sûreté d'une INB doit être déclaré sans délai par l'exploitant à l'ASN et au représentant de l'État dans le département du lieu de l'incident ou de l'accident. De plus, les outils en faveur de l'information du public ont été renforcés, avec par exemple la constitution d'un Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire ou la possibilité offerte à toute personne de demander directement à l'exploitant des informations sur les risques liés à l'exposition aux rayonnements ionisants et sur les mesures de sûreté et de radioprotection prises pour prévenir ou réduire ces risques ou exposition.

En outre, sont instituées des sanctions administratives et pénales accrues en cas d'inobservation par un exploitant d'INB de ses obligations légales et réglementaires, telles que par exemple trois ans d'emprisonnement et 150 000 euros d'amende en cas d'exploitation d'une INB sans autorisation, ou un an d'emprisonnement et 30 000 euros d'amende en cas de transport de substances radioactives sans autorisation ou agrément.

À noter par ailleurs qu'en juillet 2014 le Conseil des Ministres de l'Union européenne a adopté la Directive 2014/87/Euratom du 8 juillet 2014 modifiant la Directive 2009/71/Euratom établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires (voir la section 1.5.8.1 « Réglementation future au niveau européen »).

Le dispositif légal exposé ci-dessus en matière de sûreté et de contrôle a été complété par certaines dispositions de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et de l'ordonnance n° 2016-128 du 10 février 2016 portant diverses dispositions en matière nucléaire.

En particulier, le rôle des commissions locales d'information (CLI) a été renforcé : auto-saisine sur tout sujet relevant de ses missions, consultation en cas de modification du plan particulier d'intervention, visite d'INB à la demande du Président de la CLI en cas d'événement supérieur ou égal à 1 sur l'échelle INES, etc. Par ailleurs, le pouvoir de sanction de l'ASN a été renforcé avec notamment la création, au sein de l'ASN, d'une Commission des sanctions composée de conseillers d'État et de conseillers à la Cour de cassation.

Le démantèlement des installations nucléaires

Le démantèlement d'une INB est autorisé par décret du Premier Ministre, pris après enquête publique et après avis de l'ASN. Ce décret précise les étapes du démantèlement, sa durée ainsi que l'état final visé. Une fois le démantèlement achevé, l'exploitant adresse à l'ASN une demande de déclassement qui permet, après décision de l'ASN soumise à homologation, de sortir l'installation du régime des INB. La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, en particulier sa disposition codifiée à l'article L. 593-25 du Code de l'environnement, a élevé au rang législatif la stratégie de démantèlement mise en œuvre depuis le début des années 2000 par EDF en précisant qu'il doit intervenir dans un délai « *aussi court que possible* » après la mise à l'arrêt définitif dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-2 du Code de la santé publique et au II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement.

Un projet de décret relatif au démantèlement des installations nucléaires de base viendra modifier le décret du 2 novembre 2007, dit « décret Procédures », en vue de mettre en œuvre des dispositions issues de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, en particulier sur le contenu des dossiers de déclaration d'arrêt et de demande de démantèlement.

Les déchets radioactifs

Les activités d'EDF sont soumises à la réglementation française relative à la gestion durable des déchets radioactifs. EDF assume la responsabilité des déchets radioactifs résultant de ses activités. En France, la gestion des déchets radioactifs est assurée par l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA), établissement public à caractère industriel et commercial créé par la loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs.

Le mode de gestion des déchets radioactifs en France dépend de leur degré de radioactivité et de leur période d'activité radiologique (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). La loi du 28 juin 2006, codifiée aux articles L. 542-1 et suivants du Code de l'environnement, précise l'organisation et le financement de la gestion des déchets radioactifs, de même que les modalités d'encadrement de l'évaluation et de la couverture des charges de déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs, codifiées aux articles L. 594-1 et suivants. En particulier, les actifs affectés à la couverture des provisions ne peuvent être utilisés pour un autre objet par l'exploitant, et doivent faire l'objet d'un enregistrement comptable distinct. La mise en œuvre de ces dispositions est contrôlée par l'autorité administrative, c'est-à-dire le Ministre chargé de l'énergie, elle-même soumise à une Commission Nationale d'Évaluation du financement des charges de déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

Le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires précise les conditions et les modalités d'application des dispositions de la loi de juin 2006.

Un rapport est transmis tous les trois ans à l'autorité administrative et à l'ASN avec copie aux Commissaires aux comptes, qui décrit notamment l'évaluation des charges, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions et la composition des actifs. L'autorité administrative peut demander tout justificatif complémentaire, faire réaliser par un organisme extérieur une étude, requérir une expertise de la valeur des actifs à la charge de l'exploitant.

La Directive n° 2011/70/Euratom constitue un socle de règles fondamentales en matière de gestion des déchets radioactifs et du combustible usé pour un certain nombre d'États membres de l'Union européenne et clarifie plusieurs notions. Ce texte présente notamment le stockage géologique profond comme l'option la plus sûre et la plus durable pour la gestion des déchets de Haute Activité à Vie longue et envisage la possibilité de créer des sites de stockage partagés entre plusieurs États, sur la base du volontariat.

La réglementation en matière de radioprotection

En France, les activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants sont soumises à deux régimes distincts selon la catégorie de personnes à protéger. La réglementation sur la protection générale de la population contre ces rayonnements, régie par le Code de la santé publique, réside principalement dans la soumission de toute activité nucléaire à un régime de déclaration ou d'autorisation, étant précisé que les autorisations délivrées lors de la création des INB tiennent lieu d'autorisation au titre du Code de la santé publique. L'article R. 1333-8 du Code de la santé publique fixe la dose limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, régie par le Code du travail, impose diverses obligations à l'employeur des salariés susceptibles d'être exposés et, en particulier, fixe une limite d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants à 20 mSv sur douze mois consécutifs.

Les dispositions relatives au contrôle des sources radioactives scellées de haute activité et des sources orphelines sont fixées dans le Code de la santé publique.

La Directive n° 2013/59/Euratom du 5 décembre 2013, qui fixe les nouvelles « normes de base », abroge la Directive n° 96/29 du 13 mai 1996. Cette Directive devra être transposée avant le 6 février 2018. Les services de l'État concernés ont organisé des groupes de travail dans lesquels les employeurs et les salariés sont représentés en vue d'une transposition qui aurait pour objectif la simplification du système.

La responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires

Plusieurs conventions internationales régissent la responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires, notamment la convention de Paris du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et la convention de Bruxelles du 31 janvier 1963, complémentaire à la convention de Paris. Ces deux conventions sont applicables dans les pays signataires qui les ont ratifiées, dont la France et le Royaume-Uni.

La convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité qui présente des caractéristiques spécifiques. La responsabilité pour les dommages nucléaires aux personnes et aux biens est objective (même en l'absence de faute) et limitée en montant et en durée, et canalisée sur l'exploitant nucléaire seulement.

En France, le montant de responsabilité de l'exploitant était limité à environ 91,5 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à environ 22,9 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. Ces montants ont été augmentés respectivement à 700 millions d'euros et 70 millions d'euros le 18 février 2016 lors de l'entrée en vigueur de l'article 130 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte mentionnée ci-dessous.

Au-delà du montant maximal de responsabilité à la charge de l'exploitant, il revient à l'État sur le territoire duquel est survenu le sinistre d'indemniser les victimes jusqu'à un plafond de 201,4 millions d'euros (dans la mesure où cet État est partie à la convention de Bruxelles) ; au-delà de ce montant, les États membres adhérents à la convention de Bruxelles (y compris la France) contribuent collectivement à une indemnisation jusqu'à un plafond de 345,3 millions d'euros.

La convention prévoit également une obligation d'assurance ou de garantie financière de l'exploitant à concurrence des montants de responsabilité fixés, en vue de garantir la disponibilité des fonds. Le Ministre chargé de l'économie contrôle le respect par les exploitants français de cette obligation. EDF est en conformité avec les exigences actuelles de couverture (voir section 2.2.7 « Assurances »).

Des protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004 mais ne sont toujours pas en vigueur. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation nettement plus importants, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages indemnisables. La responsabilité de l'exploitant sera ainsi égale à 700 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à 70 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. L'État où se trouve l'installation nucléaire de l'exploitant responsable du dommage interviendra au-delà des 700 millions d'euros à la charge de l'exploitant et jusqu'à 1 200 millions d'euros (dans la mesure où cet État est partie à la convention de Bruxelles). Au-delà de ce montant, les États parties à la convention de Bruxelles interviendront jusqu'à un plafond de 1 500 millions d'euros. En outre, pour les dommages corporels exclusivement, le délai imparti pour introduire des actions en réparation passera de dix ans à trente ans à compter de la date de l'accident. Une autre importante modification est l'introduction d'une définition détaillée de la notion de « dommage nucléaire » prenant en compte les dommages immatériels, le coût des mesures de sauvegarde, le coût des mesures de restauration d'un environnement dégradé et certains autres préjudices résultant de la dégradation de l'environnement. Ces nouvelles dispositions ne seront toutefois applicables qu'à compter de la date d'entrée en vigueur du protocole portant modification de la convention de Paris, c'est-à-dire lorsqu'au moins deux tiers des seize États parties l'auront ratifiée. La France a adopté une loi de ratification des deux protocoles (loi n° 2006-786 du 5 juillet 2006), mais n'a pas encore déposé les instruments de ratification correspondants.

Par ailleurs, le 30 avril 2014, la France a déposé son instrument de ratification du protocole commun relatif à l'application de la convention de Vienne et de la convention de Paris, qui est ainsi entré en vigueur pour la France le 30 juillet 2014. Ce protocole commun établit une passerelle entre la convention de Paris, qui couvre les pays d'Europe de l'Ouest, et la convention de Vienne du 21 mai 1963 relative à la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires, qui couvre (entre autres) les pays d'Europe de l'Est. Il permet aux parties à l'une de ces deux conventions (Paris ou Vienne) qui adhèrent au protocole de bénéficier de la couverture assurée par l'autre convention.

Protection des installations et matières nucléaires

La réglementation sur la protection et le contrôle des matières nucléaires régie par l'article L. 1333-1 du Code de la défense a pour objet de détecter et prévenir la perte, le vol ou le détournement des matières nucléaires détenues dans des installations, ou en cours de transport, ou tout acte visant à les altérer, les détériorer ou les disperser.

Cette réglementation a été entièrement refondue par le décret n° 2009-1120 du 17 septembre 2009 relatif à la protection et au contrôle des matières nucléaires, de leurs installations et de leur transport, codifié dans le Code de la défense. Ce décret a eu pour principal objet d'étendre la protection des matières nucléaires aux installations les abritant. Plusieurs arrêtés publiés en 2011 précisent les obligations des opérateurs.

Pour les CNPE, l'arrêté du 10 juin 2011, relatif à la protection physique des installations abritant des matières nucléaires dont la détention relève d'une autorisation, est basé sur la défense en profondeur des cibles, à savoir les matières nucléaires, les équipements ou les fonctions dont la défaillance ou l'endommagement engendrés par un acte de malveillance sont susceptibles d'entraîner des conséquences radiologiques. Ainsi, l'opérateur doit mettre en place plusieurs lignes de protection matérialisées par six zones (zones à accès contrôlé, zone vitale, zone interne…). Modifié par un arrêté du 15 septembre 2015, il permet désormais la mise en place de dispositifs de protection dangereux si l'évaluation des modalités de l'étude de sécurité prévue à l'article R. 1333-4 du Code de la défense révèle que les moyens mis en œuvre pour répondre aux objectifs de sécurité apparaissent insuffisants.

L'arrêté du 9 juin 2011 développe le système de suivi physique des matières nucléaires ainsi que les conditions de la comptabilité pour les matières nucléaires et les obligations qui pèsent sur l'opérateur. Ainsi, l'opérateur s'assure notamment que le suivi physique et la comptabilité sont protégés contre les actions de malveillance identifiées lors de la délivrance de l'autorisation.

La loi n° 2015-588 du 2 juin 2015 relative au renforcement de la protection des installations civiles abritant des matières nucléaires crée un dispositif pénal spécifique au délit d'intrusion dans ces installations. Pour la mise en œuvre de ce dispositif, le décret n° 2015-1255 du 8 octobre 2015 crée des zones nucléaires à accès réglementé (ZNAR) qui doivent être délimitées au sein de chaque installation. L'intrusion dans les ZNAR constitue un délit pénal puni d'un an d'emprisonnement et de 15 000 euros d'amende, avec une échelle de peine plus sévère en cas de circonstances aggravantes (trois ans de prison et 45 000 euros d'amende notamment lorsque l'infraction est commise en réunion et sept ans de prison et 100 000 euros d'amende notamment lorsqu'elle est commise avec l'usage ou la menace d'une arme).

1.5.6.2.3 Réglementation applicable à la production thermique

Les activités de production thermique (THF) du groupe EDF sont soumises en France à la réglementation sur les ICPE (voir section 1.5.6.2.1 « Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) »). Le parc THF d'EDF est également soumis au respect d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air, issue notamment de la Directive européenne n° 2001/81/CE du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques (Directive NEC) et de la Directive n° 2001/80/CE du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (Directive GIC), celle-ci étant abrogée et remplacée depuis le 1er janvier 2016 par la Directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (Directive IED). Ces directives ont été transposées par plusieurs arrêtés, notamment l'arrêté du 30 juillet 2003 relatif aux chaudières présentes dans les installations existantes de combustion d'une puissance supérieure à 20 MWth, lequel a été abrogé et remplacé à compter du 1er janvier 2016 par l'arrêté du 26 août 2013 relatif aux installations de combustion d'une puissance supérieure ou égale à 20 MW soumises à autorisation au titre de la rubrique 2910 et de la rubrique 2931.

Des dérogations aux obligations relatives aux émissions dans l'air étaient possibles jusqu'au 31 décembre 2015. À compter de cette date, ce sont les plafonds et les dérogations issues de la Directive IED précitée qui s'appliquent, avec notamment des problématiques spécifiques concernant les outils de production dans les DOM et les systèmes de secours, dont les niveaux de pollution nécessitent de négocier des dispositions adaptées. Deux arrêtés du 26 août 2013, entrés en vigueur le 1er janvier 2014, rassemblent l'ensemble des dispositions applicables aux installations de combustion et précisent les conditions permettant à ces installations de déroger aux valeurs limites d'émission.

Les activités de production thermique sont également soumises aux dispositions de la Directive Seveso 3 et à l'obligation de constitution des garanties financières (voir section 1.5.6.2.1 « Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) »). Le décret n° 2014-1501 du 12 décembre 2014 modifiant la nomenclature des installations classées concerne certaines installations thermiques à flamme stockant des fiouls lourds, et les assujettit à la réglementation Seveso 2.

La Directive n° 2015/2193/UE du 25 novembre 2015 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des installations de combustion moyennes devra être transposée au plus tard le 19 décembre 2017. Elle établit des règles visant à limiter les émissions atmosphériques de dioxyde de soufre (SO_2), d'oxydes d'azote (NO_x) et de poussières en provenance des installations de combustion moyennes et à réduire les émissions atmosphériques et les risques que celles-ci sont susceptibles de présenter pour la santé humaine et l'environnement. Les installations concernées sont les installations de combustion d'une puissance thermique nominale égale ou supérieure à 1 MW et inférieure à 50 MW, quel que soit le type de combustible qu'elles utilisent.

1.5.6.2.4 Réglementation applicable aux installations hydrauliques

Les installations hydrauliques sont soumises en France aux dispositions des articles L. 511-1 et suivants du Code de l'énergie. Elles font l'objet de concessions accordées par décret (pour les ouvrages de plus de 100 MW) ou par arrêté préfectoral (pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW), ou d'autorisations préfectorales (pour les ouvrages de moins de 4,5 MW) (voir section 1.4.1.4.1.4 « Les enjeux de la production hydraulique » concernant les concessions hydrauliques).

Les activités de production hydroélectrique d'EDF sont soumises aux règles de fond de la réglementation sur l'eau. Cette réglementation a notamment trait à la maîtrise des variations de niveaux et de débits d'eau, à la sûreté des zones situées à proximité, à l'aval des aménagements hydrauliques et au maintien, plus généralement, d'une gestion équilibrée de la ressource en eau (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »).

Mise en concurrence des concessions hydrauliques

Jusqu'au 1er avril 2016, la procédure de mise en concurrence des concessions hydroélectriques demeure régie par le décret n° 94-894 du 13 octobre 1994, désormais codifié au livre V de la partie réglementaire du Code de l'énergie (*cf.* décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du Code de l'énergie). Ce décret, tel qu'il a été modifié par le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008, inscrit les concessions dans le régime juridique des délégations de service public défini par la loi n° 93-122 du 29 janvier 1993, dite « loi Sapin », étant précisé que l'ancien droit de préférence au bénéfice du concessionnaire sortant a été supprimé

par la loi sur l'eau n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 du fait de sa non-compatibilité avec le droit européen.

Pour toutes les procédures initiées à compter du 1er avril 2016, l'attribution des concessions hydroélectriques est à présent régie par l'ordonnance n° 2016-65 du 29 janvier 2016 et par son décret d'application n° 2016-86 du 1er février 2016 relatif aux contrats de concession. Ces textes sont venus abroger, afin de les moderniser et de les mettre en adéquation avec le droit européen (Directive n° 2014/23/UE du 26 février 2014 sur l'attribution des concessions), les dispositions précitées de la loi Sapin.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte est venue compléter le cadre juridique applicable aux concessions hydroélectriques en offrant la possibilité à l'État :

- de regrouper des concessions formant une « chaîne d'aménagements hydrauliquement liés », en fixant une nouvelle date d'échéance commune à l'ensemble des concessions concernées (articles L. 521-16-1 et L. 521-16-2 du Code de l'énergie) ;
- de créer des sociétés d'économie mixte (SEM) hydroélectriques constituées d'opérateurs privés et d'un pôle public (État, collectivités locales, etc.), actionnaires chacun à hauteur de 34 % minimum (articles L. 521-18 et suivants du Code de l'énergie) ;
- de prolonger certaines concessions en contrepartie d'investissements de la part des exploitants lorsque ces investissements sont nécessaires pour atteindre les objectifs de la politique énergétique nationale (article L. 521-16-3 du Code de l'énergie).

Un projet de décret relatif aux concessions d'énergie hydraulique, dont l'objet est de mettre en œuvre les dispositions de la loi précitée du 17 août 2015 et de moderniser le cadre réglementaire des concessions hydroélectriques (notamment en précisant sur certains points la procédure d'attribution des concessions et en approuvant un nouveau cahier des charges type), a été soumis pour avis au Conseil supérieur de l'énergie le 20 octobre 2015. Dès son adoption, prévue pour la fin du premier trimestre 2016, ce décret viendra intégrer, en le modifiant, le livre V de la partie réglementaire du Code de l'énergie, où figurent désormais les dispositions du décret précité du 13 octobre 1994.

Enfin, d'autres projets de textes relatifs aux concessions hydroélectriques devraient être prochainement adoptés et notamment un projet d'ordonnance pris en application de l'habilitation donnée au Gouvernement par l'article 119 de la loi du 17 août 2015, soumis au CSE du 12 octobre 2015, qui modifie en particulier le régime des sanctions administratives et pénales applicables aux concessions hydroélectriques.

Redevance annuelle

Conformément à l'article L. 523-2 du Code de l'énergie, les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement ou de leur prolongation dans les conditions prévues par les articles L. 521-16-2 ou L. 521-16-3 du Code de l'énergie, font l'objet d'une redevance annuelle proportionnelle aux recettes issues de la concession, versée pour partie à l'État et pour partie aux départements et communes sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. Un plafond est fixé, au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque nouvelle concession ou concession renouvelée. L'article 69 de la loi n° 2015-1785 du 29 décembre 2015 de finances pour 2016 a expressément confirmé que cette nouvelle redevance est exclusive de l'application des redevances prévues par l'article L. 523-1 du même Code, qui s'appliquent aux concessions renouvelées avant 2006.

Sécurité et sûreté des ouvrages

Le Code de l'environnement comporte, à ses articles R. 214-112 et suivants, des dispositions applicables à la sécurité et à la sûreté des ouvrages hydrauliques autorisés, déclarés et concédés. Les barrages sont répartis en trois classes (A, B, C) en fonction de leurs caractéristiques, notamment leur hauteur et le volume de la retenue. Selon ce classement et le régime juridique de l'ouvrage, la réglementation impose à l'exploitant ou au concessionnaire un certain nombre d'obligations pour garantir leur sécurité et leur sûreté (notamment la réalisation et la mise à jour d'études de danger – voir section 1.4.1.4.1.2 « La sûreté hydraulique »). Le projet de décret précité, relatif aux concessions d'énergie hydraulique, comporte des dispositions destinées à unifier la réglementation, quel que soit le régime juridique de l'ouvrage.

1.5.6.2.5 Réglementation applicable à la production d'énergies renouvelables

Le Paquet Climat (dit « Paquet Énergie-Climat 2020 ») a été à l'origine d'un ensemble de mesures visant à assurer que l'Union européenne réalisera d'ici 2020 les objectifs de réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre (GES), d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique et de 20 % d'énergies renouvelables (EnR) dans la consommation d'énergie. Le « Paquet Énergie-Climat 2030 », adopté le 24 octobre 2014, fixe de nouveaux objectifs pour 2030 : 40 % de réduction des émissions de GES par rapport à 1990, 27 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique et une amélioration de 27 % des économies d'énergie.

L'un des cinq textes composant le Paquet Énergie-Climat 2020 est la Directive n° 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, dite « Directive EnR ». Elle fixe la répartition de l'effort de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale de l'Union européenne d'ici 2020 entre les États membres en considération notamment du mix énergétique national, du potentiel de chaque État et leurs PIBs, et impose aux États membres d'adopter un plan d'action national en matière d'énergies renouvelables.

En application de l'article 4 de la Directive EnR précitée, la France a élaboré son plan national d'action en faveur des énergies renouvelables (2009-2020). Ce plan fixe, conformément à la Directive EnR, un objectif national de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie à l'horizon 2020. La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit, en outre, un objectif à l'horizon 2030 de 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie. Par ailleurs, la même loi prévoit que le plan national sera remplacé par le volet de la PPE portant sur le développement des énergies renouvelables et de récupération.

Pour atteindre les objectifs de la Directive EnR, la loi Grenelle 2 a créé de nouveaux instruments de planification territoriale en vue de permettre un développement équilibré des différentes filières d'énergie renouvelable. Parmi ceux-ci :

- les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), dont le régime juridique est fixé aux articles L. 222-1 à L. 222-3 et R. 222-1 à R. 222-7 du Code de l'environnement. Au 1er mai 2014, toutes les régions ont adopté leur SRCAE ;
- les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RER), dont les articles D. 321-10 à D. 321-21 et D. 342-22 à D. 342-25 du Code de l'énergie précisent le contenu, les modalités d'approbation, la gestion des capacités d'accueil ainsi que les modalités financières de raccordement des producteurs d'électricité.

En application de l'article 15 de la Directive EnR, une ordonnance du 14 septembre 2011 (ratifiée par la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013) a modifié le régime juridique des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables ou par cogénération, fixé aux articles L. 314-14 et suivants du Code de l'énergie. Les modalités de mise en œuvre de ce nouveau régime ainsi que les modalités de désignation de l'organisme en charge de la gestion des garanties d'origine (délivrance, transfert, annulation) sont fixées aux articles R. 314-24 à R. 314-41 du Code de l'énergie. En tant que producteur et acheteur obligé d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables, le groupe EDF est concerné par ces dispositions.

La loi Grenelle 2 contient également des dispositions dérogatoires favorables au développement des énergies marines, lesquelles ont été renforcées par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

En complément, l'article 18 de la loi n° 2014-1545 du 20 décembre 2014 relative à la simplification de la vie des entreprises habilite le Gouvernement à créer un régime d'autorisation unique dédié aux installations de production d'énergie renouvelable en mer situées sur le domaine public maritime et

aux ouvrages de raccordement de ces installations. Par ailleurs, le décret n° 2016-9 du 8 janvier 2016 simplifie les procédures juridiques applicables aux projets d'énergies renouvelables en mer qui sont lauréats d'appels d'offres.

Enfin, la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte institue au bénéfice des « *installations de production d'énergie d'origine renouvelable* » un délai de recours dérogatoire de quatre mois pour contester une autorisation, à compter respectivement soit de la publication de l'autorisation, soit de sa notification.

1.5.6.2.6 Réglementation applicable à la production de l'énergie éolienne

La construction d'éoliennes terrestres est soumise, en application des articles R. 421-1 et R. 421-2 du Code de l'urbanisme, à l'obtention d'un permis de construire pour les éoliennes d'une hauteur égale ou supérieure à 12 mètres. La construction d'éoliennes implantées sur le domaine public maritime est dispensée de permis de construire, conformément à l'article R. 421-8-1 du Code de l'urbanisme.

En outre, en application de la loi Grenelle 2, les éoliennes terrestres sont désormais soumises à la nomenclature des ICPE, sous le régime de l'autorisation ou de la déclaration (voir section 1.5.6.2.1 « Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) ») au titre de la rubrique 2980 « Installations terrestres de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent et regroupant un ou plusieurs aérogénérateurs ». Les éoliennes soumises à autorisation font l'objet d'une étude d'impact qui doit accompagner le dossier de permis de construire.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte modifie les règles relatives à la distance d'éloignement entre les éoliennes et les habitations : la distance minimale de 500 mètres est maintenue mais elle pourra être étendue au regard de l'étude d'impact contenue dans le dossier de demande d'autorisation. Elle institue également, à l'article L. 146-4 I du Code de l'urbanisme, des dispositions visant à faciliter l'implantation d'éoliennes terrestres dans les communes concernées par la loi « littoral ». Un décret doit en outre venir préciser les règles d'implantation des éoliennes vis-à-vis des installations et secteurs militaires, des équipements de surveillance météorologique et de navigation aérienne.

L'exploitant ou, en cas de défaillance, la société mère, est responsable du démantèlement des éoliennes et de la remise en état du site, en fin d'exploitation, quel que soit le motif de la cessation de l'activité (articles L. 553-3 et R. 553-1 du Code de l'environnement). À cette fin, il doit constituer des garanties financières dès le début de la production, puis au titre des exercices comptables suivants.

1.5.6.2.7 Réglementation applicable aux marchés publics

Les Directives n° 2014/24/UE sur la passation des marchés publics et n° 2014/25/UE relative à la passation des marchés par des entités opérant dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux, à laquelle EDF est soumise en tant qu'acheteur, ont été transposées en droit interne par :

- l'ordonnance n° 2015-899 du 23 juillet 2015 relative aux marchés publics qui a procédé à une unification des différentes procédures de mise en concurrence existantes jusqu'à présent dans le Code des marchés publics et l'ordonnance du 6 juin 2005 n° 2005-649 ;
- le décret n° 2016-260 du 25 mars 2016 d'application de l'ordonnance du 23 juillet 2015.

Ces textes sont entrés en vigueur le 1er avril 2016.

1.5.7 RÉGLEMENTATION RELATIVE AUX MARCHÉS DE GROS DE L'ÉNERGIE

Inspiré des règles issues de la Directive « Abus de marché » n° 2003/6/CE applicable aux marchés financiers (voir section 4.1 « Code de gouvernement d'entreprise »), le règlement (UE) n° 1227/2011, dit règlement « REMIT », sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie est entré en vigueur le 28 décembre 2011. Ce règlement vise à prévenir les abus et les manipulations de marché sur les marchés de gros de l'énergie et à renforcer la confiance des acteurs de marché et des consommateurs.

Le renforcement de l'intégrité et de la transparence des marchés de gros de l'énergie doit favoriser une concurrence ouverte et loyale sur ces marchés, afin notamment que les prix fixés sur ces marchés reflètent une interaction équilibrée et concurrentielle entre l'offre et la demande. Le règlement interdit les opérations d'initiés et les manipulations de marché et crée une obligation de publication de l'information privilégiée, telle que définie au sens de REMIT.

L'ACER, Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie, a notamment pour mission de surveiller les échanges commerciaux de produits énergétiques de gros pour détecter et empêcher les transactions fondées sur des informations privilégiées et des manipulations de marché.

L'ACER recueille en outre les données nécessaires pour évaluer et surveiller les marchés. Le règlement prévoit en effet que les acteurs du marché, ou une personne habilitée à le faire pour leur compte, fournissent à l'ACER un relevé détaillé des transactions du marché de gros de l'énergie.

Enfin, les acteurs du marché effectuant des transactions pour lesquelles une déclaration auprès de l'ACER est obligatoire doivent s'inscrire auprès de l'autorité de régulation nationale de l'État membre dans lequel ils sont établis (la CRE en France) ou, s'ils ne sont pas établis dans l'Union européenne, de celle d'un État membre dans lequel ils exercent une activité.

1.5.8 PRINCIPAUX PROJETS DE RÉGLEMENTATIONS SUSCEPTIBLES D'AVOIR UN IMPACT SUR LES ACTIVITÉS DU GROUPE EDF

Plusieurs projets de réglementation aux niveaux communautaire et français, dont les principaux sont décrits ci-dessous, sont susceptibles d'avoir un impact significatif sur les activités du groupe EDF.

1.5.8.1 Réglementation future au niveau européen

Union de l'énergie

Le 25 février 2015, la Commission européenne a publié sa stratégie pour bâtir une Union européenne de l'énergie. Ce paquet « Union de l'énergie » appelle la modification de nombreux textes législatifs et repose sur trois communications relatives :

- au cadre stratégique pour une Union de l'énergie résiliente, dotée d'une politique clairvoyante en matière de changement climatique ;
- au programme de lutte contre le changement climatique planétaire après 2020 dans le cadre du protocole de Paris ;
- à la réalisation de l'objectif de 10 % d'interconnexion dans le secteur de l'électricité.

L'Union de l'énergie comprend cinq volets : sécurité de l'approvisionnement, marché intérieur de l'énergie, efficacité énergétique, réduction des émissions carbonées, recherche et innovation dans le domaine énergétique. Chacun de ces volets s'accompagne d'actions qui seront élaborées et mises en œuvre au cours des prochaines années.

Dans un communiqué de presse du 10 novembre 2015, la Commission de l'industrie, de la recherche et de l'énergie du Parlement européen a présenté ses demandes concernant la construction de l'Union de l'énergie européenne.

Le 18 novembre 2015, l'Union européenne a publié un premier rapport sur l'état de l'Union de l'énergie. Ce rapport décrit les progrès accomplis au cours des neuf derniers mois, indique les domaines d'actions clés pour l'année 2016 et tire les premières conclusions concernant les politiques qui devront être menées aux niveaux régional, national et européen. Le rapport est accompagné de vingt-huit fiches d'information évaluant, pour chaque État membre, l'avancement de l'Union de l'énergie au niveau national. Il présente également la feuille de route de l'Union de l'énergie.

Environnement

Paquet Énergie-Climat 2030

Le 24 octobre 2014, les 28 États membres de l'Union européenne ont abouti à un accord sur leurs objectifs et leurs politiques climatique et énergétique à l'horizon 2030 (dit « Paquet Énergie-Climat 2030 »). Il prévoit, à cette échéance, un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne d'au moins 40 % (par rapport à 1990), de porter la part des énergies renouvelables à 27 % dans la consommation d'énergie de l'Union européenne et un objectif d'amélioration de l'efficacité énergétique de 27 %. Le Commissaire européen à l'énergie et au climat a annoncé que le Paquet Énergie-Climat 2030 serait traduit en propositions législatives. Ainsi, la Commission européenne a présenté le 15 juillet 2015 une proposition de directive visant à modifier la Directive du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté (« Directive ETS »), pour la période 2021-2030. Cette réforme devrait être soumise au Parlement et au Conseil dans les prochains mois.

Règles de sûreté et contrôle des installations nucléaires

En juillet 2014, le Conseil des Ministres de l'Union européenne a adopté la Directive n° 2014/87/Euratom du Conseil du 8 juillet 2014 modifiant la Directive n° 2009/71/Euratom établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires. La Directive révisée vise à actualiser le cadre européen pour la sûreté nucléaire suite à l'accident de Fukushima afin de garantir l'application uniforme des normes élevées en matière de sûreté et de contrôle nucléaires. Les États membres doivent transposer cette directive en droit national pour le 14 août 2017.

1.5.8.2 Réglementation future au niveau national (France)

Projet de loi pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages

Le projet de loi pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages, annoncé lors de la Conférence environnementale 2012, a été adopté en première lecture par l'Assemblée nationale le 24 mars 2015. Cette loi devrait renforcer la protection de la biodiversité et instituer une Agence française de la biodiversité. Elle contient également les dispositions du projet de loi relatif à la réparation du préjudice écologique annoncé par le Gouvernement en septembre 2013. Le texte fait actuellement l'objet d'une navette parlementaire ; après avoir été adopté le 26 janvier 2016 par le Sénat, il a été adopté en 2e lecture par l'Assemblée nationale le 17 mars 2016.

Réforme du droit de l'environnement

Une réforme visant à simplifier et à rendre plus efficace l'application du droit de l'environnement a été engagée dans le cadre des États généraux de la modernisation du droit de l'environnement. Un travail de préparation de cette réforme est actuellement mené par le Gouvernement avec l'appui de la commission spécialisée sur la modernisation du droit de l'environnement mise en place au sein du Conseil national de la transition écologique (CNTE). La loi dite « Macron » du 6 août 2015 prévoit la mise en œuvre de certaines des propositions formulées dans le cadre de ces travaux, par voie d'ordonnances, qui doivent contenir des mesures visant à (i) accélérer la réalisation des projets de constructions et d'aménagements en faveur de la transition énergétique, (ii) réformer l'évaluation environnementale et transposer les dispositions de la Directive n° 2014/52/UE du 16 avril 2014 sur les études d'impact et (iii) accélérer la résolution des contentieux environnementaux.

En parallèle des États généraux, la Ministre de l'Écologie a lancé le 6 janvier 2015 le chantier de la « démocratie participative » en matière d'environnement, qui doit déboucher sur des propositions concrètes de réforme de la participation du public. Les propositions issues de ce chantier ont été reprises par la loi Macron, qui habilite le Gouvernement à réformer par voie d'ordonnances le cadre juridique de la participation du public. Les mesures à paraître devraient notamment renforcer cette participation au stade de la concertation avec le public, en amont du dépôt des demandes d'autorisation.

Les ordonnances prévues par la loi Macron doivent être publiées avant le 7 août 2016.

L'ensemble de ces réformes est susceptible d'impacter les procédures d'autorisations applicables aux projets du groupe EDF.

Reporting extrafinancier

Au niveau européen, la Directive n° 2014/95/UE du 22 octobre 2014 qui vise à améliorer la transparence en matière d'informations non financières entre États membres impose aux grandes entreprises d'établir une déclaration non financière comprenant des informatives relatives « *aux questions environnementales, aux questions sociales et de personnel, de respect des droits de l'homme et de lutte contre la corruption* ». Elle impose également à ces entreprises de fournir une « *description de la politique de diversité appliquée à leurs organes d'administration, de gestion et de surveillance* ». Cette Directive doit être transposée en France avant le 6 décembre 2016.

Proposition de loi sur le devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre

Cette proposition de loi prévoit l'obligation pour les grandes entreprises d'établir un plan de vigilance et d'assurer sa mise en œuvre « *effective* » de manière à identifier et prévenir la réalisation de risques d'atteintes aux droits de l'homme et aux libertés fondamentales, de dommages corporels ou environnementaux graves ou de risques sanitaires résultant de leurs activités et de celles des sociétés qu'elles contrôlent ainsi que des activités de leurs sous-traitants et fournisseurs. Un système de vérification/sanction par le juge du respect de cette obligation est prévu par le texte. La proposition de loi a été adoptée en première lecture par l'Assemblée nationale le 30 mars 2015. Rejetée par le Sénat le 18 novembre 2015, elle a été adoptée en 2e lecture par l'Assemblée nationale le 23 mars 2016.

1.6 Recherche et développement, brevets et licences

La Direction Recherche et Développement (R&D) du groupe EDF a pour missions principales d'appuyer au quotidien les métiers et filiales du Groupe, en leur apportant son expertise de haut niveau et ses pratiques performantes, et de contribuer à construire l'avenir du Groupe, en anticipant les évolutions et défis majeurs auxquels il est confronté.

Ces défis concernent en particulier :

- les ressources fossiles et le réchauffement climatique, qui implique des questionnements et régulations sur le taux d'émission des gaz à effet de serre ;
- les usages de l'eau et la gestion de l'environnement ;
- le développement rapide de pays émergents, qui déplace les zones de consommation ;
- le développement important des technologies de l'information dans le milieu de l'énergie, qui offre de nouvelles opportunités au métier d'électricien ;
- les clients, consommateurs, collectivités, qui deviennent aussi producteurs, et souhaitent mieux consommer et vivre dans des bâtiments, des quartiers ou des villes plus autonomes en énergie.

Dans ce contexte, le rôle à jouer par la R&D est crucial pour trouver des solutions à l'ensemble de ces défis. Ses axes de recherche s'articulent autour de trois grandes priorités :

- consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés : un des enjeux majeurs de la transition est d'assurer la coexistence performante de moyens de production traditionnels, en particulier en améliorant encore la sûreté et la performance du parc nucléaire actuel ainsi que sa durée de fonctionnement, avec le développement des nouvelles énergies renouvelables ;
- développer et expérimenter de nouveaux services énergétiques pour les clients, qui assurent une demande énergétique flexible et faiblement émettrice de carbone, grâce à l'amélioration de la connaissance de la demande, au développement de l'efficacité énergétique chez les clients, à la promotion des nouveaux usages performants de l'électricité souvent associés aux énergies renouvelables (pompes à chaleur, mobilité électrique…), au développement de la modélisation technique et économique au service d'une ingénierie pour le bâtiment, l'industrie et la ville durable et au développement de l'intégration des usages et consommations au système électrique avec les *smart grids* et les tarifs ;
- préparer les systèmes électriques de demain, en optimisant la durée de vie des infrastructures de réseaux et en accompagnant l'adaptation du système électrique par l'amélioration de la gestion des actifs de réseau, les modèles d'optimisation et les scénarios économiques pour les projets de nouvelles infrastructures de transport, l'insertion des énergies intermittentes et le développement des *smart grids*.

En complément de son programme global d'activités, la R&D a mis en évidence quatre programmes de recherche de type « rupture – préparation de l'avenir ». Il s'agit :

- des systèmes et services énergétiques locaux, avec la mise au point industrielle d'outils techniques de planification urbaine et la définition des modalités d'intégration optimale des systèmes énergétiques locaux dans le cadre d'un système d'ensemble national ;
- du numérique dans la relation client, pour proposer des services innovants et dans notre industrie, pour améliorer le *monitoring* de nos installations et la prévisibilité de la maintenance ;
- du stockage, du photovoltaïque et de la mobilité électrique ;
- des *small modular reactors* : des réacteurs de petite taille qui pourraient répondre notamment au marché des territoires isolés ou à faible réseau de transport.

1.6.1 ORGANISATION DE LA R&D ET CHIFFRES CLÉS

La R&D d'EDF est intégrée et multidisciplinaire pour faciliter les synergies et transferts de méthodes entre métiers du Groupe.

En 2015, le montant global du budget de recherche et développement du Groupe s'est élevé à 658,9 millions d'euros, dont 555,2 millions d'euros pour le budget d'EDF R&D. C'est l'un des budgets de R&D les plus élevés parmi les grands électriciens. Environ deux tiers du budget est alloué à des programmes construits annuellement et contractualisés avec les directions opérationnelles et des filiales d'EDF. Le tiers restant est dédié à des actions d'anticipation de moyen et long termes qui s'inscrivent dans les grands axes prioritaires de la R&D du Groupe.

Environ 21 % de ce budget a été consacré en 2015 à la protection de l'environnement. Ces dépenses portent notamment sur la recherche sur l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, la ville durable, les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances. La R&D d'EDF compte plus de 2 100 collaborateurs de 29 nationalités, dont 80 % de cadres, 33 % de femmes, ainsi que 150 doctorants. 200 chercheurs enseignent dans les universités et les grandes écoles. Elle embauche chaque année une centaine de personnes et a un flux de mobilité exportateur vers les autres entités du groupe EDF. La Direction R&D est composée de 15 départements. Ses compétences couvrent l'ensemble des champs d'activité du Groupe : énergies renouvelables, réseaux, production nucléaire, thermique, hydraulique, *management* d'énergie, commerce, Systèmes d'Information, environnement. Elles sont à la fois disciplinaires, métiers, projets et intégratrices sur des grands systèmes. La R&D d'EDF gère un organisme de formation interne, l'Institut de transfert de technologie (ITech) qui a pour vocation de diffuser les pratiques, les savoir-faire et les innovations issues de la R&D d'EDF vers le groupe EDF. Un catalogue d'une centaine de formations est actualisé chaque année ; l'offre est désormais intégrée dans les Académies des Métiers (voir section 3.3.1.3 « Le développement des compétences : préparer l'avenir »).

La R&D est à ce jour organisée autour de plusieurs sites. Trois sont situés en France en région parisienne, sept sont à l'international : Allemagne, Royaume-Uni, Pologne, Chine, États-Unis, Singapour et Italie. Les centres de Chatou et des Renardières, près de Fontainebleau, comptent chacun 500 personnes environ. Le centre de Clamart compte près de 1 000 personnes. 230 chercheurs travaillent hors de France, dont une trentaine d'expatriés.

Le Conseil d'administration d'EDF a approuvé en novembre 2010 le projet d'implanter le centre principal de R&D d'EDF, actuellement à Clamart, sur le campus de Paris-Saclay. Ce centre est destiné à accueillir jusqu'à 1 500 personnes, incluant des chercheurs du Groupe, des étudiants en thèse et des stagiaires. EDF donne ainsi une nouvelle ambition à sa R&D et met l'innovation et la recherche scientifique et industrielle au cœur de ses priorités. Un nouveau centre de formation d'EDF sera implanté à proximité. La réunion en un même lieu du centre de recherche et du centre de formation formera l'ensemble EDF Lab Paris-Saclay. Ce choix positionne EDF comme un acteur de premier plan du campus de Paris-Saclay et lui permettra de bénéficier d'une dynamique de coopération renforcée avec les établissements d'enseignement supérieur et les centres de recherche publics et privés installés à proximité.

Dans ce cadre, un accord est entré en vigueur au 1er juillet 2014 après la signature de la Direction d'EDF R&D et de l'ensemble des organisations syndicales représentatives de la R&D. Cet accord, fruit d'un dialogue social nourri entre les parties prenantes, définit les mesures d'accompagnement destinées aux salariés d'EDF de Clamart qui emménageront dans le nouveau centre mi 2016.

Par ailleurs, plusieurs partenariats ont déjà été contractualisés avec des institutions présentes sur le plateau de la future université Paris-Saclay :

- un laboratoire commun de recherche entre EDF et Telecom Paris Tech sur l'internet des objets et la cyber-sécurité (SEIDO) pour les systèmes électriques. Son enjeu est de préparer et faciliter le déploiement de services de gestion de la demande énergétique et d'efficacité énergétique s'appuyant sur des objets énergétiques communicants et interopérables (chauffage, climatiseurs, produits blancs et bruns, véhicules électriques…), et ainsi contribuer à assurer la cohérence de l'ensemble du système ainsi que sa sûreté (sécurité, confidentialité…) ;
- le laboratoire commun *Rise Grid* sur la modélisation et la simulation des *smart grids* avec Supélec ;
- l'institut SEISM sur la modélisation du séisme de la faille à la structure, regroupant EDF, le CEA, l'École centrale de Paris, l'ENS Cachan et le CNRS ;
- le programme Gaspard-Monge pour l'optimisation et la recherche opérationnelle (PGMO), abrité par la Fondation mathématique Jacques-Hadamard, mis en place grâce à un mécénat de la Direction de la R&D d'EDF ;
- l'Institut des sciences de la mécanique et applications industrielles (IMSIA), qui associe depuis juin 2015 l'ENSTA aux côtés d'EDF, du CNRS et du CEA Saclay ;
- le laboratoire commun Finance et Marchés de l'Énergie avec Dauphine, l'ENSAE et l'École polytechnique.

Les sites de la R&D abritent deux unités mixtes de recherche avec le CNRS : l'Institut des sciences de la mécanique et applications industrielles (ex-Laboratoire de mécanique des structures industrielles durables, LaMSID) et l'Institut de recherche et développement sur l'énergie photovoltaïque (IRDEP), ainsi qu'un centre international de R&D : le *Materials Aging Institute* (MAI).

Pour la réalisation de ses travaux, EDF continue d'investir dans des moyens de simulation numérique puissants et reconnus. Il développe des codes de calculs et moyens de calculs de pointe au premier rang des industriels. Sa capacité actuelle s'élève à 1 400 téraflops.

Le Groupe possède par ailleurs des moyens expérimentaux uniques, comme des boucles analytiques spécifiques (chimie-corrosion, rupture, aéroacoustique…), des boucles centrées sur des composants ou des *process,* des moyens d'interventions d'essais sur site ou des moyens dédiés à la caractérisation des matériaux et de leur vieillissement. Deux installations phares récentes sont :

- *Concept Grid* : réseau électrique à échelle réduite dont la finalité est de tester et d'éprouver l'insertion des matériels innovants et des systèmes « intelligents » constitutifs d'un *smart grid* avant leur installation sur le réseau. *Concept Grid* vise à préparer les évolutions du réseau de distribution en étudiant l'intégration de nouveaux composants et d'équipements issus des technologies de communication et d'information et facilitant la gestion de la demande. Il vise également à faciliter l'intégration de la production décentralisée en étudiant le comportement des moyens de production sur le système électrique et en étudiant les applications de stockage d'électricité. *Concept Grid* est le maillon manquant entre un laboratoire de recherche classique, où les innovations sont testées dans des conditions qui ne sont pas totalement représentatives de la réalité, et le réseau réel, sur lequel le respect de la qualité de service limite les expérimentations ;
- Vercors : la construction d'une maquette de bâtiment réacteur à l'échelle 1:3 pour étudier les modes de vieillissement des enceintes à double paroi.

La R&D renforce également sa capacité à industrialiser et valoriser l'innovation interne et développer une ouverture sur l'innovation externe. Elle a pour objectif de parvenir à intégrer des innovations dans les processus industriels du Groupe. La démarche s'articule autour de deux actions :

- mieux valoriser l'innovation interne et accélérer le *time to business* par des actions en collaboration avec les métiers. Ainsi, une équipe dédiée aide à protéger et valoriser la propriété intellectuelle et le potentiel d'expertise de la R&D d'EDF et à accélérer le transfert et l'industrialisation des innovations ;
- développer une ouverture sur l'innovation externe et, le cas échéant, mettre en démonstration des innovations externes.

EDF est l'investisseur principal d'Electranova Capital, fonds de capital-risque pour les *start-up* spécialisées dans les *cleantech,* lancé en mai 2012 aux côtés d'Allianz et de Bpifrance et géré par Idinvest Partners. Le fonds Electranova Capital, doté d'une capacité d'investissement d'environ 90 millions d'euros, a vocation à favoriser l'émergence de projets innovants dans les nouvelles technologies afin de relever le défi d'un modèle énergétique bas carbone.

Dix investissements ont été conclus avec de jeunes entreprises, dont quatre françaises. Toutes les sociétés sont en interaction avec un ou plusieurs métiers d'EDF :

- Actility : acteur français majeur dans le domaine des *smart grids* ;
- Enlighted : experte de l'optimisation énergétique, Enlighted propose une solution de contrôle de l'éclairage des bâtiments commerciaux, industriels et tertiaires ;
- Forsee Power Solution : entreprise française spécialiste de la conception de batteries ;
- Seatower : société norvégienne qui a développé des bases gravitaires novatrices pour l'éolien en mer ;
- SunFire : société allemande spécialiste des piles à combustible et électrolyse pour stockage stationnaire ;
- Leosphère : PME française créée en 2004, aujourd'hui le leader mondial de l'exploitation du Lidar, une technologie qui se sert de lasers et de leurs réflexions sur l'atmosphère ;
- Techniwood : société française qui conçoit, fabrique et commercialise la nouvelle génération industrielle de système constructif composite bois - isolant Panobloc® ultra-performant ;
- Sunrun : société américaine qui est un des leaders de la vente de panneaux solaires aux particuliers aux États-Unis, sur un principe de *solar as a service* ;
- Organica Water : société créée en Hongrie qui développe et commercialise une technologie disruptive et énergétiquement efficace pour le traitement biologique des eaux usées municipales et industrielles ;
- First Fuel : société américaine qui propose une solution « numérique » permettant la réalisation de campagnes d'audits énergétiques à distance et en nombre des bâtiments commerciaux.

EDF est également présent dans le fonds Amorçage Technologique Investissement (ATI), géré par CEA Investissement, dédié aux jeunes sociétés françaises dont l'innovation technologique concerne les domaines de l'énergie, de l'environnement, des micro- et nanotechnologies.

Enfin, cinq prises de participation dans des fonds de capital-risque en France, en Amérique du Nord et en Chine ont été réalisées pour accéder à un vivier mondial de *start-up* et d'innovations :

- Robolution Capital, fonds dédié à la robotique lancé en mars 2014 ;
- Chrysalix, fonds canadien dédié au *cleantech venture capital,* en décembre 2011 ;
- Tsing capital, premier fonds chinois dédié au *cleantech venture capital*, en décembre 2011 ;
- DBL investors aux États-Unis, fonds créé en 2008 ;
- Mc Rock, fonds canadien spécialisé dans les applications industrielles de l'internet des objets, en 2015.

1.6.2 LES PRIORITÉS DE LA R&D

La R&D d'EDF travaille pour tous les métiers du Groupe. Elle propose, pour le compte des métiers, des solutions technologiques ou des modèles d'affaires innovants et économiques permettant d'améliorer la performance de ces métiers, et prépare l'avenir du Groupe à plus long terme par des actions d'anticipation de moyen et long termes. Elle contribue à faire d'EDF un groupe industriel mondial des systèmes électriques décarbonés.

L'ambition de la R&D d'EDF dans le contexte en profonde évolution de l'énergie se décline selon trois axes majeurs : consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés, développer et expérimenter de nouveaux services énergétiques pour les clients et enfin préparer les systèmes électriques de demain.

La R&D mène également des travaux de recherche sur les technologies de l'information en appui de ces trois axes. Ces travaux s'articulent autour de cinq thèmes majeurs : les systèmes complexes, le *management* et le traitement de grands volumes de données, l'internet des objets, la cybersécurité et la simulation pour des problèmes physiques.

L'objectif de ces travaux dans ce domaine est double :

- améliorer la performance des métiers par les technologies de simulation avancée ;
- faire émerger de nouvelles opportunités pour les métiers à partir d'usages innovants des nouvelles technologies de l'information et de la communication.

1.6.2.1 Consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés

Dans le domaine de la production nucléaire, hydraulique et thermique, la R&D d'EDF développe des outils et méthodes pour améliorer la sûreté des moyens de production, optimiser leur durée de fonctionnement et accroître leurs performances de production et environnementales. Trois objectifs majeurs sont prioritaires : pérenniser l'atout nucléaire du Groupe, développer les énergies renouvelables et examiner la faisabilité industrielle du captage et du stockage du carbone.

Pour conforter et pérenniser l'avantage nucléaire du Groupe, la R&D travaille à protéger le patrimoine d'EDF en inscrivant ses actions dans le cadre de la démarche d'amélioration de la sûreté des installations, en cherchant à développer ses performances et étendre sa durée de fonctionnement. En 2014, la R&D a par exemple travaillé sur la compréhension et la modélisation des phénomènes de vieillissement des matériaux, notamment pour les aciers de la cuve des réacteurs nucléaires ou pour l'enceinte de confinement en béton, travail indispensable pour maîtriser la durée d'exploitation des installations, notamment pour ses composants non remplaçables.

Par ailleurs, les actions dans le domaine nucléaire portent également sur les questions liées au cycle du combustible. Elles incluent la conception de nouvelles centrales, en particulier celles de quatrième génération et les petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactor* – SMR).

Enfin, les actions de la R&D contribuent à la connaissance et à la maîtrise de l'impact des installations sur l'environnement et symétriquement à la prise en compte des risques environnementaux sur les outils industriels. La R&D étudie ainsi les perspectives d'évolution de la disponibilité de la ressource en eau liée à l'évolution du climat et des territoires. Les travaux de la R&D fournissent ainsi des éléments de compréhension sur les risques et sur les conséquences possibles pour le parc de production (disponibilité de la source froide, capacités de modulation, optimisation de placement).

Pour soutenir ces programmes, la R&D développe des outils de simulation numériques et des moyens d'essais expérimentaux, ainsi que les outils capables de gérer les nouveaux défis posés par la croissance des masses de données numériques, la sécurité informatique et les nouvelles technologies de l'information et de la communication.

Les événements de Fukushima en 2011 ont conduit à intensifier la recherche autour de la sûreté, de l'environnement (agressions externes) et de la durée de vie, mais aussi à s'intéresser à de nouveaux sujets comme la réhabilitation d'une zone habitée évacuée après un accident nucléaire. La R&D d'EDF, en lien avec d'autres acteurs européens du nucléaire, est à l'initiative de NUGENIA, association internationale à but non lucratif créée en mars 2012 et dont l'objectif est de devenir le cadre unique de coopération en R&D en Europe pour les systèmes nucléaires de deuxième et troisième générations et ce, au sein de la plateforme européenne SNETP *(Sustainable Nuclear Energy Technology Platform).* L'association regroupe 80 membres de 20 pays, industriels, entités de recherche, autorités de sûreté… EDF assure la présidence de cette association qui facilitera la création de synergies et de projets communs entre membres ou avec des programmes nationaux de R&D dans les domaines suivants : sûreté et analyse de risques, accidents graves, cœur et performance des réacteurs, intégrité et vieillissement des composants, combustibles, déchets et démantèlement, « *Design* génération III innovateur », avec également des enjeux transverses en matière d'harmonisation de pratiques (principalement dans le domaine de la sûreté) et de contrôles et évaluations non destructifs. NUGENIA a, en 2014, déposé, dans le cadre de l'appel à projets 2014-2015, une quinzaine de projets, principalement dans le domaine de la sûreté et de la durée d'exploitation du parc en exploitation. Par ailleurs, le projet NUGENIA + a lancé son propre appel à projets grâce à un fonds alloué par la Commission européenne.

EDF est également à l'initiative du lancement en 2012 du projet Connexion sur les systèmes futurs de contrôle-commande nucléaire numérique, dans le cadre des projets d'« Investissements d'avenir » de l'État français[1]. Ce projet regroupe des partenaires industriels et académiques de la filière nucléaire française autour d'un programme de recherche ambitieux destiné à préparer les futures méthodes de conception, de qualification ou de rénovation des installations d'instrumentation et de contrôle par commande numérique des centrales. Cette initiative répond également à un enjeu d'harmonisation des solutions industrielles au sein de la filière. Les méthodes d'ingénierie système développées dans ce projet nourrissent les projets de conception de nouveaux modèles de centrales nucléaires et contribuent à la démarche de transition numérique engagée par le groupe.

La deuxième priorité est celle de l'appui au développement des énergies renouvelables. Celles-ci jouent un rôle grandissant dans le paysage énergétique européen et mondial, et EDF, acteur déjà important, souhaite accroître encore ses positions dans ce domaine.

S'agissant des énergies renouvelables, la R&D a pour objectif d'identifier les ruptures technologiques à forts enjeux compétitifs et contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses, en partenariat avec le monde académique et industriel. Les énergies renouvelables étudiées par EDF sont multiples : hydraulique, photovoltaïque, éolien terrestre et en mer, solaire thermodynamique, biomasse, énergies de la mer, géothermie…

La R&D travaille également au développement des outils et méthodes pour renforcer les performances d'exploitation et optimiser les coûts des projets de systèmes de production d'électricité à base d'énergie renouvelables du groupe EDF, dans le but :

- de réduire les risques des investissements : la R&D d'EDF apporte par exemple son expertise dans les projets éoliens *offshore* du groupe EDF, notamment pour l'expertise du *design* du système de turbine et de fondation de l'éolienne, pour la certification des turbines, pour les méthodes d'évaluation du productible. La qualification d'un Lidar flottant pour la mesure du vent sur les sites des projets d'éolien en mer effectuée en 2015 confirme les gains de performance apportés par cette solution innovante. La R&D prépare également l'avenir en étudiant les technologies d'éolien *offshore* flottant et en appuyant EDF EN dans le développement du projet Provence Grand Large ;
- d'améliorer la performance opérationnelle : la R&D a par exemple développé un outil d'analyse des performances machines basé sur la surveillance des paramètres d'exploitation des turbines. Cet outil de diagnostic permet de mettre en évidence les turbines en sous-performance et de réaliser un premier diagnostic ;
- de maîtriser l'impact technico-économique sur le système électrique, et d'assurer l'équilibre du système électrique tout en intégrant les énergies renouvelables. Les travaux portent sur la définition des modalités d'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. Ceci suppose l'analyse de différentes solutions permettant l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et l'évaluation des contraintes et des coûts de leur intégration dans les grands systèmes : stockage, *super grids, smart grids,* pilotage de la demande, etc.

1. *Les Investissements d'avenir sont un emprunt initié par l'État français pour financer des actions de recherche et d'innovation utiles pour le développement économique de la France.*

La troisième priorité est celle du captage, du stockage du carbone et plus largement de la limitation des émissions de CO_2 des centrales thermiques (voir section 1.4.1.3 (« Production thermique en France continentale »)). La question du coût, de l'impact sur les performances de l'installation et des échéances de mise en œuvre de tels procédés est majeure. Les travaux de la R&D visent à donner une vision claire de la maturité technique et économique des différentes technologies de captage pour éclairer le groupe sur la meilleure stratégie de réduction des émissions de CO_2 des centrales thermiques du Groupe.

Pour les centrales existantes, le captage du CO_2 par traitement des fumées semble aujourd'hui la solution la plus adaptée.

Avec le soutien de l'ADEME et de ses partenaires, EDF a construit et exploité pendant un an un démonstrateur de recherche de captage de CO_2 sur la centrale de production d'électricité au charbon EDF du Havre. La technologie, testée sur le CO_2 présent dans les fumées issues de la combustion du charbon, est un procédé avancé de « captage en post-combustion aux amines ». Ce démonstrateur de recherche, en captant près de 2000 tonnes de CO_2, a permis de vérifier les bonnes performances de cette technologie en milieu industriel, en termes de consommations d'énergie et de solvant. Des études complémentaires sont menées pour extrapoler ces résultats à une échelle industrielle.

Au-delà, la R&D instruit également de nouvelles pistes pour préparer l'émergence d'une seconde génération de technologies de captage et stockage du CO_2, à plus faible pénalité énergétique et pour évaluer des technologies de rupture qui permettraient d'augmenter notablement le rendement des installations, et donc de réduire d'autant les émissions de CO_2.

1.6.2.2 Développer et expérimenter de nouveaux services énergétiques pour les clients

Le développement de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables réparties, les évolutions réglementaires et technologiques (numérisation) ainsi que l'ouverture à la concurrence des marchés changent en profondeur le rapport entre les énergéticiens et leurs clients. Ils permettent aux clients d'être acteurs de leur consommation ou de leur production d'énergie, au niveau individuel ou à l'échelle d'un territoire.

Dans ce contexte, les enjeux des commercialisateurs du groupe EDF sont multiples :

- l'évolution des trajectoires tarifaires et des prix ;
- la maîtrise de la demande en énergie : *Green deal* au Royaume-Uni, certificats d'économie d'énergie en France, les fournisseurs doivent assumer leurs obligations croissantes ;
- le développement des technologies *smart :* l'arrivée des compteurs communicants et l'émergence des objets connectés matérialiseront, pour le grand public, l'accès à de nouveaux services permis par les nouvelles technologies *smart* (pilotage, offres plus adaptées, etc.) ;
- l'évolution de la relation client, qui va devenir de plus en plus numérique, et avec des attentes clients plus exigeantes et des comportements modifiés. Cette modernisation de la relation ne doit cependant pas occulter la montée parallèle de la précarité énergétique impactant des clients qui nécessitent un traitement adapté de la part de l'entreprise ;
- la montée en puissance du local dans le cadre de la loi sur la transition énergétique et de la loi NOTRe : les collectivités territoriales, déjà actives sur les champs de l'aménagement urbain et de la distribution publique de l'énergie, pourront de plus en plus prendre en main leur destin énergétique. La notion de territoires durables, mêlant les dimensions d'aménagement (éco-quartiers) et de mobilité (véhicule électrique), devient structurante des politiques locales. Au croisement du développement des technologies *smart* et de la montée en puissance des territoires, de nouveaux champs de services sont à explorer.

Pour répondre à ces enjeux, la R&D d'EDF organise son action autour de plusieurs programmes thématiques prioritaires :

- développer les méthodes et modèles de courbes de charges permettant une meilleure connaissance de la demande et de nouvelles approches tarifaires et de prix incitant à une gestion dynamique de la demande pour répondre aux besoins nouveaux de flexibilité du système électrique ;
- innover pour développer les nouveaux usages de l'électricité (pompes à chaleur bâtiment et industrie, mobilité électrique) afin de dynamiser à terme la demande future en électricité et des solutions énergétiques efficaces pour tous les segments de clients, compatibles avec les nouveaux cadres réglementaires ;
- développer des méthodes et outils permettant la modernisation de la relation client pour accroître la performance commerciale et réduire les coûts grâce aux nouvelles technologies de l'information et au traitement des données associées, expérimenter les *smart grids* aval compteur et préparer le développement des services et des équipements fonctionnant avec Linky dans les bâtiments ;
- concevoir et modéliser les systèmes énergétiques locaux, développer les outils et les technologies pour une offre de services innovante pour les villes et les territoires durables en France et à l'international.

Ainsi, des travaux sur de nouveaux usages pour l'électricité, comme ceux de la mobilité électrique, de la pompe à chaleur, et sur des bâtiments plus économes ont été réalisés. La R&D a mis au point un prototype de pompe à chaleur industrielle à haute température, permettant la récupération de chaleur fatale sur les *process* des clients. Le déploiement de cette technologie dans une offre de service au client est en cours. Des innovations permettant à terme de baisser les coûts des pompes à chaleur bâtiment ont également été développées. Enfin, des innovations sur la gestion d'énergie intelligente des usages thermiques de l'électricité ont été réalisées, notamment sur les pompes à chaleur résidentielles et sur la modernisation des ballons à accumulation pour les rendre compatibles avec des modes de pilotage innovants comme les heures creuses solaires.

Ces travaux sont notamment mis en œuvre sur le terrain au travers de démonstrateurs *smart grid,* comme *Nice grid* ou Smart Electric Lyon, dans lesquels la R&D examine de nouveaux modèles autour de l'agrégation de différents types de demande flexible (effacement, déplacement de consommation, autoconsommation, énergies renouvelables, planification et gestion énergétique à des mailles locales). La R&D a également lancé un projet d'expérimentation des effacements industriels basés sur le télépilotage des *process*.

Concernant la relation client, afin de permettre aux clients résidentiels de connaître l'état d'avancement de leur consommation électrique entre deux factures, EDF a conçu et développé une gamme prototype de fonctionnalités compatibles avec le compteur intelligent, comme un module pour *smartphone* et ordinateur qui permet au client d'estimer sa facture en prenant en compte de ses caractéristiques ainsi que de la saisonnalité de sa consommation électrique et de son historique de consommation. La R&D d'EDF travaille également sur des actions de recherche pour lutter contre la précarité énergétique, par exemple en concevant des offres et des outils de relation client adaptés.

Dans les territoires durables, afin de répondre aux besoins des villes qui souhaitent optimiser les infrastructures et leur gestion (transport, traitement des déchets, bâtiments, production d'énergie, réseaux) et qui ambitionnent de devenir des *smart cities* ou « villes durables », la R&D développe les outils d'ingénierie de la ville pour les commerciaux d'EDF en France, à l'instar de l'étude réalisée pour la métropole de Nice. La R&D s'investit également dans un partenariat avec la ville de Singapour pour développer un projet d'aide à la décision pour la planification des villes. Un contrat de développement sur la Ville du Futur a ainsi été signé en juin 2013 entre EDF et le *Housing Development Board* de Singapour, le principal constructeur de logement de la ville, pour développer un outil informatique innovant de modélisation urbaine. À travers cet outil, la collaboration avec les autorités de Singapour couvre les domaines suivants : l'efficacité énergétique des bâtiments et leurs

systèmes d'air conditionné ainsi que la collecte des déchets domestiques. Il intègre également la possibilité de traiter des questions relatives à l'intégration du photovoltaïque dans les bâtiments, de la végétalisation des toits et du recyclage local de l'eau. Ces modélisations sont couplées à des outils innovants de visualisation en trois dimensions, au niveau des bâtiments et du quartier, des impacts des choix de planification, par exemple sur les émissions de gaz à effet de serre. La plateforme ainsi développée a été livrée dans les délais mi-2015. De nouveaux champs de développement sont à l'étude avec Singapour. L'expérience acquise permet aujourd'hui de développer un projet à Lyon pour le nouveau quartier de Gerland.

La mobilité électrique est une dimension importante de la ville durable : le transport électrique constitue une perspective de transformation profonde des modes de transport. Le stockage sur batterie est la technologie clé du transport électrique. L'action de la R&D en la matière consiste, d'une part, à caractériser en laboratoire les performances et la sécurité des batteries et, d'autre part, à innover sur les technologies de rupture susceptibles d'améliorer fortement leur autonomie ou de réduire leur coût. La R&D étudie également les applications stationnaires de ces technologies de batterie (couplage aux énergies renouvelables, services système, etc.).

Plus généralement, les objectifs des activités de la R&D dans le domaine des véhicules électriques (VE) et des véhicules hybrides rechargeables (VHR) sont les suivants :

- appuyer le développement de ce nouvel usage (suivi des premières expérimentations, normalisation, innovations susceptibles de lever les barrières du marché (charge sans fil)) ;
- maîtriser l'intégration au système électrique (recharge intelligente, dimensionnement et localisation des bornes de recharges) ;
- développer les outils de service de mobilité (plateforme de supervision de flottes, logiciels pour l'exploitation de bornes de recharges, outils pour le conseil en mobilité des collectivités locales) ;

notamment dans le cadre de partenariats avec des grands acteurs du transport (Renault, PSA, RATP, SNCF).

1.6.2.3 Préparer les systèmes électriques de demain

La transition énergétique vers une économie décarbonée en Europe implique de relever de nouveaux défis :

- favoriser l'insertion de sources de production issues d'énergies renouvelables mais intermittentes ;
- intégrer de nouveaux usages de l'électricité en optimisant les moyens de production et les besoins en réseaux ;
- mais aussi développer la gestion active de la demande d'énergie des systèmes énergétiques décentralisés à la maille locale s'intégrant dans des systèmes de gestion de l'énergie à plus grande échelle ;
- optimiser des flux d'électricité en Europe, et développer les infrastructures de réseaux ; et
- plus globalement, optimiser, dans le respect de l'intérêt général et de la compétitivité de l'électricité, l'équilibre économique du système électrique (investissements de production, investissements sur les réseaux et coûts et bénéfices des solutions de l'efficacité énergétique et environnementale), sans hausse significative ni des factures ni de la complexité pour le client et ce, tout en maintenant la qualité et la fiabilité du système électrique.

L'évolution vers des systèmes électriques plus intelligents, ou *smart grids,* constitue l'un des pivots de la transition vers une économie énergétique décarbonée en Europe. Les enjeux majeurs sont techniques, économiques et réglementaires et sont aussi, au-delà de l'intégration des énergies renouvelables et des nouveaux usages, liés à la gestion des informations pour les différents utilisateurs du réseau et à la nécessité de maîtriser les dépenses.

Pour répondre à ces enjeux, la R&D s'est fixé plusieurs priorités.

La première concerne la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande d'énergie de tous les horizons :

- pour anticiper l'évolution du paysage énergétique, la R&D développe des modélisations prospectives du paysage mondial à moyen et long termes (environnement macroéconomique mondial et développement de la demande d'énergie, politiques énergétiques et climatiques, environnement concurrentiel et réglementaire, technologies émergentes et ruptures potentielles…) ;
- pour anticiper les conséquences du développement des nouveaux moyens de production ou nouveaux usages, elle développe des modèles du système électrique qui permettent notamment d'anticiper le besoin de flexibilité et de marges nécessaires pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Pour évaluer de manière objective les coûts et les bénéfices des différentes options, elle met en œuvre et propose des méthodes d'analyse harmonisées aux différentes parties prenantes ;
- enfin, pour la gestion opérationnelle de l'équilibre offre/demande au périmètre d'équilibre d'EDF, la R&D développe des outils d'aide à la décision pour l'optimisation et la gestion des risques du portefeuille d'EDF sur les marchés électriques et gaziers européens.

La seconde priorité est d'améliorer la performance des réseaux électriques. Les travaux menés par la R&D dans ce domaine visent à :

- améliorer la gestion des actifs réseaux en France et à l'international en travaillant sur la durée de vie des matériels et la disponibilité du réseau ;
- accroître l'automatisation des réseaux de distribution pour optimiser la qualité de service et réduire les coûts d'exploitation.

La troisième priorité est de préparer la mutation vers les systèmes électriques intelligents de demain ou *smart grids,* notamment au travers des objectifs suivants :

- appuyer le développement du projet Linky (voir section 1.4.4.2.4 « Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs communicants) » et section 5.1.3.4.2.1 « ERDF : déploiement des compteurs communicants (Linky) ») et anticiper les nouvelles architectures de comptage intelligent et les services associés ;
- préparer et contribuer aux expérimentations *smart grids* ;
- insérer les productions intermittentes et décentralisées dans les réseaux, valoriser de nouveaux services système et préparer les équilibres de demain à l'échelle locale ;
- expérimenter et industrialiser des nouvelles solutions à base de systèmes de stockage pour apporter de la valeur aux systèmes et réseaux électriques.

La R&D participe ainsi au développement de nouvelles fonctionnalités dans la conduite et l'exploitation du réseau et de nouvelles solutions dans l'environnement de nouveaux compteurs communicants, comme le projet Linky d'ERDF. La R&D a par exemple développé et expérimenté une nouvelle fonctionnalité de pilotage du réseau de distribution en présence de production décentralisée. Ce mode de pilotage innovant permet, à partir d'une estimation de l'état du réseau, de maintenir la tension sur le réseau HTA dans sa plage contractuelle même en présence de fluctuation de puissance des moyens de production décentralisés.

La R&D expérimente également des systèmes de pilotage des usages électriques basés sur l'infrastructure Linky. Ces expérimentations permettent notamment de montrer la faisabilité de l'effacement de charges, comme le chauffage électrique, pour réduire les pointes de consommation.

Elle développe des outils pour améliorer la prévision des pertes sur le réseau et pour développer les prévisions de bilan énergétiques au niveau local (poste source).

Elle apporte son expertise sur l'ensemble du champ du projet Linky, notamment pour la rédaction des spécifications et la qualification des matériels.

Enfin, les travaux de la R&D portent également sur les systèmes électriques et les *super grids,* grands réseaux à courant continu qui pourraient émerger avec l'insertion des énergies renouvelables qui modifient les fondamentaux technico-économiques des systèmes électriques.

Afin de préparer les solutions à ces nouveaux défis, un certain nombre de démonstrateurs électriques intelligents sont en développement en France et en Europe, dans une démarche coopérative. La R&D y est largement associée (*NiceGrid,* Smart Electric Lyon, Venteea, Pégase, etc.), avec pour objet d'éclairer les questionnements propres à la transition du système électrique, en retenant des enseignements techniques, économiques, mais également sociétaux, environnementaux, ainsi qu'autour des modèles d'affaires et de la régulation. EDF R&D teste également de multiples solutions innovantes avant déploiement sur le terrain, avec sa nouvelle plate-forme d'essais dédiée aux systèmes électriques intelligents de demain : le *Concept Grid.* Ces projets sont aussi l'occasion de réfléchir et d'innover avec les filières électriques et des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) pour mieux adapter les équipements aux besoins de flexibilité du système électrique de demain. C'est ainsi que de nombreuses expérimentations explorent tous les potentiels du comptage communicant, première brique des systèmes électriques intelligents.

1.6.3 L'INTERNATIONAL ET LES PARTENARIATS

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, la R&D d'EDF noue de nombreux partenariats dans le monde avec pour objectifs de maintenir son expertise au meilleur niveau mondial pour les disciplines au cœur des enjeux d'EDF et de compléter ses champs de compétences internes.

La politique partenariale de la R&D se concrétise sous diverses formes aux niveaux tant national qu'international.

En France, la R&D a mis en place depuis plusieurs années 14 laboratoires communs avec des partenaires académiques et des centres techniques ou industriels et participe notamment avec eux à des projets de recherche collaborative financés par les agences nationales comme l'Agence nationale de la recherche, l'ADEME ou le Fonds unique interministériel *via* les pôles de compétitivité. Chaque laboratoire commun est l'occasion de créer une équipe mixte autour d'une problématique scientifique et technique partagée, dans le but de créer de la valeur, de l'expertise et de la connaissance pour tous les partenaires, et constitue un atout pour participer à des projets coopératifs. La R&D soutient également quatre chaires d'enseignement et de recherche ciblées.

Dans le domaine de la R&D nucléaire, l'accord tripartite entre le CEA, EDF et AREVA arrivé à terme fin 2012 (prorogé d'un an par avenant) a fait l'objet d'un nouvel accord sur la R&D nucléaire début 2014. Ce nouvel accord « Institut » vise à accroître la coordination des programmes de R&D entre partenaires et à disposer de programmes définis en référence à des objectifs, notamment industriels, explicités. Ceci se traduit pratiquement par :

- la mise en place d'une équipe programme tripartite (EPT), en charge de la supervision et de la coordination des programmes. Cette équipe est composée de quatre membres par partenaire, soit un total de 12 membres ;
- la déclinaison de ces programmes en projets suivis par l'EPT ;
- la mise en œuvre de ces programmes dans le cadre des laboratoires communs existants.

En parallèle, l'accord tripartite sur la R&D entre le CEA, l'IRSN et EDF, arrivé à terme en 2012 et prolongé sur 2013, a fait l'objet de discussions en 2014, ayant abouti à la signature d'un accord quadripartite associant AREVA et permettant une coordination accrue avec la démarche « Institut ».

La R&D est également présente au sein des Instituts de la transition énergétique (ITE), mis en place dans le cadre des Investissements d'avenir :

- L'Institut photovoltaïque Île-de-France (IPVF) : cet institut, dont EDF est un des membres fondateurs, vise les ruptures technologiques pour une énergie photovoltaïque compétitive dans le marché. L'institut regroupera à terme 150 chercheurs environ issus des différents partenaires autour d'équipements de pointe qui seront localisés à Saclay ;
- France Énergies Marines, sur les énergies de la mer et l'éolien en mer ;
- Paris-Saclay Efficacité Énergétique (PS2E) sur l'efficacité énergétique des procédés industriels et la maîtrise d'énergie dans les zones d'activité industrielle ;
- SuperGrid sur le thème des grands réseaux de transports pour raccorder les sites de production en énergies renouvelables éloignés ;
- Vedecom sur la mobilité électrique ;
- Efficacity sur l'efficacité énergétique et la ville durable ; et
- INEF 4 dans le domaine de la réhabilitation des bâtiments et la construction durable.

EDF est également à l'initiative du lancement en 2012 du projet Connexion sur les systèmes futurs de contrôle-commande nucléaire numérique, dans le cadre des Investissements d'avenir (voir section 1.6.2.1 « Consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés »). En Europe, la R&D participe à une trentaine de projets européens et a établi des liens avec le *Joint Research Center,* centre de recherche dans le domaine de l'énergie et des transports au service de l'Union européenne, avec pour objectif d'engager des collaborations dans le domaine des technologies bas carbone et en particulier dans le domaine du stockage électrique. EDF est aussi membre fondateur d'associations européennes reconnues au niveau européen, comme Nugenia pour le nucléaire ou EASE pour le stockage.

Depuis le début des années 2000, EDF dispose d'un centre de recherche en Allemagne – EIFER – en collaboration avec le *Karlsruhe Institute of Technologie* (KIT). Ce centre se consacre principalement à la production décentralisée (pile à combustible, hydrogène), aux villes et territoires durables, à la géothermie et aux biofuels. Ces dernières années, des partenariats ont été signés avec des Fraunhofer, l'université de Stuttgart ou encore le TU Berlin.

Depuis 2010, l'activité de recherche s'est renforcée à l'international autour de plusieurs centres : en Pologne, au Royaume-Uni, en Chine, à Singapour, aux États-Unis et en Italie.

Le centre britannique consolide les positions du Groupe dans l'écosystème de la recherche britannique, notamment avec l'université de Strathcyde dans le domaine des renouvelables et aussi avec l'université de Manchester, l'*Imperial College,* le *National Nuclear Laboratory* (NNI) ou l'université de Bristol dans le domaine du nucléaire. En 2012, ce centre de recherche a été transformé en entité juridique indépendante : EDF Energy R&D UK Centre Ltd. Cette filiale est rattachée à EDF Energy. Ce nouveau statut permet d'accroître la visibilité d'EDF et la capacité de recherche en Grande-Bretagne, en lien avec la stratégie de développement du Groupe.

L'équipe de recherche au sein d'EDF Polska est dédiée aux questions du thermique avancé et de la co-combustion biomasse et dernièrement des réseaux de chaleur. Le centre R&D Polska développe des collaborations avec des universités polonaises, comme AGH à Cracovie ou l'université de Wroclaw.

Le centre basé à Pékin est un atout pour participer aux démonstrateurs chinois de grande taille portant sur les réseaux intelligents, les villes durables, et certaines technologies d'énergies renouvelables. Ce centre est aussi un appui pour faciliter la mise en œuvre du partenariat de recherche sur le nucléaire en Chine (voir section 1.4.5.3.6.1 « Activités en Chine »). La création du centre s'accompagne d'un développement accentué des partenariats académiques et industriels en Chine. EDF a par exemple signé un programme de recherche commun en Chine sur le solaire thermodynamique. La coopération engagée avec l'*Institute of Electrical Engineering* de l'Académie chinoise des sciences porte essentiellement sur des travaux de recherche et d'innovation effectués sur une plateforme d'expérimentation dédiée aux technologies solaires thermodynamiques, située à Badaling. Un des enjeux pour EDF est de faire évoluer ses moyens de modélisation en utilisant les mesures réalisées lors des expérimentations réalisées sur cette plateforme.

L'équipe de R&D d'Edison en Italie a notamment pour mission de piloter l'ensemble des programmes de recherche sur le gaz pour le groupe EDF. En 2015, un laboratoire conjoint entre Edison et l'université de Turin a été créé sur ce sujet.

Aux États-Unis, le secteur R&D et Innovation est l'un des plus importants et dynamiques au monde. EDF dispose depuis plusieurs années d'une équipe de R&D et Innovation, installée en Silicon Valley, qui accompagne le développement d'EDF aux États-Unis et contribue à l'innovation dans le groupe. Les domaines d'activité de EDF Innovation Lab couvrent notamment l'analyse des tendances technologiques et digitales et régulatoires, l'évaluation de nouveaux modèles d'affaire pour le groupe aux USA en lien avec les ressources d'énergie distribuées et les *microgrids*, les villes intelligentes, l'intégration des énergies renouvelables, et la gestion des données pour les services énergétiques émergents. EDF Innovation Lab contribue également aux partenariats développés de longue date par EDF avec des organismes d'excellence comme l'EPRI, le MIT, et UC Berkeley, entre autre.

À Singapour, début 2014, EDF labs Singapour a été créé pour accompagner notre contrat de prestation à l'organisme de gestion immobilière de la ville. Ce centre se consacre principalement à des travaux sur la ville durable.

1.6.4 POLITIQUE DE PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE

La propriété industrielle joue un rôle majeur dans la protection des technologies et des savoir-faire du groupe EDF face à la concurrence, ainsi que dans la valorisation de ce patrimoine au travers de concessions de licences.

EDF a la volonté de renforcer son portefeuille de propriété industrielle dans le but de mieux tirer parti de ses capacités d'innovation et de son expertise technologique. Ce portefeuille est constitué par des brevets ainsi que par des logiciels enregistrés et des savoir-faire formalisés.

Brevets

Fin 2015, le portefeuille d'EDF comprend 541 innovations brevetées et protégées par 1 902 titres de propriété en France et à l'étranger.

Le renforcement du portefeuille de brevets est prioritaire. Il a pour but de faciliter les coopérations de R&D, d'apporter une protection au développement des activités d'EDF, de contribuer à l'image externe d'EDF, de renforcer la motivation des chercheurs et de mieux valoriser les inventions.

En 2015, EDF a déposé 64 demandes de brevets [1] (60 en 2014).

Marques

« EDF » est une marque déposée dans plus de 90 pays. Le nom du Groupe est un élément essentiel de son image et de son patrimoine : aussi cette marque, les noms de domaines internet et les logos EDF font-ils l'objet d'une surveillance constante, afin de les protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe. Par ailleurs, à l'issue des travaux de valorisation de la marque « EDF », la Société a mis en place des contrats de licence de marque avec les filiales utilisant la marque « EDF ».

Le Groupe a également déposé de nombreuses autres marques, en particulier celles liées à l'activité de ses différentes filiales.

Le portefeuille de marques du groupe EDF à fin 2015 compte environ 435 dénominations, protégées par plus de 1 300 titres.

1.7 Propriétés immobilières

1.7.1 ACTIFS IMMOBILIERS TERTIAIRES

Le pôle Immobilier d'EDF, rattaché à la Direction de l'Immobilier et Assurances Groupe, assure en France les fonctions de prestataire immobilier des entités d'EDF et d'ERDF en gérant et en optimisant un patrimoine immobilier de 4,4 millions de mètres carrés de locaux tertiaires, dont 68 % appartiennent en pleine propriété au Groupe et 32 % sont loués à des tiers (prises à bail et concessions).

Le pôle Immobilier assure les fonctions de gestion patrimoniale, de gestion locative et d'exploitation technique des bâtiments ainsi que d'exploitation-maintenance des installations et de services à l'occupant, en mettant à disposition des surfaces par un système de sous-location aux entités et unités du Groupe. En prenant à bail auprès de tiers, la Direction de l'Immobilier a pris des engagements de location sur la période 2016-2030 pour EDF à hauteur de 951 millions d'euros.

1.7.2 PARTICIPATION DES EMPLOYEURS À L'EFFORT DE CONSTRUCTION

EDF est assujetti à l'obligation de participer chaque année à l'effort de construction à hauteur de 0,45 % de sa masse salariale, ce qui représente pour l'année 2015 18 millions d'euros (17,6 millions d'euros en 2014).

En contrepartie du versement de ces fonds, les salariés d'EDF bénéficient de services et de prestations destinés à faciliter leur mobilité résidentielle : aide à la location, aide à l'accession à la propriété, aide à la mobilité, conseil en financement.

1.7.3 PRÊTS D'ACCESSION À LA PROPRIÉTÉ

Dans le cadre de sa politique sociale, EDF aide ses salariés à acquérir leur résidence principale. Grâce à un partenariat conclu avec le Crédit Immobilier de France (CIF), celui-ci assure la production, le financement et la gestion des prêts aux salariés de l'entreprise. EDF assure auprès du CIF la compensation de l'écart entre le taux bonifié auquel le CIF prête aux agents d'EDF et le taux résultant de la consultation bancaire réalisée en 2005 ayant permis de retenir le CIF comme organisme bancaire.

Au 31 décembre 2015, l'encours résiduel non titrisé des créances « Accession à la propriété » s'élevait à 3,3 millions d'euros au bilan d'EDF (3,9 millions d'euros au 31 décembre 2014).

1. *Il est précisé qu'ERDF a déposé une demande de brevet.*

EDF R&D, Les Renardières
©EDF - William Beaucardet

Facteurs de risques et cadre de maîtrise

2.1 Risques auxquels le Groupe est confronté 102

2.1.1 Risques liés aux marchés européens de l'énergie 102
2.1.2 Risques liés aux activités du Groupe 103
2.1.3 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe 108
2.1.4 Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe 113
2.1.5 Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions 115

2.2 Pilotage des activités et organisation du contrôle au sein du Groupe 116

2.2.1 Cadre général de pilotage et de contrôle du Groupe 116
2.2.2 Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe 121
2.2.3 Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière 125
2.2.4 Les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements 126
2.2.5 Les procédures de contrôle interne relatives à l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction Générale 127
2.2.6 Gestion des risques industriels et environnementaux 127
2.2.7 Assurances 129

2.3 Facteurs de dépendance 133

2.3.1 Domaine du cycle du combustible nucléaire 133
2.3.2 Domaine du développement et de la maintenance des centrales 133

2.4 Procédures judiciaires et arbitrages 134

2.4.1 Procédures concernant EDF 134
2.4.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF 137
2.4.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2015 142

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, dont certains échappent à son contrôle, et qui s'ajoutent aux risques inhérents à l'exercice de ses métiers. Le Groupe décrit ci-dessous les risques significatifs auxquels il estime être exposé. Ces risques ou l'un de ces risques pourraient avoir une incidence négative sur son activité ou ses résultats. En outre, d'autres risques, dont il n'a pas actuellement connaissance ou qu'il considère comme non significatifs à ce jour, pourraient avoir le même effet négatif.

En particulier, le Groupe est confronté à des risques juridiques dans l'ensemble de ses activités et sur ses différents marchés. Les risques juridiques découlant notamment du cadre législatif et réglementaire, des activités opérationnelles, des partenariats mis en place et des contrats conclus avec les clients et les fournisseurs sont décrits ci-après et mentionnés dans la section 2.3 (« Facteurs de dépendance »). Les principaux litiges, procédures et arbitrages auxquels le Groupe est partie sont décrits à la section 2.4 (« Procédures judiciaires et arbitrages »).

Les risques présentés ci-dessous concernent les risques liés aux marchés européens de l'énergie, les risques liés aux activités du Groupe, les risques spécifiquement liés aux activités nucléaires du Groupe, les risques liés à la structure et à la transformation du Groupe et enfin les risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions.

Les dispositifs mis en place par le Groupe pour mettre sous contrôle les risques auxquels il est exposé sont décrits dans la section 2.2 (« Pilotage des activités et organisation du contrôle au sein du Groupe »).

2.1 Risques auxquels le Groupe est confronté

2.1.1 RISQUES LIÉS AUX MARCHÉS EUROPÉENS DE L'ÉNERGIE

Le Groupe doit faire face à une concurrence accrue sur les marchés européens de l'énergie, en particulier sur le marché français de l'électricité, qui est son principal marché.

En France, depuis le 1er juillet 2007, le marché de l'électricité est totalement ouvert à la concurrence. Tous les clients d'EDF ont la faculté de choisir leur fournisseur d'électricité et peuvent en conséquence choisir n'importe lequel de ses concurrents (voir section 1.4.2.1 « Présentation du marché en France »). EDF s'est préparé à faire face à la concurrence, dans un contexte d'accroissement de l'intensité concurrentielle (nouvelle réglementation, émergence de nouveaux acteurs, fusions entre opérateurs existants, évolution des prix de marché, etc.). La disparition, au 31 décembre 2015, des tarifs réglementés pour les sites souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA a conduit à la perte de parts de marchés pour EDF (voir section 1.4.2.1.3 « Les contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité »). Cette perte de parts de marché aura, à consommation et prix constants, un impact négatif sur le chiffre d'affaires du Groupe en France. Enfin, pour atteindre ses objectifs, EDF pourrait être amené à adapter ses dépenses de commercialisation ou ses marges (notamment en cas de concurrence par les prix) ; cette situation pourrait avoir un impact négatif sur sa profitabilité.

Ailleurs en Europe, en fonction des situations concurrentielles, le Groupe est confronté à des contextes différents (ouverture plus ou moins totale des marchés, position des concurrents, régulation, etc.). Ainsi, dans certains pays, ou dans certaines régions au sein d'un pays, le Groupe doit, comme en France, mener une stratégie de défense de ses parts de marché. Dans d'autres, au contraire, il doit mener une stratégie offensive de conquête de parts de marché. Le type de concurrence auquel le Groupe doit faire face dans ces différents pays, l'évolution de cette concurrence et son effet sur les activités et les résultats du Groupe sont donc variables d'un pays à l'autre. Ils dépendent du degré de déréglementation du pays concerné, mais aussi d'autres facteurs sur lesquels le Groupe n'a pas de contrôle.

Dans ce contexte, et même si le Groupe estime que le marché européen de l'électricité présente des opportunités, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de défendre ses parts de marché ou de gagner les parts de marché escomptées ou encore pourrait voir diminuer sa marge, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités, sa stratégie et ses résultats financiers.

Le Groupe est exposé, pour vendre sa production, directement ou indirectement, aux prix des marchés de gros européens de l'énergie.

Le contexte actuel des prix bas des marchés européens de l'électricité, s'il se prolonge, expose le Groupe aussi bien au niveau de son chiffre d'affaires que de la valorisation de ses actifs.

En effet, le Groupe vend une part significative de sa production d'électricité sur les marchés européens ou à des tarifs réglementés ou contractualisés, qui comportent une indexation plus ou moins forte sur les prix de marché. Cette part s'est accrue en 2014 et surtout en 2015 avec un niveau de prix de marché de l'électricité inférieur au prix de l'ARENH. La sortie des tarifs réglementés pour les sites souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA augmentera encore cette part à compter de 2016. Les niveaux de prix actuels font donc peser de fortes incertitudes sur le chiffre d'affaires, la marge escomptée et le résultat. Ces niveaux de prix peuvent également affecter, s'ils se prolongent, la rentabilité des unités de production du Goupe, principalement en Europe.

Différents facteurs agissent sur ces niveaux de prix : les prix des commodités sur les marchés mondiaux, l'équilibre entre l'offre et la demande, mais aussi les politiques tarifaires, fiscales ou les subventions allouées à certains moyens de production. Le Groupe ne peut donc pas garantir qu'il pourra éviter des impacts défavorables sur ses activités, ses actifs et ses résultats financiers, selon l'évolution des prix des marchés de l'électricité.

Le cadre juridique qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie est récent. Ce cadre pourrait évoluer dans le futur et devenir plus contraignant.

Les activités du Groupe, en France et à l'étranger, sont soumises à de nombreuses réglementations (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »). Par ailleurs, et même au sein de l'Union européenne, où les directives ne font que fixer le cadre général, le régime juridique peut varier d'un pays à l'autre.

Ce cadre juridique, qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie, est relativement récent. Il est donc susceptible d'évolutions futures qui pourraient être défavorables au Groupe et notamment entraîner des coûts supplémentaires, ne pas être en adéquation avec le modèle de développement du Groupe, modifier le contexte concurrentiel dans lequel le Groupe opère, ou affecter la rentabilité des unités de production actuelles ou futures.

Du fait de sa position sur le marché français, le Groupe court le risque d'être davantage freiné dans ses développements que ses concurrents.

Bien qu'amené à enregistrer une baisse de ses parts de marché du fait de l'ouverture à la concurrence, EDF devrait rester, pour les années à venir, l'acteur le plus important du marché français de l'électricité, notamment dans la production et la fourniture.

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte se traduit par des contraintes supplémentaires sur l'outil de production (part du nucléaire dans la production d'électricité française ramenée à 50 %, plafonnement de la capacité totale autorisée de production nucléaire à 63,2 GW) ainsi que sur la gouvernance de l'entreprise (obligation pour tout exploitant produisant plus du tiers de la production nationale d'électricité d'établir un plan stratégique présentant les actions qu'il s'engage à mettre en œuvre pour respecter les objectifs fixés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et institution auprès de ces exploitants d'un Commissaire du Gouvernement pouvant s'opposer aux décisions d'investissement dont la réalisation serait incompatible avec les objectifs du plan stratégique ou de la PPE).

Bien qu'EDF se conforme et entende continuer à se conformer strictement aux règles applicables en termes de concurrence et de non-discrimination, des concurrents ont engagé et pourraient engager des contentieux au titre du non-respect de ces règles, qui pourraient être tranchés dans un sens défavorable aux intérêts du Groupe.

Par ailleurs, les autorités compétentes ou certains États pourraient, en vue de préserver ou favoriser la concurrence sur certains marchés de l'énergie, prendre des décisions contraires aux intérêts économiques ou financiers du Groupe ou impactant son modèle d'opérateur intégré et équilibré (voir en particulier les sections 1.5.3.1 « Législation européenne » et 2.4.1 « Procédures concernant EDF »), ce qui pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur le modèle, les activités et les résultats financiers du Groupe.

Les lois et les règlements qui exigent que les activités de transport et de distribution soient gérées de manière indépendante limitent le contrôle sur ces activités.

Les activités de transport et de distribution, assurées respectivement par Réseau de Transport d'Électricité (RTE) et par Électricité Réseau Distribution France (ERDF), sont menées dans un cadre garantissant leur indépendance par rapport aux activités de production et de commercialisation, de manière à permettre à tous les utilisateurs un accès non discriminatoire (voir section 1.4.4 « Activités régulées en France »).

Conformément aux lois et règlements en vigueur, EDF a mis en place une gestion indépendante de ses réseaux de transport et de distribution par rapport aux activités de production et de commercialisation et a procédé à la filialisation de ses activités de transport et de distribution, qui restent détenues à 100 % par le Groupe. EDF a été et pourrait être affecté par la perte de contrôle de certaines décisions stratégiques et opérationnelles pouvant avoir un impact sur les perspectives et la rentabilité des activités de transport et de distribution en France (voir la section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »). Parallèlement, EDF continuera à supporter certains risques liés à l'exploitation, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter la rentabilité des actifs.

Il pourrait en être de même dans des pays où le Groupe est propriétaire ou gère des réseaux de transport ou de distribution et où il est soumis au même type de contraintes réglementaires.

2.1.2 RISQUES LIÉS AUX ACTIVITÉS DU GROUPE

Le Groupe exploite des installations pouvant porter atteinte de manière significative à l'environnement naturel ou humain ou pour lesquelles des accidents, des catastrophes naturelles ou des agressions externes pourraient avoir des conséquences graves.

Les risques spécifiques aux installations nucléaires font l'objet d'un développement particulier dans la section 2.1.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ») ci-dessous.

En ce qui concerne les installations de transport et de distribution d'électricité, les personnes travaillant sur ce type d'ouvrages ou se trouvant à proximité peuvent être exposées, en cas d'accident, d'erreur ou d'imprudence, aux risques d'électrisation et d'électrocution. Dans ce domaine, le Groupe met en place les mesures nécessaires de prévention et de sécurité. Ceci étant, le Groupe ne peut garantir que ces mesures s'avéreront suffisantes dans tous les cas.

En France comme à l'étranger, des interrogations sont exprimées au sujet de l'éventualité de risques pour la santé humaine dus à l'exposition à des champs électromagnétiques (CEM) provenant notamment des lignes électriques exploitées par le Groupe. Sur la base des expertises réalisées ces vingt dernières années, l'existence de dangers pour la santé liés à l'exposition aux CEM n'est pas démontrée. Par ailleurs, l'Organisation mondiale de la santé (OMS) considère dans un rapport publié en juin 2007 que les risques sanitaires, s'ils existent, sont faibles, et que l'adoption de limites d'exposition arbitrairement faibles est injustifiée. RTE a lancé en 2010, avec l'Association des maires de France, un dispositif d'information et de mesures sur les champs magnétiques de très basse fréquence (50 hertz), à destination des maires de 18 000 communes qui sont traversées par des lignes électriques à Haute et Très Haute Tension. Ce dispositif conjoint renforce la communication existante sur les CEM et vise à répondre, en toute transparence, aux questions que peuvent notamment se poser les riverains de ces ouvrages.

L'État français accompagne et renforce les efforts de transparence de RTE sur ce sujet : en application de la loi Grenelle 2 n° 2010-788 du 12 juillet 2010, un décret du 1er décembre 2011 institue un plan de contrôle et de surveillance des champs électromagnétiques émis par les ouvrages à Haute Tension. À ce titre, RTE met à disposition du public des mesures en ligne sur son site d'information dédié aux CEM « La clef des champs ». On dispose aujourd'hui des résultats de trente années de recherches, mais il ne peut être exclu que les connaissances médicales sur les risques pour la santé dus à l'exposition à des CEM évoluent, que la sensibilité du public à ce type de risques augmente ou que le principe de précaution soit appliqué de façon très large. En dépit des efforts d'information, le risque subsiste pour le groupe EDF d'être exposé à des contentieux plus nombreux ou que la problématique conduise à l'adoption de mesures plus contraignantes et plus coûteuses pour l'exploitation ou la construction du réseau de transport et de distribution (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »).

Plus généralement, le Groupe exploite ou a exploité, en France ou à l'étranger, des installations qui dans le cadre de leur fonctionnement courant peuvent être, ou ont pu être, à l'origine d'accidents industriels ou d'impacts environnementaux et sanitaires (par exemple, rejets insuffisamment contrôlés, fuites dans les câbles électriques isolés avec de l'huile sous pression, défaillance des installations de dépollution, micro-organismes pathogènes, amiante, polychlorobiphényles (PCB), rejets de gaz à effet de serre, etc.). En particulier, dans certaines installations (centrales thermiques, transformateurs électriques, exploration-production d'hydrocarbures, capacités de stockage, etc.), des quantités importantes de produits dangereux (notamment explosifs ou inflammables, tels le gaz et le fioul) sont entreposées. Ces installations peuvent être situées dans des zones industrielles où sont menées d'autres activités présentant le même type de risques, de telle sorte que des accidents survenant dans des installations voisines, appartenant à d'autres exploitants et qui ne sont pas soumises au contrôle du Groupe, pourraient avoir un impact sur les propres installations du Groupe.

Le Groupe met en œuvre, dans le cadre de la norme ISO 14001 (voir section 2.2.6.4 « Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires des activités du Groupe »), les mesures nécessaires de prévention et de réparation éventuelle pour tout accident industriel ou toute atteinte à l'environnement des ouvrages qu'il exploite. Ces mesures sont destinées en particulier à protéger le Groupe non seulement d'un risque d'accident (explosion, incendie, etc.) survenant dans ses propres installations, mais aussi contre les effets d'un tel accident survenant dans une installation voisine appartenant à un tiers. Cependant, de manière générale, le Groupe ne peut garantir que les mesures prises pour le contrôle de ces risques s'avéreront pleinement efficaces en cas de survenance de l'un des événements mentionnés ci-dessus. Un accident du type de ceux décrits ci-avant pourrait avoir des conséquences graves sur les personnes, les biens et la continuité de l'exploitation, et la responsabilité du Groupe pourrait être engagée. Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe pourraient s'avérer significativement insuffisantes, et le Groupe ne peut garantir qu'il arrivera toujours à maintenir un niveau de couverture au moins égal au niveau de couverture existant et à un coût qui ne soit pas plus élevé. La fréquence et l'ampleur des catastrophes naturelles observées ces dernières années ont eu et sont susceptibles d'avoir un impact sur les capacités du marché de l'assurance et de la réassurance et sur les coûts des couvertures d'assurances responsabilité civile et dommages pour le Groupe. En outre, ces accidents pourraient entraîner l'arrêt de l'exploitation de l'installation concernée et, potentiellement, celui de l'exploitation d'installations similaires dont on pourrait considérer qu'elles présentent éventuellement les mêmes risques (voir sections 2.2.6 « Gestion des risques industriels et environnementaux » et 2.2.7 « Assurances »).

Enfin, les installations ou actifs exploités par le Groupe, ou ses salariés, pourraient constituer des objectifs pour des agressions externes ou des actes de malveillance de toute nature. Des dispositifs de sécurité ont été prévus à la conception des ouvrages et des sites, et des dispositifs de protection ont été mis en place par EDF. De plus, des mesures de sécurité contre diverses formes d'agression ont été mises en œuvre en collaboration avec les autorités publiques. Néanmoins, comme pour toutes les mesures de sécurité destinées à se protéger contre une menace externe, le Groupe ne peut garantir qu'elles s'avéreront pleinement efficaces dans tous les cas. Une agression ou un acte de malveillance commis sur ces installations pourrait avoir pour conséquences des dommages aux personnes et aux biens, entraîner la responsabilité du Groupe sur le fondement de mesures jugées insuffisantes et causer des interruptions de l'exploitation. Le Groupe ne peut pas non plus garantir que les réglementations européennes et nationales relatives à la protection des sites sensibles et des infrastructures critiques ne deviendront pas plus contraignantes, ce qui pourrait entraîner des investissements ou des coûts additionnels pour le Groupe.

L'un quelconque de ces événements pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur l'image, les activités, les résultats et la situation financière du Groupe.

Une partie importante des revenus du Groupe provient d'activités soumises à des tarifs réglementés dont la variation pourrait avoir un impact sur les résultats du Groupe.

En France, une partie importante des revenus du groupe EDF dépend de tarifs réglementés fixés par les pouvoirs publics ou les autorités de régulation (tarif réglementé de vente intégré et TURPE – voir section 1.4.4.4 « Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) »). Ce mode de fixation des tarifs avec intervention des autorités de régulation se retrouve dans d'autres pays où le Groupe est présent.

Les principes définissant le droit aux tarifs ont été reprécisés en France dans la loi NOME n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 et codifiés aux articles L. 337-7 à L. 337-9 et L. 445-5 du Code de l'énergie (voir section 1.4.2.1.3 « Les contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité »). Les autorités publiques et le régulateur peuvent décider de limiter, voire de bloquer les hausses de tarifs, à qualité de service équivalente. Ces mêmes autorités peuvent également modifier les conditions d'accès à ces tarifs régulés. Certaines parties prenantes peuvent aussi remettre en cause les arrêtés tarifaires devant les tribunaux.

La loi NOME a également mis en place un Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), au bénéfice des fournisseurs d'électricité concurrents d'EDF (voir section 1.4.3.3 « Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) »). Le prix de l'ARENH, qui est régulé, est une des références de prix utilisées pour la fixation des tarifs règlementés. Dans l'attente des nouvelles modalités de fixation du prix de référence de l'ARENH, son prix est maintenu à 42 €/MWh. Un projet de décret fixant ces modalités a été soumis à la Commission européenne début juillet 2014.

Le Groupe ne peut pas garantir que les tarifs réglementés de vente ou d'achat seront toujours fixés à un niveau qui lui permette de préserver sa capacité d'investissement à court, moyen et long termes et son intérêt patrimonial, en assurant une juste rémunération du capital investi par le Groupe dans ses actifs de production, de transport et de distribution.

EDF est chargé de certaines missions, notamment de service public, rémunérées par des mécanismes qui pourraient ne pas assurer une compensation complète des surcoûts encourus au titre de ces obligations, ou qui pourraient être remis en cause.

Le Contrat de service public conclu entre l'État et EDF le 24 octobre 2005 précise les objectifs et les modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à EDF par la loi (articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie notamment) et prévoit également les mécanismes de compensation en faveur d'EDF pour ce qui est de la prise en charge de ces missions (voir section 1.5.2 « Service public en France »).

Le développement des énergies renouvelables raccordées en direct sur le réseau de distribution risque de saturer, dans certaines régions, les capacités d'accueil des postes sources et des réseaux. Cette situation est susceptible de générer localement des risques de déséquilibre et des risques de contentieux si ERDF est conduit à découpler certains producteurs ou à les raccorder avec un retard significatif. De nouveaux investissements pourraient être rendus nécessaires dans ces régions, avec des risques de non-prise en compte des coûts associés.

EDF ne peut assurer que les mécanismes de compensation prévus par les dispositions légales et réglementaires qui lui sont applicables dans le cadre de la prise en charge de ces missions de service public permettront une compensation intégrale des surcoûts encourus en raison de la prise en charge de ces missions. EDF ne peut garantir que ces mécanismes de compensation ne seront jamais remis en cause ou que les mécanismes existants permettront de couvrir intégralement les éventuels surcoûts liés à la prise en charge par EDF d'obligations nouvelles dans le cadre de ces missions de service public, en particulier à l'occasion de la négociation d'un nouveau Contrat de service public.

Si l'un de ces événements devait se produire, il pourrait avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF et ses résultats financiers.

Les activités du Groupe nécessitent de nombreuses autorisations administratives qui peuvent être difficiles à obtenir ou dont les conditions d'obtention peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif. Ces autorisations peuvent également faire l'objet de recours administratifs pénalisant l'activité du Groupe.

La conduite et le développement des activités industrielles du Groupe – production, transport, distribution – requièrent de nombreuses autorisations administratives, aux niveaux tant local que national, en France comme à l'étranger. Les procédures d'obtention et de renouvellement de ces autorisations peuvent être longues et complexes. L'obtention effective de ces autorisations n'est pas systématique, et les conditions qui y sont attachées peuvent être modifiées et ne sont pas toujours prévisibles. Même une fois ces autorisations accordées, elles peuvent encore faire l'objet de recours administratifs par des parties prenantes (voir la section 2.4 « Procédures judiciaires et arbitrages »). Le groupe EDF pourrait donc avoir à dépenser des sommes significatives pour se conformer aux exigences liées à l'obtention ou au renouvellement de ces autorisations (par exemple, coûts de montage des dossiers d'autorisation, investissements liés à la mise en place d'équipements demandés avant délivrance de l'autorisation, compensations liées aux impacts environnementaux des ouvrages à construire). Il pourrait aussi voir son activité industrielle pénalisée à cette occasion. Des délais, des coûts trop importants ou l'interruption de son activité industrielle due à son incapacité à maintenir ou obtenir le renouvellement des autorisations ou de nouvelles autorisations pourraient avoir un impact négatif sur les activités et la profitabilité du Groupe. Par ailleurs, le Groupe peut avoir investi des ressources sans obtenir les permis et autorisations nécessaires et devoir ainsi se retirer d'un projet ou y renoncer, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur son activité, son développement ou les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe exerce parfois ses activités de production, de transport, de distribution ou de fourniture dans le cadre de concessions de service public et n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il exploite.

Le Groupe n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il utilise pour ses activités et, dans ce cas, opère fréquemment sous le régime de la concession de service public.

Ainsi, en France, ERDF n'est pas propriétaire de l'ensemble des actifs des réseaux de distribution : il les exploite dans le cadre de contrats de concession passés avec les collectivités locales (voir section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution »), qui lui accordent le droit exclusif d'exercice des missions de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité. Ces contrats de concession de distribution publique d'électricité sont des contrats tripartites liant l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés. Il résulte de la loi que seuls ERDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) dans leur zone de desserte (ainsi qu'EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental) peuvent être désignés comme gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité et que seuls EDF et les ELD dans leur zone de desserte peuvent être désignés pour exercer la mission de fourniture aux tarifs réglementés. Ainsi, aujourd'hui, lors du renouvellement d'un contrat de concession, ERDF et EDF ne peuvent pas être mis en concurrence avec d'autres acteurs. Le Groupe ne peut toutefois pas garantir que de telles dispositions ne seront pas modifiées dans le futur par voie législative (voir section 1.5.5 « Les concessions de distribution publique

d'électricité »). Par ailleurs, le renouvellement de ce type de contrat pourrait ne pas être obtenu aux mêmes conditions économiques pour le Groupe (voir section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution »).

Le déploiement par ERDF des compteurs « communicants » (Linky) a commencé en décembre 2015, avec une première phase de trois millions de compteurs qui devraient être déployés d'ici fin 2016. La deuxième phase se poursuivra jusqu'en 2021 (voir section 1.4.4.2.4 « Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs communicants) »). Des difficultés techniques ou administratives concernant la fourniture des appareils ou leur pose sont toutefois susceptibles de remettre en cause ces échéanciers et les coûts associés.

En France, RTE est à la fois propriétaire et gestionnaire du réseau public de transport en application d'un cahier des charges type de concession, signé par le Ministre de l'Industrie (décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006 – voir sections 1.4.4.1 « Transport – Réseau de Transport d'Électricité (RTE) » et 1.5.3.2 « Législation française : Code de l'énergie »).

Les ouvrages de production hydraulique de 4,5 MW et plus sont également exploités dans le cadre de concessions accordées par l'État. À l'échéance de chacune de ces concessions, le renouvellement doit être opéré selon la procédure de mise en concurrence désormais définie par l'ordonnance n° 2016-65 du 29 janvier 2016 et le décret n° 2016-86 du 1er janvier 2016 relatifs aux contrats de concession (voir section 1.5.6.2.4 « Réglementation applicable aux installations hydrauliques »). La loi sur l'eau n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 a supprimé le droit de préférence au concessionnaire sortant lors du renouvellement, le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 a précisé les conditions de mise en concurrence des concessions arrivées à échéance et la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance verte a mis à la disposition des pouvoirs publics différents outils (éventuels regroupements de concessions par vallée, création de sociétés d'économie mixte hydroélectrique, prolongations en contrepartie d'investissements). Un projet de décret relatif aux concessions d'énergie hydraulique, dont l'objet est de mettre en œuvre les dispositions de la loi précitée du 17 août 2015 et de moderniser le cadre réglementaire des concessions hydroélectriques (notamment en précisant sur certains points la procédure d'attribution des concessions et en approuvant un nouveau cahier des charges type), est en cours d'élaboration et devrait être adopté d'ici la fin du premier trimestre 2016.

Dans l'hypothèse où une concession arrivée à terme ne serait pas reconduite, le concessionnaire sortant ne bénéficie, en l'état actuel de la réglementation, d'aucune indemnisation. Le Code de l'énergie prévoit néanmoins le remboursement des dépenses non amorties liées soit aux travaux de modernisation, soit aux travaux permettant d'augmenter les capacités de production, dès lors que ces travaux ont été réalisés au cours de la deuxième moitié de la concession. En ce qui concerne les concessions dont le terme serait anticipé par l'État, dans le cas de regroupement par vallée, un équilibre économique global sera recherché à l'échelle de la vallée, entre les différents concessionnaires. Les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement, regroupement ou prolongation, font l'objet d'une redevance annuelle indexée sur les recettes résultant des ventes d'électricité issues des ouvrages hydroélectriques concédés, versée à l'État et affectée aux collectivités territoriales sur le territoire desquelles coulent les cours d'eau utilisés. La loi Grenelle 2 n° 2010-788 du 12 juillet 2010 a prévu que le taux de la redevance ne dépasse pas un plafond fixé, au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque procédure de renouvellement. Le calendrier et les modalités des renouvellements restent cependant à préciser, face aux exigences croissantes de la Commission européenne (voir section 1.4.1.4.1.4 « Les enjeux de la production hydraulique »).

Le groupe EDF ne peut garantir qu'il obtiendra le renouvellement en sa faveur de chacune des concessions qu'il exploite actuellement, ni que le renouvellement d'une concession se fera dans les conditions économiques de la concession initiale. Le Groupe ne peut non plus garantir que l'indemnisation qui serait versée par l'État en cas de cessation anticipée de l'exploitation d'une concession permettra une compensation intégrale du manque à gagner supporté par le Groupe, ni que la réglementation future concernant le plafonnement des redevances n'évoluera pas dans un sens qui pourrait être préjudiciable au Groupe. Ces éléments pourraient avoir un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Hors de France, le Groupe exerce également ses activités dans le cadre de concessions de distribution ou de production d'électricité dans d'autres pays où il est présent, notamment en Italie, dans le domaine de la production hydraulique. En fonction du contexte propre à chaque pays, les concessions de transport, de distribution ou de production pourraient ne pas être maintenues ou renouvelées en sa faveur avec une évolution des conditions économiques du cahier des charges de la concession, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Le Groupe doit respecter des règles de plus en plus contraignantes en matière environnementale et sanitaire, qui sont des sources de coûts et peuvent engager la responsabilité du Groupe.

Les activités du Groupe sont soumises à des règles en matière de protection de l'environnement et de santé publique de plus en plus nombreuses et contraignantes. Ces règles concernent les activités industrielles du Groupe de production, transport et distribution d'énergie ainsi que les activités de commercialisation d'énergie et de fourniture de services énergétiques, qui doivent par exemple intégrer dans leurs offres la notion de maîtrise de la demande d'énergie (pour une description des réglementations en matière d'environnement, d'hygiène et de sécurité applicables au Groupe, ainsi que des réglementations futures susceptibles d'avoir un impact sur ses activités, voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »). Un non-respect de ces réglementations pourrait exposer le Groupe à des contentieux significatifs. La responsabilité du Groupe pourrait se trouver engagée, même s'il n'a commis aucune faute ou violation des règles applicables, et le Groupe pourrait se trouver contraint de réparer des violations, dommages ou préjudices causés par des entités qui ne faisaient alors pas partie du groupe EDF et dont le Groupe aurait ensuite repris les installations.

Par ailleurs, ces réglementations peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif de la part des autorités nationales ou européennes (voir section 1.5.8 « Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF »), ce qui aurait un impact négatif sur les activités du Groupe et ses résultats financiers.

Les règles actuelles et leurs évolutions à venir ont eu et devraient avoir pour résultat d'accroître le niveau des charges d'exploitation et d'investissements nécessaires pour respecter ces règles. Le Groupe pourrait même se trouver dans l'obligation de fermer certaines installations qui ne pourraient être mises en conformité avec les règles nouvelles. Par ailleurs, d'autres règles, plus contraignantes ou portant sur des domaines nouveaux qui ne sont pas envisagés aujourd'hui, pourraient être adoptées par les autorités compétentes et avoir un effet similaire.

Enfin, la perception externe des parties prenantes de la politique du Groupe en matière de Développement durable pourrait être altérée, ce qui pourrait se traduire par une dégradation de la notation extrafinancière et de l'image du Groupe.

Des évolutions de la réglementation en matière de certificats d'économies d'énergie (CEE) pourraient entraîner un alourdissement des obligations d'EDF et des coûts y afférents.

En France, le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE), prévu aux articles L. 221-1 et suivants du Code de l'énergie, fait peser des obligations d'économies d'énergie sur les vendeurs d'énergie.

Un objectif triennal d'économies d'énergie est défini et réparti entre les personnes soumises à l'obligation de réaliser des économies d'énergie (les « obligés ») en fonction de leurs volumes de ventes. Sous peine de pénalités financières à caractère libératoire, les obligés, dont EDF fait partie, doivent avoir produit à l'issue de la période concernée des certificats d'économies d'énergie correspondant à leur obligation, obtenus en contrepartie de la réalisation directe ou indirecte d'actions d'économies d'énergie, ou achetés aux autres acteurs du dispositif dits « éligibles » par le biais du Registre national des certificats dit « EMMY ».

EDF a atteint l'objectif assigné pour la deuxième période (2011-2013, prolongée jusqu'au 31 décembre 2014). Toutefois, EDF doit faire face à l'intensification de la concurrence, à la diminution des principaux gisements, associés à l'accroissement des contraintes réglementaires, et à la crise

économique, qui réduit la capacité d'investissement des ménages et fragilise la filière du bâtiment.

La troisième période a débuté le 1er janvier 2015 et s'achèvera le 31 décembre 2017, en application du décret n° 2014-1668 du 29 décembre 2014. Le niveau d'obligation a été doublé (700 TWh cumac) et est susceptible d'accroître les coûts commerciaux d'EDF.

Enfin, la Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte crée – à compter du 1er janvier 2016 – une obligation spécifique en faveur des ménages en situation de précarité énergétique, parallèle à l'obligation générale dont le niveau et les modalités ont été déterminés par décret relatif aux CEE du 30 décembre 2015, qui induit des coûts supplémentaires CEE pour EDF en tant qu'obligé, difficiles à répercuter dans les contrats en cours.

EDF ne peut notamment pas garantir que l'augmentation des coûts commerciaux sera complètement répercutée dans les tarifs, ce qui dégradera nécessairement le résultat (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »).

Le développement d'un marché européen intégré de l'électricité pourrait être freiné par l'insuffisance des interconnexions entre réseaux de transport aux frontières.

Le développement d'un marché européen intégré de l'électricité souffre de l'insuffisance des interconnexions aux frontières. Cette situation a pour effet de limiter la capacité d'échange entre acteurs de pays différents, notamment la capacité d'adapter rapidement l'offre à la demande (risque de délestage), et laisse subsister entre les pays des différences de prix qui seraient considérablement réduites dans un marché européen intégré efficient. Elle contribue à freiner l'émergence d'acteurs de taille européenne efficients, car elle limite les possibilités de synergies entre les sociétés d'un même groupe situées de part et d'autre d'une frontière. En février 2015, la nouvelle ligne France-Espagne par l'Est des Pyrénées a été inaugurée. S'il existe actuellement d'autres projets de développement d'interconnexions, en particulier France-Italie (les investissements étant décidés par les gestionnaires de réseaux de transport en toute indépendance vis-à-vis des producteurs), leur construction est toutefois ralentie notamment par des considérations environnementales, réglementaires et d'acceptabilité locale.

Au-delà, l'absence d'interconnexions suffisantes entre les pays où le Groupe est implanté ou leur développement trop lent pourraient limiter les synergies industrielles que le Groupe a pour objectif de réaliser entre ses différentes entités ou provoquer des coupures sur le réseau dans les pays où le Groupe est implanté, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses résultats, ses activités et ses perspectives.

Par ailleurs, l'augmentation de la production d'électricité d'origine éolienne dans certaines régions d'Europe va nécessiter une adaptation du réseau de transport au niveau européen pour pouvoir rééquilibrer l'offre et la demande. De même, pour accueillir sur le réseau de transport les nouveaux projets éoliens et photovoltaïques importants (éolien *offshore* principalement), des développements du réseau seront nécessaires.

Des coupures de courant répétées ou d'ampleur significative du système électrique en France ou sur un territoire desservi par une filiale du Groupe pourraient avoir, en particulier si elles étaient imputables au Groupe, des conséquences sur les activités, les résultats financiers et l'image du Groupe.

Le Groupe pourrait être confronté à des coupures de courant répétées, voire à un *black-out* d'ampleur significative, ou s'y trouver impliqué, même si l'événement les ayant causées se produisait sur un autre réseau ou était imputable à un autre acteur.

Les causes des coupures de courant sont diverses : déséquilibre local ou régional entre la production et la consommation d'électricité, rupture accidentelle d'alimentation, ruptures en cascade (plus difficiles à circonscrire dans un marché d'échanges frontaliers), problèmes d'interconnexion aux frontières, difficulté à coordonner les acteurs dans un marché libéralisé.

De telles ruptures d'alimentation auraient en premier lieu pour conséquence des dépenses de réparation pour la remise sous tension ou la remise en état du réseau et pourraient entraîner des dépenses d'investissement s'il était décidé, par exemple, de créer des capacités supplémentaires de production ou de réseaux. Elles impliqueraient également une baisse du chiffre d'affaires du Groupe. Enfin, elles auraient un impact négatif sur l'image du Groupe auprès de ses clients, en particulier si cette rupture d'alimentation s'avérait lui être imputable.

Des catastrophes naturelles, des variations climatiques significatives, ou tout événement important dont l'ampleur est difficilement prévisible, pourraient avoir un impact négatif significatif sur les activités industrielles et commerciales du Groupe.

EDF et ses filiales ont développé des plans de gestion de crise pour répondre aux catastrophes naturelles ou à des événements majeurs. Ces plans de gestion de crise sont régulièrement évalués et testés (voir section 2.2.2.2 « Gestion des crises »).

Comme les tempêtes Klaus (2009) et Xynthia (2010) en France, des catastrophes naturelles (inondations, glissements de terrain, séismes, etc.), des variations climatiques significatives (sécheresses, etc.) ou tout autre événement dont l'ampleur est difficilement prévisible (épidémie de grande ampleur, etc.) pourraient affecter les activités du Groupe. Le groupe EDF, à partir du retour d'expérience de chacun des événements de ce type, met en œuvre des mesures qui ont pour objectif de permettre d'en limiter les conséquences s'ils devaient se reproduire. RTE mène dans ce domaine une démarche ambitieuse de renforcement mécanique de son réseau aérien, qui a déjà montré son efficacité lors des tempêtes Klaus et Xynthia.

Les mesures prises peuvent être coûteuses au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe naturelle et du manque à gagner correspondant à l'interruption de la fourniture.

ERDF a couvert contractuellement son réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de grande ampleur (voir section 2.2.7.5.3 « Couverture tempêtes »). Les réseaux aériens de RTE et des Systèmes Énergétiques Insulaires ne bénéficient quant à eux d'aucune couverture « dommages aux biens ». Des dommages à ces réseaux pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe en cas d'absence ou d'insuffisance de couverture d'assurance. En outre, le renouvellement ou la mise en place de ces couvertures spécifiques pourraient s'avérer difficiles ou plus coûteux, en raison de l'impact, de la fréquence et de l'ampleur des catastrophes naturelles observées ces dernières années sur les marchés de transfert alternatif de risques.

Dans l'hypothèse d'une épidémie sanitaire de grande ampleur, EDF a élaboré un plan visant à assurer la continuité de la fourniture d'électricité, en fonction de l'intensité de la crise, tout en garantissant la sécurité des installations et en minimisant les risques sanitaires encourus par ses salariés.

Enfin, dès les premières analyses qui ont suivi l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima, EDF a décidé d'enrichir son organisation de gestion des situations de crise par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté, la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN – voir section 1.4.1.1.3 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection »).

Malgré la mise en place d'une organisation de crise permettant de réagir avec réactivité à de tels événements (voir section 2.2.2.2 « Gestion des crises »), le Groupe ne peut garantir que la survenance d'une catastrophe naturelle, d'un aléa climatique ou de tout autre événement dont l'ampleur est par nature difficilement prévisible n'aura pas de conséquences négatives significatives sur son activité, ses résultats et sa situation financière.

Le Groupe est exposé aux risques liés aux conditions climatiques et à la saisonnalité de l'activité.

La consommation d'électricité a un caractère saisonnier et dépend notamment des conditions climatiques. Ainsi, en France, la consommation d'électricité est en principe plus importante pendant les mois d'hiver. Par ailleurs, la production disponible peut aussi dépendre des conditions climatiques. Ainsi, une faible hydraulicité ou de fortes chaleurs pourraient contraindre la production nucléaire du fait de l'obligation de respecter les températures limites des fleuves en aval des ouvrages. La production hydraulique est également sensible à la pluviométrie (en quantité et en répartition annuelle) et au niveau d'enneigement des massifs montagneux. De même, la production des parcs éoliens ou solaires dépend des conditions de vent ou d'ensoleillement des sites sur lesquels ces parcs sont installés

(voir section 5.1.2 « Éléments de conjoncture »). Il en va de même pour les activités de services, souvent liées à la période de chauffe hivernale.

Les résultats du Groupe reflètent donc le caractère saisonnier de la demande et peuvent être affectés négativement par des conditions climatiques exceptionnelles ou par des conditions de pluie, de neige, de vent ou d'ensoleillement moins favorables que prévues. Le Groupe pourrait par exemple devoir compenser la moindre disponibilité de moyens de production économiques par des moyens ayant un coût de production plus élevé, ou en étant contraint de recourir au marché de gros à des prix élevés.

Les activités du Groupe pourraient être pénalisées par une conjoncture économique défavorable.

Les activités du Groupe sont sensibles aux cycles économiques et à la conjoncture dans les zones géographiques dans lesquelles le Groupe opère. Tout ralentissement économique dans ces zones conduirait à une baisse de la consommation d'énergie, des investissements et de la production industrielle par les clients du Groupe et, par conséquent, aurait un effet négatif sur la demande d'électricité et sur les autres services offerts par le Groupe. Un tel contexte pourrait, par exemple, remettre en question la rentabilité de certains actifs de production du Groupe, existants ou en projet, ou fragiliser certaines des contreparties du Groupe (voir section 5.1.2 « Éléments de conjoncture »). La situation actuelle, globalement surcapacitaire, du parc européen de production d'électricité est davantage fragilisée par l'arrivée de nouveaux moyens de production fortement subventionnés dans un contexte économique où la consommation reste stable, voire diminue.

Le Groupe ne peut pas garantir que les effets d'un ralentissement économique dans les zones géographiques où il opère soient sans impact négatif significatif sur ses activités, son résultat d'exploitation, sa situation financière ou ses perspectives.

Les choix technologiques effectués par le Groupe pourraient se trouver concurrencés par des technologies plus performantes.

Bien que le Groupe veille en permanence à la détection des innovations et ruptures technologiques, les activités du Groupe reposent sur un certain nombre de choix qui pourraient être concurrencés par d'autres technologies qui s'avéreraient plus efficaces, plus rentables, plus sûres, voire plus pertinentes au regard de normalisations et standards ultérieurs éventuels, que celles utilisées par le Groupe. L'utilisation de telles technologies par les concurrents du Groupe pourrait avoir pour effet de diminuer ou éliminer l'avantage concurrentiel dont le Groupe dispose au travers de certaines de ses technologies, et donc avoir un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers et ses perspectives.

Le Groupe est exposé aux risques des marchés de gros de l'énergie et des quotas d'émission de CO_2.

Le Groupe opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO_2. Ces fluctuations sont particulièrement importantes dans le contexte actuel des prix des marchés de gros de l'énergie en Europe (voir section 5.1.2 « Éléments de conjoncture »).

Le Groupe gère son exposition aux risques principalement à travers des achats et des ventes sur les marchés de gros. Il s'agit, exception faite des marchés des produits pétroliers, de marchés récents qui sont encore en cours de développement. Ainsi, le manque de liquidité peut limiter la capacité du Groupe à couvrir son exposition aux risques dans le marché de l'énergie. Par ailleurs, ces marchés restent, pour certains, en partie cloisonnés par pays, en raison notamment de l'insuffisance des interconnexions. En outre, ces marchés peuvent connaître des fluctuations importantes et difficilement prévisibles de prix à la hausse comme à la baisse, ainsi que des crises de liquidité.

La gestion des risques marchés énergies s'inscrit dans le cadre de la politique risques marchés énergies déployée par le Groupe (voir section 2.2.2.3 « Gestion et contrôle des risques liés aux marchés énergies »). Le Groupe assure la couverture de ses positions sur ces marchés par l'intermédiaire de produits dérivés tels que *futures, forwards, swaps* et options négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré. Le Groupe ne peut cependant pas garantir une protection totale notamment contre les risques de liquidité et les fluctuations importantes des cours, qui pourraient avoir un impact négatif significatif sur ses résultats financiers.

Par ailleurs, le contexte actuel des prix des marchés de gros de l'énergie en Europe met à mal la rentabilité de certains outils de production, en particulier les centrales thermiques à flamme, et ce, pour l'ensemble des producteurs européens. Des marchés de capacité sont progressivement mis en place dans plusieurs pays européens, mais avec des approches différentes. Cela pourrait éventuellement permettre de limiter le risque de fermeture ou de mise sous cocon de certains actifs de production nécessaires à la sécurité d'alimentation, mais fait peser un risque de dépréciation sur certains actifs du Groupe.

Le Groupe est exposé aux variations de prix et de disponibilité des matériels ou des prestations (hors combustibles nucléaires) qu'il achète dans le cadre de l'exercice de ses métiers.

En cas de hausse importante et durable du prix des matières premières, le Groupe pourrait voir renchérir le coût d'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques. Cette hausse pourrait en outre entraîner une diminution de l'offre par certains fournisseurs en réaction à une contraction de leurs marges. Certains matériels ou certaines prestations font par ailleurs l'objet d'une demande accrue qui pourrait avoir un impact sur leur disponibilité, notamment les matériels pour les centrales à Cycle Combiné à Gaz, les turbines éoliennes et les prestations et matériels dans le secteur nucléaire.

Le Groupe est exposé à des risques liés aux marchés financiers.

De par ses activités, le groupe EDF est exposé à des risques liés aux marchés financiers :

- le risque de liquidité : le Groupe doit disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante, les investissements nécessaires à son développement et les dotations annuelles au portefeuille d'actifs dédiés pour la couverture des engagements nucléaires de long terme, et également pour faire face à tout événement exceptionnel. De plus, conformément à la pratique sur les marchés organisés énergétiques et financiers, un mécanisme d'appels de marge a été mis en place sur certaines opérations de gré à gré par quelques entités du Groupe afin de réduire le risque de contrepartie. Compte tenu de la régulation en cours de mise en place sur les marchés dérivés, ces mécanismes d'appels de marge pourraient s'appliquer prochainement à un périmètre plus large pour le Groupe. Ceci pourrait amener le Groupe à devoir mobiliser des liquidités en cas de forte volatilité sur les marchés financiers et énergies (voir section 2.2.2.4.3 « Risque de liquidité ») ;
- le risque de change : du fait de la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières du Groupe, les capitaux propres et les résultats financiers (voir section 2.2.2.4.4 « Risque de change ») ;
- le risque sur actions : le Groupe est exposé au risque sur actions sur les titres détenus principalement dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites et, dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et des participations directement détenues par le Groupe (voir section 2.2.2.4.5 « Risque actions ») ;
- le risque de taux d'intérêt : l'exposition du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux natures de risques : (i) un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et (ii) un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable. Le risque de taux d'intérêt est également lié aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir les engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire et ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir section 2.2.2.4.6 « Risque de taux d'intérêt »).

L'organisation et les principes de gestion de ces risques sont décrits à la section 2.2.2.4 (« Gestion et contrôle des risques liés aux marchés financiers ») et les mesures de ces risques sont exposées à la section 5.1.6.1

(« Gestion et contrôle des risques financiers »). Cependant, le Groupe ne peut pas garantir une protection totale, notamment en cas de fluctuations importantes des taux de change, des taux d'intérêt et des marchés actions.

Les évolutions de la réglementation financière pourraient affecter de manière négative la rentabilité des activités de *trading* et augmenter le coût des opérations de couverture des risques marchés énergies et financiers.

En réponse à la crise financière de 2008 et suite aux engagements pris par les grandes puissances économiques au sommet du G20 de Pittsburgh en 2009 afin de pallier les risques systémiques, les marchés de produits dérivés ont été ou sont en cours de réforme. En Europe, cette réforme se traduit notamment par la réglementation EMIR (*European Markets Infrastructure Regulation,* réglementation n° 648/2012 adoptée le 4 juillet 2012 par le Parlement et le Conseil). Cette initiative européenne est répliquée dans d'autres juridictions sous une forme différente, comme le *Dodd-Frank Act* aux États-Unis. Ces réformes se mettent en œuvre progressivement sous la supervision des régulateurs financiers. Elles visent, entre autres, à une généralisation de la compensation ou de la collatéralisation des opérations sur produits dérivés, mais comportent des exemptions dont peuvent se prévaloir les compagnies qui n'ont pas une activité de type bancaire.

Dans le cadre de ses activités de gestion des risques marchés énergies (qui s'inscrit dans le cadre de la politique risques marchés énergies déployée par le Groupe – voir section 2.2.2.3 « Gestion et contrôle des risques liés aux marchés énergies ») et de gestion des risques financiers (qui s'inscrit dans le cadre des politiques internes décrites à la section 2.2.2.4 « Gestion et contrôle des risques liés aux marchés financiers »), le groupe EDF réalise des opérations sur des produits dérivés à des fins de couverture et de *trading* (uniquement sur les marchés énergies pour le *trading*).

Les filiales du groupe EDF ayant des opérations sur produits dérivés devraient pouvoir bénéficier des exemptions prévues au titre des nouvelles réglementations. Mais les discussions sur les conditions d'application de ces exemptions sont encore en cours avec les régulateurs financiers nationaux, et ces conditions pourraient encore être modifiées par l'ESMA *(European Securities and Markets Authority)* dans un souci d'homogénéisation d'interprétation et d'application des règles au niveau communautaire. Par ailleurs, les réglementations financières actuelles peuvent faire l'objet de modifications ou d'un durcissement de la part des autorités communautaires (voir section 1.5.8.1 « Réglementation future au niveau européen ») et restreindre de manière significative le champ d'application de ces exemptions pour les activités de *trading*.

Le Groupe ne peut donc garantir que, soit sous l'impulsion directe de ces nouvelles réglementations, soit parce que les pratiques de marchés évoluent en ce sens, il ne sera pas amené à compenser ou collatéraliser une plus grande partie de ses opérations sur produits dérivés. Si tel était le cas, cela augmenterait à terme les garanties financières (sous forme de *cash,* garanties bancaires, fonds propres, etc.) à apporter par le Groupe pour exécuter ses opérations de couverture des risques marchés énergies et financiers et de *trading,* renchérissant le coût des couvertures et diminuant la rentabilité du *trading*.

La défaillance de contreparties du Groupe (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients) pourrait avoir un impact sur ses activités et ses résultats.

Le Groupe est confronté, comme l'ensemble des acteurs économiques, à la défaillance possible de certaines contreparties (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients). La défaillance de ces contreparties est susceptible d'avoir des répercussions financières pour le Groupe (surcoûts notamment dans l'hypothèse où EDF devrait trouver des alternatives satisfaisantes, voire reprendre les activités concernées ou payer des pénalités contractuelles). Elle peut aussi avoir des conséquences sur la qualité des travaux, les délais de réalisation, l'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques, et expose le Groupe à un risque d'image, de continuité de l'activité dans certains projets, voire à la perte de contrats.

Les procédures de surveillance et de suivi appliquées au sein du Groupe dans le cadre de son exposition au risque de contrepartie inhérent aux relations contractuelles sont décrites à la section 2.2.2.5 (« Gestion et contrôle du risque de défaillance de contrepartie »).

La mise en œuvre de pratiques prohibées et contraire à l'éthique dans la conduite des affaires par des collaborateurs ou des tiers pourrait, en certaines circonstances, porter atteinte à la réputation et à la valeur actionnariale du Groupe.

L'internationalisation des activités du Groupe et le renforcement des cadres réglementaires réprimant des pratiques contraires à l'éthique dans la conduite des affaires sont susceptibles d'exposer le Groupe, ses collaborateurs ou des tiers agissant pour le compte du Groupe à des sanctions pénales et civiles pouvant porter atteinte à la réputation et à la valeur actionnariale d'EDF.

La survenance de maladies professionnelles ou d'accidents du travail pourrait engager la responsabilité du Groupe.

Bien que le Groupe mette en œuvre depuis de nombreuses années les moyens nécessaires pour être en conformité avec les dispositions légales et réglementaires relatives à l'hygiène et à la sécurité dans les différents pays dans lesquels il exerce ses activités et considère avoir pris les mesures destinées à assurer la santé et la sécurité de ses salariés et des salariés des sous-traitants, le risque d'accidents du travail ou de maladies professionnelles ne peut être exclu. Or, la survenance de tels événements pourrait donner lieu à des actions en justice à l'encontre du Groupe et donner lieu, le cas échéant, au paiement de dommages et intérêts qui peuvent s'avérer significatifs.

Pour une description des mesures prises par le Groupe en matière de rayonnements ionisants, voir la section 1.4.1.1.3 (« Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection »).

Concernant l'amiante, le Groupe a pris des mesures de traitement des matériaux, d'information et de protection, décrites à la section 3.3.2 (« La santé et la sécurité de nos salariés et des salariés de nos prestataires sont une priorité absolue »). Pour une description des procédures en cours, voir la section 2.4 (« Procédures judiciaires et arbitrages »).

2.1.3 RISQUES SPÉCIFIQUES LIÉS AUX ACTIVITÉS NUCLÉAIRES DU GROUPE

Le groupe EDF est le premier exploitant nucléaire mondial, en nombre de centrales en exploitation [1]. L'électricité nucléaire représente 76,3 % de la production totale d'électricité en France [2]. EDF exploite également des actifs nucléaires au Royaume-Uni. Le Groupe possède par ailleurs des participations minoritaires dans des centrales nucléaires aux États-Unis (au travers de CENG), en Belgique et en Suisse, sans toutefois en être l'exploitant. La part du nucléaire dans le mix électrique du groupe EDF représente ainsi un atout compétitif important. Le Groupe joue par ailleurs un rôle actif dans les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en France, au Royaume-Uni, en Chine et potentiellement dans d'autres pays. Tout événement affectant de manière négative le nucléaire est susceptible d'avoir des conséquences sur l'image, les activités, la productivité, la situation financière, les résultats et les perspectives du Groupe comparativement plus importantes que pour ses concurrents qui ont proportionnellement moins recours à cette source d'énergie.

En raison de ses activités nucléaires, le Groupe est exposé à des risques importants de responsabilité ainsi qu'à un éventuel surcoût significatif d'exploitation.

Même si le Groupe a mis en place des stratégies et des procédures de contrôle des risques correspondant aux meilleurs standards pour ses activités nucléaires, ces dernières restent par leur nature potentiellement risquées. Le Groupe pourrait ainsi devoir faire face à une responsabilité substantielle, notamment en raison d'incidents et d'accidents, d'atteintes à la sécurité, d'actes de malveillance ou de terrorisme, de chutes d'aéronefs, de catastrophes naturelles (telles que des inondations ou des tremblements de

1. *Source : Agence Internationale de l'Énergie Atomique,* Nuclear Power Reactors in the World, *tableau 24, édition 2015 (chiffres au 31 décembre 2014).*
2. *Source : RTE, Bilan électrique 2015.*

terre), de dysfonctionnements d'équipements ou au cours de l'entreposage, de la manutention, du transport, du traitement et du conditionnement des matières et des matériaux nucléaires. De tels événements pourraient induire un durcissement significatif des contraintes d'exploitation des centrales, voire l'interruption partielle ou totale de l'exploitation du parc de production du Groupe, et pourraient avoir des conséquences graves, notamment en cas de contaminations radioactives et d'irradiations des personnes travaillant pour le Groupe ou de la population et de l'environnement, ainsi qu'un impact négatif significatif sur les activités, la stratégie, les perspectives et la situation financière du Groupe.

En effet, l'exploitant nucléaire assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses installations.

Le régime de responsabilité civile nucléaire applicable aux exploitants d'installations nucléaires des États parties à la convention de Paris et les assurances associées sont décrits aux sections 1.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base ») et 2.2.7.6 (« Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires »). Ce régime repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. Ainsi, en cas d'événement causant un dommage nucléaire, le Groupe se trouverait automatiquement responsable dans la limite d'un plafond financier fixé par la loi applicable dans le pays, indépendamment de la cause de l'événement à l'origine du dommage et sans pouvoir se prévaloir des mesures de sûreté mises en place.

Le Groupe ne peut pas garantir que, dans les pays où il est exploitant nucléaire, les plafonds de responsabilité fixés par la loi ne seront pas encore augmentés ou supprimés. Ainsi, les protocoles portant modification de la convention de Paris et de la convention de Bruxelles, non encore en vigueur (voir section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »), prévoient un relèvement de ces plafonds et un élargissement notable des dommages à couvrir. S'agissant des nouveaux montants, la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance verte les rend applicables à compter du 18 février 2016 et, bien que le Groupe s'y prépare depuis plusieurs années, ces nouveaux montants auront un impact significatif sur le coût de l'assurance. L'entrée en vigueur des autres modifications prévues par ces protocoles augmentera de nouveau le coût de l'assurance, et le Groupe ne peut pas garantir que les assurances couvrant cette responsabilité seront toujours disponibles ou qu'il arrivera toujours à maintenir ces assurances.

Les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF sont couverts par des programmes d'assurance (voir section 2.2.7.6.3 « Assurances dommages aux installations nucléaires »). Malgré cette couverture, tout événement qui entraînerait des dommages importants sur une installation nucléaire du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe ne peut pas garantir que les assureurs couvrant à la fois sa responsabilité d'exploitant nucléaire et les dommages matériels affectant ses installations auront toujours les capacités disponibles ni que les coûts de couverture n'augmenteront pas de manière significative, eu égard notamment aux impacts sur le marché de l'assurance d'événements tels que l'accident nucléaire survenu au Japon le 11 mars 2011.

La survenance d'un accident nucléaire grave dans le monde pourrait avoir des conséquences significatives sur le Groupe.

Quelles que soient les mesures prises à la conception ou à l'exploitation, un accident grave est toujours possible sur une installation nucléaire, comme le démontre l'accident nucléaire survenu au Japon, à la suite du séisme et du *tsunami* qui ont ravagé le Nord du pays le 11 mars 2011. Un tel accident pourrait avoir pour effet de provoquer un rejet du nucléaire par l'opinion publique, entraînant la décision par les autorités compétentes de durcir sensiblement les conditions d'exploitation des centrales, de ne pas autoriser les prolongations d'exploitation proposées, les conduisant à ne plus autoriser temporairement ou définitivement l'exploitation d'une ou plusieurs installations nucléaires ou les amenant à envisager de mettre fin à la production d'électricité d'origine nucléaire et donc à suspendre ou annuler tout projet de développement de centrales nucléaires en cours. Des décisions de ce type ont ainsi été prises en Allemagne (arrêt de la production d'origine nucléaire) et en Italie (arrêt des projets de construction de centrales nucléaires) à la suite de l'accident de Fukushima. Il ne peut pas non plus être exclu qu'une décision de ce type soit prise même en l'absence d'un accident.

Un tel accident pourrait aussi avoir pour effet, en cas de proximité avec une ou plusieurs installations du Groupe, de contaminer leur environnement et compromettre ainsi leur exploitation.

De tels événements auraient un impact négatif significatif sur le modèle économique, la stratégie, les activités, les résultats et la situation financière ainsi que les perspectives du Groupe.

L'activité nucléaire du Groupe est soumise à des réglementations particulièrement détaillées et contraignantes, qui pourraient se durcir.

L'activité nucléaire du Groupe est soumise à des réglementations détaillées et contraignantes, avec, notamment en France, un régime de surveillance et de réexamen périodique des conditions d'exploitation, qui porte, au premier chef, sur la sûreté nucléaire, la protection de l'environnement et de la santé publique, mais aussi sur des considérations de sécurité nationale (menace terroriste notamment). Ces réglementations peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif de la part des autorités nationales ou communautaires (voir la section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »). Par ailleurs, un durcissement des réglementations ou une éventuelle non-conformité aux réglementations en vigueur ou futures pourrait conduire à devoir arrêter temporairement ou définitivement une ou plusieurs installations nucléaires du Groupe ou se traduire par des astreintes financières, comme le précise l'article L. 596-4 du Code de l'environnement. Les conséquences de la mise en application de l'arrêté du 12 décembre 2005 relatif aux équipements sous pression nucléaires (ESPN) en sont une illustration actuelle pour le parc existant en France (voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques »). Les cas de non-conformité aux réglementations sont également susceptibles d'être utilisés par des tiers à l'encontre d'EDF et portés devant les tribunaux.

De tels événements pourraient se traduire par une augmentation significative des coûts relatifs au parc nucléaire du Groupe, ce qui aurait un impact négatif sur sa situation financière.

Le Groupe dépend, pour ses activités nucléaires, d'un nombre limité d'acteurs.

Même si le Groupe met en œuvre une politique de diversification de ses fournisseurs et prestataires dans le domaine du nucléaire, il dépend actuellement d'un nombre limité d'acteurs et de personnes disposant des compétences et de l'expérience nécessaire. Cette situation réduit l'exercice de la concurrence sur les marchés où EDF est acheteur et crée un risque d'exposition pour le Groupe à la défaillance de l'un ou plusieurs de ces fournisseurs ou de prestataires disposant de compétences spécifiques, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats et la situation financière du Groupe. C'est le cas en particulier pour AREVA et Alstom, mais également pour la plupart des constructeurs de l'industrie nucléaire, ainsi que des principaux prestataires de services de maintenance (voir section 2.3 « Facteurs de dépendance »). Les changements d'actionnariat ou de gouvernance de ces différents prestataires peuvent également avoir une incidence sur le coût ou la qualité des services rendus.

Le Groupe est exposé aux variations des conditions d'approvisionnement en uranium et des services de conversion et d'enrichissement.

Une partie des coûts d'exploitation du Groupe est constituée d'achats de combustibles nucléaires.

Pour son parc nucléaire en France et au Royaume-Uni, EDF s'approvisionne en uranium et en services de conversion et d'enrichissement au travers de contrats à long terme pourvus de mécanismes de couverture permettant d'atténuer et de lisser dans le temps les fluctuations de prix. Le fournisseur principal est le groupe AREVA, mais EDF mène une politique de diversification en se fournissant auprès d'autres industriels (voir sections 2.3 « Facteurs de dépendance » et 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Les prix et les volumes disponibles de l'uranium et des services de conversion et d'enrichissement subissent des fluctuations qui dépendent de facteurs ne relevant pas du contrôle du Groupe, notamment politiques et économiques (en particulier, perspectives de rentabilité des investissements

miniers, déséquilibre offre/demande ou tension sur l'offre, liée par exemple à la survenance d'un incident d'exploitation dans une mine d'uranium ou une usine du cycle, à un retard dans la mise en service d'une nouvelle mine ou à un événement entraînant une instabilité politique dans un pays producteur).

Le Groupe ne peut cependant garantir que les contrats conclus, en France et à l'international, apporteront une protection complète contre des variations brutales ou importantes des prix à la hausse. Le Groupe ne peut pas non plus garantir qu'à l'échéance des contrats de long terme, il pourra les renouveler, notamment à des conditions de prix équivalentes. Cela pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Pour le fonctionnement de ses centrales nucléaires, le Groupe est dépendant du bon fonctionnement des transports routiers et ferroviaires, notamment pour le combustible.

Le transport de combustible nucléaire, neuf ou usé, est une opération très particulière qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques et contraignantes. Ces contraintes pourraient encore s'accroître, générant des difficultés et des coûts supplémentaires pour le Groupe. Par ailleurs, divers facteurs qui échappent au contrôle du Groupe (protestations des riverains ou d'associations antinucléaires, par exemple, sous forme de manœuvres d'empêchement des transports de matières nucléaires) peuvent ralentir ces opérations. Elles pourraient même se trouver interrompues, notamment en cas d'accident. Dans ce cas, le Groupe devrait ralentir, voire interrompre, tout ou partie de la production sur les sites concernés, soit du fait de la non-livraison d'assemblages neufs, soit du fait de la saturation des dispositifs d'entreposage des sites, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »).

Le parc nucléaire exploité par le Groupe pourrait nécessiter des réparations ou modifications lourdes ou coûteuses.

Le parc de centrales nucléaires actuellement exploitées par le Groupe en France est très standardisé (voir section 1.4.1.1.1 « Le parc nucléaire d'EDF »). Ceci permet notamment au Groupe de réaliser des économies d'échelle, de répercuter sur l'ensemble de son parc les améliorations effectuées sur les centrales plus récentes et d'anticiper, en cas de dysfonctionnement dans une centrale, les mesures à prendre dans les autres. Mais cette standardisation a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs centrales ou générations de centrales (voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques »). Le Groupe ne peut pas garantir qu'il ne sera pas confronté à des réparations ou modifications lourdes et coûteuses, à effectuer sur l'ensemble ou une partie du parc, ni même qu'il survienne des événements pouvant avoir un impact sur le fonctionnement du parc ou sur sa production, et entraîner un arrêt momentané ou la fermeture de tout ou partie du parc.

C'est ainsi qu'à l'occasion des réévaluations de sûreté effectuées lors des visites décennales et à la suite de l'accident de Fukushima le Groupe a été conduit, tant de son propre chef qu'à la suite des prescriptions de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), à élaborer un important programme de travaux. Ce programme, appelé « Grand carénage », est destiné à rénover le parc existant, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions en sont réunies, à prolonger leur durée d'exploitation. Ce programme, dont le principe a été approuvé par le Conseil d'administration se traduit dès 2015 et pour les années à venir par des investissements supplémentaires significatifs et par une anticipation de certaines dépenses déjà prévues avant l'accident de Fukushima (voir sections 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques » et 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »). La mise en œuvre industrielle de ces travaux sur les installations de production se traduira par une augmentation des coûts et une sollicitation plus importante des ressources internes et du tissu industriel, et est également susceptible de se traduire par une perte de disponibilité dans les années à venir.

Le Groupe exploite ou détient des participations dans des centrales nucléaires ailleurs dans le monde, notamment au Royaume-Uni et aux États-Unis, et peut également être confronté à des réparations ou modifications coûteuses à effectuer sur ces unités ou à des événements pouvant avoir des impacts sur leur fonctionnement, leur production ou leur disponibilité. Comme en France, des décisions des autorités de sûreté, impliquant des travaux complémentaires, pourraient être prises.

Il ne peut être exclu également que, malgré la maintenance effectuée sur ses centrales par le Groupe, certaines d'entre elles ne puissent fonctionner à leur pleine puissance, compte tenu notamment du vieillissement de certains matériels. Cela a été le cas en 2014 et en 2015 au Royaume-Uni, où un défaut détecté sur un réacteur de type RAG (réacteur avancé refroidi au gaz) a conduit à procéder à des examens complémentaires sur trois autres réacteurs similaires et où, par précaution et dans l'attente des résultats des expertises en cours, les quatre réacteurs n'avaient été autorisés à redémarrer qu'à puissance réduite (voir section 1.4.5.1.2.1 « Production nucléaire »).

L'ensemble de ces événements aurait un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe et ses activités.

Le Groupe pourrait ne pas obtenir l'allongement de la durée d'exploitation de ses centrales au-delà de l'échéance prévue actuellement, voire ne pas être autorisé à les exploiter jusqu'à cette échéance.

En France, dans le cadre des études associées aux troisièmes visites décennales du palier 900 MW, l'ASN a publiquement indiqué début juillet 2009 qu'elle n'a pas identifié de problème générique mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté de ses réacteurs de 900 MW jusqu'à 40 ans. Comme le prévoit la réglementation, cette position de l'ASN est complétée par un accord pris réacteur par réacteur à l'issue de chaque troisième visite décennale (voir section 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »). Ainsi, à fin 2015, près de 80 % des tranches du palier 900 MW ont terminé leur troisième visite décennale et, pour 9 d'entre elles, l'ASN a déjà rendu son avis définitif au Ministre et ne s'est pas opposée à la poursuite du fonctionnement, sous réserve du respect de prescriptions complémentaires.

Afin de reporter la construction de nouvelles unités et les investissements y afférents, et de continuer à bénéficier des flux de trésorerie provenant de son parc existant, le Groupe vise à allonger la durée de fonctionnement de son parc nucléaire en France au-delà de 40 ans. L'ASN a fait examiner les propositions d'amélioration faites par EDF par le groupe permanent « réacteurs » en 2012, qui a jugé ces propositions de façon positive, en recommandant qu'elles soient complétées et, pour certaines, renforcées. Les échanges avec l'ASN se sont poursuivis sur cette base, et l'ASN a indiqué qu'elle émettrait à la suite du groupe permanent « Orientations » d'avril 2015 une première position sur les grandes orientations du réexamen de sûreté associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs 900 MW et en 2018-2019 une position définitive sur la phase « générique » de ce réexamen (voir section 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »).

Le Groupe ne peut cependant garantir qu'il obtiendra de la part des autorités compétentes l'allongement escompté. Ces extensions pourraient aussi être obtenues sous certaines conditions, dont les incidences financières seraient telles, notamment en termes d'investissements, qu'elles pourraient affecter la stratégie du Groupe en matière de prolongation de la durée d'exploitation de ses centrales ou la capacité du Groupe à poursuivre sa stratégie globale d'investissements.

Au Royaume-Uni, la durée actuellement prévue pour l'exploitation des centrales du parc nucléaire existant d'EDF Energy varie entre 41 et 47 ans pour les centrales du type réacteur avancé au gaz (RAG) et est de 40 ans pour le réacteur à eau pressurisée (REP). Depuis leur acquisition par EDF Energy, la durée de fonctionnement des centrales RAG a été allongée de 8 ans en moyenne, et l'objectif pour la centrale REP est de prolonger son fonctionnement de 20 ans (voir section 1.4.5.1.2.1 « Production nucléaire »). Néanmoins, compte tenu des règles de sûretés applicables au Royaume-Uni, le Groupe ne peut garantir qu'EDF Energy obtiendra les autorisations nécessaires le moment venu pour exploiter ses centrales nucléaires existantes jusqu'à la date de fin d'exploitation actuellement prévue, ou que ces autorisations ne seront pas obtenues sous réserve de conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs.

Pour les centrales nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (États-Unis, Belgique, Suisse), le Groupe est exposé financièrement aux mêmes risques : perte de recettes et dépréciation d'actif en cas d'arrêt du fonctionnement ou nécessité de participer aux investissements supplémentaires pour pouvoir continuer à fonctionner. Le Groupe ne peut cependant garantir que ces centrales pourront effectivement être exploitées sur les durées prévues à ce jour,

notamment en cas d'incident impactant la sûreté ou la disponibilité des installations.

L'ensemble de ces événements pourrait avoir, en cas d'occurrence, un impact négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe et sa situation financière.

Une décision des pouvoirs publics français conduisant à l'arrêt d'une ou plusieurs tranches de production d'électricité d'origine nucléaire pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur le Groupe.

La Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit la réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025. Elle plafonne également à son niveau actuel (63,2 GW) la capacité totale autorisée de production d'électricité d'origine nucléaire. Cette disposition oblige en pratique EDF, pour obtenir l'autorisation de mise en service d'une nouvelle capacité de production nucléaire (comme celle de l'EPR de Flamanville), à décider la mise à l'arrêt d'une capacité équivalente.

Des décisions d'arrêt prématuré d'une ou plusieurs tranches du parc d'EDF, ne résultant pas d'un choix industriel mais d'une décision du pouvoir politique, pourraient donc intervenir. Enfin, il pourrait être décidé l'arrêt de nouveaux projets de construction nucléaire, pour lequel le Groupe aurait déjà investi des sommes importantes. Cette problématique concerne potentiellement tous les actifs nucléaires du Groupe.

De tels événements auraient des conséquences négatives significatives sur les perspectives, la situation financière, les résultats et l'image du Groupe, qui le conduiraient à demander des dédommagements sans certitude de les obtenir.

La construction des EPR pourrait rencontrer des difficultés ou ne pas aboutir.

Le Groupe a engagé la réalisation de l'*European Pressurized water Reactor* (EPR) à Flamanville (voir section 1.4.1.2 « Projets "Nouveau Nucléaire" ») en vue de renouveler son parc nucléaire en France et afin de servir de modèle pour la construction de nouvelles installations à l'étranger.

En septembre 2015, EDF a communiqué un nouveau calendrier et une actualisation du coût de construction du projet à 10,5 milliards d'euros$_{2015}$. Le chargement du combustible et le démarrage du réacteur sont prévus au quatrième trimestre 2018. La nouvelle organisation mise en place et l'état d'avancement du projet sont présentés en section 1.4.1.2.2 (« État d'avancement du projet EPR de Flamanville »). La réalisation de ce calendrier reste néanmoins conditionnée à des autorisations spécifiques qui doivent encore être délivrées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (qualification de matériels, autorisations de chargement, de mise en service…). Le Groupe pourrait ne pas obtenir les autorisations nécessaires ou les voir remises en cause par des décisions judiciaires ou administratives. S'agissant, notamment pour l'EPR de Flamanville, d'un réacteur « tête de série », des difficultés techniques ou autres pourraient encore survenir lors de la qualification des matériels, des essais et du début d'exploitation des EPR. Ces difficultés pourraient ralentir ou empêcher la construction d'autres EPR, modifier les calendriers de mise en service ou affecter leurs performances. Le durcissement des contraintes réglementaires (comme la mise en application de l'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires – ESPN) peut avoir des effets similaires. En outre, le coût global de construction, déjà réévalué, pourrait être supérieur aux estimations actuelles d'EDF.

Au Royaume-Uni, le groupe EDF et le gouvernement britannique sont parvenus à un accord en octobre 2013 sur les principaux termes du contrat d'investissement relatif à la construction de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point C. Le 21 octobre 2015, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé un accord stratégique d'investissement pour la construction et l'exploitation de ces réacteurs. La décision finale d'investissement reste cependant soumise à un certain nombre de conditions, précisées en section 1.4.1.2.3.1 (« EPR d'Hinkley Point C »). En l'absence d'accord sur ces différents points, la décision d'investissement et l'ensemble du projet pourraient être différés ou ne pas aboutir.

L'Autriche et Greenpeace Energy associé à d'autres sociétés autrichiennes ou allemandes ont déposé en juillet 2015 un recours, non suspensif, contre la décision de la Commission européenne donnant son accord au titre des règles sur les aides d'État au contrat pour différence négocié avec le Gouvernement Britannique, ce qui représente un risque pour EDF et ses partenaires. Dans l'éventualité d'une décision défavorable du Tribunal de l'Union européenne, les conditions économiques de l'opération pourraient s'en trouver significativement affectées.

Le programme EPR est une composante clé de la stratégie du Groupe. Tout événement entraînant un retard ou un blocage de ce programme ou affectant la construction de la « tête de série » EPR ou des tranches suivantes aurait donc un impact négatif significatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

Le Groupe reste responsable de la plupart des combustibles usés et des déchets radioactifs issus de ses centrales nucléaires, et notamment des déchets à Haute et Moyenne Activité à Vie longue issus des combustibles usés.

Le cycle du combustible nucléaire est présenté à la section 1.4.1.1.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). En France, en tant qu'exploitant de centrales nucléaires et producteur de déchets radioactifs, EDF est légalement responsable des combustibles usés depuis leur sortie de centrale, des opérations de traitement et de la gestion à long terme des déchets radioactifs qui en sont issus, et assume cette responsabilité, sur les plans techniques et financiers, conformément aux orientations définies par les pouvoirs publics et sous leur contrôle. EDF est également responsable de tous les déchets nucléaires produits durant l'exploitation des centrales et leur démantèlement.

La responsabilité du Groupe pourrait être recherchée en particulier en tant qu'exploitant nucléaire ou producteur de déchets radioactifs, au sens de la législation applicable sur les déchets, en cas d'accident et en cas de dommage aux tiers ou à l'environnement liés aux combustibles usés ou aux déchets, même s'ils sont manipulés, transportés, détenus, entreposés ou stockés par d'autres intervenants que le Groupe (en particulier, en France, le groupe AREVA et l'ANDRA), notamment en cas de défaillance de ces derniers. Dans le cas où le Groupe serait reconnu responsable pour des dommages causés aux tiers, le régime spécifique de responsabilité civile sans faute de l'exploitant nucléaire trouverait à s'appliquer, dans la limite des plafonds prévus par ce régime (voir section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

En France, la gestion à long terme des déchets radioactifs a fait l'objet de divers travaux dans le cadre des lois de programme n° 91-1381 du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs et n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « Déchets de Haute Activité à Vie longue (HAVL) »). Le Groupe ne peut garantir que l'ensemble de ses déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie longue constituera des « déchets radioactifs ultimes » au sens de l'article 6 de la loi du 28 juin 2006, et que ces déchets pourront en conséquence être directement stockés en couche géologique profonde, d'autant que l'ordonnance nucléaire du 10 février 2016 prise en application de la loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit un pouvoir de requalification des matières radioactives en déchets radioactifs et inversement par l'autorité administrative. Le Groupe ne peut pas non plus garantir dans quel délai les autorisations permettant un tel stockage seront attribuées par les pouvoirs publics, ni quelles en seront les orientations techniques, ce qui est de nature à faire peser des incertitudes sur le devenir des déchets, sur la responsabilité et sur les coûts qui en résulteront pour EDF (voir en section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « Le stockage des déchets ultimes conditionnés »).

Au Royaume-Uni, lors de la restructuration de British Energy, des accords avaient été conclus avec les autorités concernant la gestion de certains déchets radioactifs issus des centrales nucléaires existantes (voir section 1.4.5.1.2.1 « Production nucléaire »). Aux termes de ces accords, la responsabilité et certains coûts liés à la gestion de certains déchets radioactifs sont transférés au gouvernement britannique. Néanmoins, EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd. conserve la responsabilité financière ainsi que la responsabilité technique et juridique pour la gestion, le stockage et le retraitement des déchets qui n'entrent pas dans le périmètre des accords précités.

La Directive n° 2011/70/Euratom du 19 juillet 2011 témoigne de la volonté du Conseil d'établir un cadre communautaire partagé pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs (voir la section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

Pour les centrales nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (États-Unis, Belgique, Suisse), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures liées à la gestion des combustibles usés et des déchets. Le Groupe ne peut garantir qu'il disposera, en temps utile et à des conditions financières acceptables, de solutions de stockage et de traitement des déchets radioactifs issus des centrales qu'il exploite dans les pays concernés, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de traitement du combustible usé et pour la gestion à long terme des déchets peuvent être amenées à augmenter significativement en cas de révision des estimations de coûts.

En France, EDF a constitué des provisions pour les opérations de gestion (transport, traitement, conditionnement en vue du recyclage) du combustible nucléaire usé (voir note 29.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord-cadre signé avec AREVA en décembre 2008 et déclinés dans les contrats d'application successifs. Celui relatif à la période 2016-2023 a été signé en février 2016 (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Le montant des provisions actuellement constituées pour couvrir la période non couverte par le contrat actuel devrait être réévalué si les conditions du renouvellement de ce contrat se révélaient plus onéreuses que celles actuellement applicables.

EDF a constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets, évaluées sur l'hypothèse du stockage géologique et sur la base d'une déclinaison raisonnable des travaux menés en 2006 par un groupe de travail réunissant l'ANDRA, les pouvoirs publics et les producteurs de déchets radioactifs (voir note 29.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015 et section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). À l'issue d'un nouvel exercice de chiffrage du coût du stockage profond, sous le pilotage de la DGEC et auquel EDF a été associé, la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a, par arrêté du 15 janvier 2016, fixé le nouveau coût de référence à 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 31 décembre 2011. Cette variation de coût a été prise en compte dans les comptes du Groupe à fin 2015 (voir note 29.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015). L'estimation actuelle est basée sur le corps d'hypothèses de l'avant-projet sommaire et sera régulièrement révisée en fonction de l'avancement du projet, comme le précise l'arrêté de la Ministre.

Le montant des provisions actuellement constituées est cependant susceptible d'évoluer dans les prochaines années. En effet, l'évaluation de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. Compte tenu de ces éléments de sensibilité, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés. Si tel était le cas, cela pourrait avoir un impact négatif significatif sur les résultats financiers et la situation financière du Groupe (voir note 29.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015).

La déconstruction du parc nucléaire existant pourrait présenter des difficultés qui ne sont pas envisagées aujourd'hui ou s'avérer sensiblement plus coûteuse que ce qui est aujourd'hui prévu.

Compte tenu de la taille du parc nucléaire du Groupe, sa déconstruction représente un enjeu technique et financier très important. Tout en ayant évalué les défis notamment techniques que représente la déconstruction (en particulier au travers de la déconstruction des centrales de première génération en France) et identifié les solutions à développer, le groupe EDF n'a jamais déconstruit de centrales nucléaires similaires à celles actuellement en service.

Pour la France, le Groupe a constitué des provisions pour couvrir les dépenses prévues pour la déconstruction et pour la gestion des derniers cœurs. L'évaluation de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. Le calendrier et le coût des travaux sont également dépendants des autorisations administratives et de la disponibilité au moment nécessaire des centres de stockage de déchets radioactifs ou d'autres installations nécessaires au conditionnement ou à l'entreposage des colis de déchets (voir section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires »). Un centre de stockage dédié aux déchets à Faible Activité et Vie longue (FAVL), comme le graphite, était prévu par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006. Les premières recherches de site n'ayant pas abouti, l'ANDRA a lancé en 2013 une nouvelle recherche et a transmis un rapport d'étape en juillet 2015 dans le cadre du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR). Ce rapport évalue plusieurs concepts de stockage et ouvre la perspective d'un stockage sur le site de Soulaines pour les déchets de graphite. (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). La construction de l'Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) par EDF a par ailleurs pris trois ans de retard en raison de l'annulation du permis de construire (voir section 2.4 « Procédures judiciaires et arbitrages »). Compte tenu de ces éléments de sensibilité, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés, et le Groupe ne peut donc garantir que les provisions ainsi constituées seront équivalentes aux coûts effectivement constatés le moment venu, ce qui aurait un impact négatif sur ses résultats financiers et sa situation financière. Pour en limiter l'impact dans ses comptes, le Groupe procède régulièrement à une mise à jour des principales hypothèses sous-jacentes aux provisions (voir note 29.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015).

Au Royaume-Uni, en vertu des accords conclus lors de la restructuration de British Energy, les coûts liés à la déconstruction des centrales nucléaires existantes d'EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd. seront supportés par le *Nuclear Liabilities Fund* et, si les actifs de ce dernier étaient insuffisants, par le gouvernement britannique (voir section 1.4.5.1.2.1 « Production nucléaire »).

Pour les centrales nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (États-Unis, Belgique, Suisse), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures de démantèlement.

Le montant des actifs dédiés constitués par le Groupe pour couvrir les coûts de ses engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) pourrait devoir être revu à la hausse et entraîner des décaissements supplémentaires.

En France, la valeur de marché du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF s'élevait, au 31 décembre 2015, à 23.5 milliards d'euros contre 23 milliards d'euros au 31 décembre 2014 (voir sections 1.4.1.1.7 « Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) » et 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base » et note 47.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015).

En cas de variation significative des provisions qui déterminent l'assiette de référence des actifs dédiés, des décaissements supplémentaires pourraient être nécessaires pour ajuster la valeur de ces actifs, ce qui aurait un impact négatif significatif sur la situation financière d'EDF. En outre, un durcissement des contraintes réglementaires nationales (en particulier celles qui pourraient avoir un impact sur l'assiette des actifs dédiés à constituer par EDF) ou communautaires pourrait conduire à un renforcement des exigences en matière de constitution d'actifs dédiés et avoir une incidence sur la situation financière d'EDF.

Enfin, bien que ces actifs soient constitués et gérés selon des règles prudentielles strictes (voir section 1.4.1.1.7 « Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »), le Groupe ne peut garantir que les variations des cours des marchés financiers n'auront pas un impact négatif significatif sur la valeur de ces actifs (voir section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur

le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA » pour une analyse de sensibilité), ce qui pourrait conduire EDF à engager des décaissements supplémentaires afin de reconstituer la valeur de ces actifs ; de tels événements pourraient affecter négativement la situation financière du Groupe.

Au Royaume-Uni, les fonds pour les engagements nucléaires sont gérés par un organisme indépendant constitué par le gouvernement britannique (*Nuclear Liabilities Fund* – NLF). L'exploitant n'a donc pas d'actifs à gérer à ce titre (voir section 1.4.5.1.2.1 « Production nucléaire »).

2.1.4 RISQUES LIÉS À LA STRUCTURE ET À LA TRANSFORMATION DU GROUPE

La stratégie de développement du Groupe pourrait ne pas être mise en œuvre conformément aux objectifs définis par le Groupe.

Le Groupe entend poursuivre son développement dans les métiers de l'électricité, du gaz et des services énergétiques, en France et à l'étranger, conformément à son projet industriel, en fonction de son modèle d'activité dans chaque zone et au regard du retour d'expérience correspondant (équilibre amont/aval, stratégie de commercialisation, développement dans les énergies renouvelables ou dans d'autres modes de production : le nucléaire, l'hydraulique, le charbon, les centrales à Cycle Combiné Gaz, etc.). Il met ainsi en place des programmes de développement, de réorganisation, d'accroissement de la rentabilité (voir facteur de risque ci-dessous intitulé « Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer la performance opérationnelle et financière et à renforcer sa flexibilité financière »), et de cessions.

En ce qui concerne la production nucléaire, le Groupe pourrait ne pas réussir le développement escompté ou la mise en œuvre des projets qu'il a engagés à l'international, ou les mettre en œuvre dans des conditions économiques, financières et juridiques non satisfaisantes.

En effet, le groupe EDF est engagé, dans le cadre de partenariats ou d'investissements en capital, dans des projets de construction et d'exploitation de centrales nucléaires à l'international (notamment en Chine et au Royaume-Uni). Ces projets nécessitent, en phase de développement, l'obtention d'autorisations administratives, de licences et permis et, dans certains cas, la mise en place de partenariats complémentaires. Il s'agit de chantiers de grande envergure, impliquant des investissements significatifs, et dont les conditions de financement sont encore à confirmer. La mise en place de ces financements pourrait, compte tenu du contexte économique actuel, être retardée. Par ailleurs, le cadre réglementaire est, dans certains pays, en cours de mise à jour, ce qui pourrait avoir un impact sur les engagements et la responsabilité d'EDF. Même en cas de dispositifs contractuels protecteurs, le Groupe ne peut pas garantir que ces projets pourront être mis en œuvre selon les calendriers prévus et dans des conditions économiques, financières, réglementaires ou juridiques satisfaisantes ou qu'ils assureront dans la durée la rentabilité escomptée au départ, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur l'image du Groupe et sa situation financière.

Dans le domaine des énergies nouvelles, EDF s'appuie principalement sur sa filiale EDF Énergies Nouvelles (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »), implantée dans de nombreux pays. La rentabilité de ces développements est cependant souvent dépendante des politiques de soutien mises en œuvre dans les différents pays. Le Groupe ne peut garantir que les régimes de soutien n'évolueront pas dans certains de ces pays au détriment de la rentabilité des investissements.

Par ailleurs, le développement des activités gazières du Groupe est un enjeu important tant du point de vue de l'utilisation du gaz pour la production d'électricité que pour le développement des offres de vente de gaz (voir section 1.4.6.2 « Activités gazières »). Les perspectives en termes d'offre et de demande de gaz au niveau mondial évoluent (essor des gaz non conventionnels, notamment aux États-Unis, augmentation des besoins des pays émergents, etc.). Le contexte concurrentiel du secteur gazier évolue en France et en Europe, avec l'émergence de nouveaux acteurs, ou les rapprochements d'énergéticiens. La dépendance des pays européens vis-à-vis des importations de gaz naturel est d'ores et déjà importante et continue de s'accentuer, principalement en raison de l'épuisement des ressources autochtones, avec des sources d'approvisionnement de plus en plus éloignées. Pour servir son ambition gazière, le Groupe doit non seulement avoir accès à des sources d'approvisionnement compétitives, mais aussi disposer d'un accès aux infrastructures logistiques (stockages, gazoducs, terminaux GNL) pour acheminer son gaz dans un périmètre proche de ses points de consommation, disposer de la flexibilité nécessaire et mettre en œuvre des synergies entre les différentes entités du Groupe, y compris les entités non contrôlées. Le Groupe ne peut pas garantir qu'il sera toujours en mesure, à des conditions financières compétitives, soit de disposer de sources d'approvisionnement en gaz (par ses contrats à long terme ou l'acquisition de champs gaziers par exemple), soit d'accéder à des infrastructures gazières, ni qu'il sera en mesure de dégager les synergies escomptées. L'ensemble de ces facteurs pourrait freiner le développement de la stratégie gazière du Groupe, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers et ses perspectives. Par ailleurs, en cas de durcissement du contexte géopolitique mondial, le Groupe ne peut pas garantir qu'il pourrait se désengager de projets dans lesquels il est engagé rapidement et/ou dans des conditions économiques acceptables (voir section 1.4.5.3.2 « Europe centrale et orientale »).

Enfin, le Groupe entend également développer et consolider son offre de solutions intégrées de services, notamment les services d'éco-efficacité énergétique, dans une logique de Développement durable. Le marché des services énergétiques est un marché très compétitif, et celui de l'efficacité énergétique possède un réel potentiel de développement (voir section 1.4.6.1 « Services énergétiques »). L'intégration de Dalkia dans le Groupe depuis le 25 juillet 2014 permet de renforcer ce pôle de compétences et de développement (voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia »). Le Groupe ne peut cependant garantir que son offre de services se développera avec succès ni qu'il sera en mesure de mettre en œuvre sa politique de développement dans ce domaine, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses résultats financiers et ses perspectives.

Plus généralement, le Groupe pourrait être confronté à une évolution imprévue du contexte réglementaire, économique et concurrentiel rendant inadéquats les choix retenus et rencontrer des difficultés de mise en œuvre de sa stratégie ou modifier cette stratégie, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les activités du Groupe, ses résultats financiers et ses perspectives.

Les opérations d'acquisition et de cession du Groupe sont porteuses de risques et sont susceptibles de ne pas toujours atteindre les objectifs visés.

Dans le cadre de sa stratégie de développement, le Groupe a réalisé et pourra être amené à réaliser des opérations d'acquisition d'actifs ou de participations ou de création de sociétés communes (*joint-ventures*), et plus généralement toutes opérations de croissance externe (voir section 5.1.3.4 « Participations et partenariats »).

Les opérations de croissance externe impliquent notamment les risques suivants : (i) les hypothèses retenues par le Groupe pour la valorisation de l'acquisition peuvent ne pas se vérifier, en particulier concernant les prix de marché, les économies de coûts, les gains, les synergies et la rentabilité escomptés ; (ii) des difficultés relatives à la qualité et à la performance des actifs acquis ou à une sous-évaluation du passif des sociétés acquises peuvent survenir ; (iii) des difficultés liées à la mise en œuvre de l'intégration des activités ou sociétés acquises peuvent survenir ; (iv) le Groupe pourrait ne pas être en mesure de retenir certains salariés, clients ou fournisseurs clés des sociétés acquises ; (v) le Groupe pourrait être contraint de ou souhaiter mettre fin à des relations contractuelles préexistantes à des conditions financières coûteuses ou défavorables ; (vi) le Groupe pourrait accroître son endettement en vue de financer ces acquisitions, limitant ainsi sa flexibilité financière et les possibilités de contracter à l'avenir de nouveaux emprunts ; et (vii) le Groupe pourrait être contraint de prendre, vis-à-vis des autorités de contrôle des concentrations, des engagements dont la mise en œuvre se ferait à des conditions moins favorables que prévues pour le Groupe.

En conséquence, les bénéfices attendus des opérations de croissance externe pourraient ne pas se vérifier dans les délais et aux niveaux attendus, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe a également réalisé et pourra être amené à réaliser des opérations de cessions d'actifs ou de participations. Dans le cadre de ces opérations de cession, le Groupe peut accorder des garanties concernant les actifs cédés et, en conséquence, être amené à payer des indemnités ou ajustements de prix à l'acquéreur, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe pourrait aussi être amené à ne pas réaliser les opérations de croissance externe et les cessions qu'il envisage ou les réaliser à une valeur différente de la valeur souhaitée, du fait, notamment, de contraintes contractuelles, financières ou réglementaires ou encore d'interventions politiques. Cela pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe peut ne pas détenir la majorité de contrôle ou partager le contrôle au sein de certaines de ses filiales et participations.

Certaines activités du Groupe sont, ou pourraient être à l'avenir, exercées au sein d'entités dont le Groupe partage le contrôle, ou dans lesquelles il est actionnaire minoritaire. Dans ces situations, le Groupe pourrait se trouver confronté à des cas de blocage lorsque les partenaires sont en désaccord, ou des décisions contraires à ses intérêts pourraient être prises, ce qui pourrait limiter la capacité du Groupe à mettre en œuvre les stratégies définies et avoir un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers, sa situation financière et ses perspectives.

Les différentes réorganisations nécessitées par l'ouverture du marché pourraient avoir des conséquences opérationnelles et financières pour le groupe EDF.

L'organisation en place depuis l'ouverture du marché, qui se caractérise par la séparation des activités régulées et des activités en concurrence, peut encore se traduire pour le client par des difficultés ou des confusions sur les rôles respectifs susceptibles d'avoir un impact sur l'image du Groupe et notamment sur le fournisseur d'énergie.

Le Groupe est dépendant pour ses activités de systèmes d'information qui peuvent s'avérer défaillants ou faire l'objet d'attaques malveillantes.

Le Groupe exploite des systèmes d'information multiples et très complexes (serveurs, réseaux, applications, bases de données, etc.) qui sont indispensables à la conduite de son activité commerciale et industrielle, et qui doivent s'adapter à un contexte en forte évolution. Une défaillance de l'un de ces systèmes pourrait avoir des conséquences défavorables significatives pour le Groupe.

En particulier, si les systèmes d'information ou les accueils téléphoniques mis en place, à mettre en place, ou devant être adaptés à la suite de l'ouverture totale des marchés n'étaient pas suffisamment fiables ou performants, cela pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur les activités du groupe EDF.

Le Groupe a mis en place des procédures de test de ces systèmes afin de garantir, lors des évolutions, autant que possible, un niveau de qualité de fonctionnement adapté aux besoins et défini des procédures de gestion d'incidents et de pilotage de crise pour être en mesure d'apporter des solutions en cas de défaillance ponctuelle. Ces procédures traitent également les cas éventuels d'attaques malveillantes.

Le Groupe a également mis en œuvre une politique de renforcement et d'amélioration de ses programmes de secours de ses systèmes d'information qui sont testés annuellement, et des procédures de gestion de crise ont été définies qui sont régulièrement améliorées par les retours d'expérience des incidents. Le Groupe ne peut cependant garantir que ces programmes ne connaissent pas des difficultés techniques de déploiement ou des retards de mise en œuvre en situation réelle, ou qu'ils permettent de limiter, en cas de sinistre majeur, l'impact négatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

L'État français, en sa qualité d'actionnaire majoritaire, peut intervenir dans des décisions importantes pour le Groupe.

En application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État est l'actionnaire principal d'EDF et doit demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. En droit français, un actionnaire majoritaire contrôle la plupart des décisions sociales, et notamment les résolutions devant être adoptées en Assemblée générale (en particulier l'élection et la révocation des membres du Conseil d'administration, la distribution de dividendes et la modification des statuts). Par ailleurs, la limite légale de dilution de la participation de l'État pourrait limiter la capacité d'EDF à recourir aux marchés de capitaux ou à réaliser des opérations de croissance externe.

Une partie non négligeable des effectifs du Groupe appartient à des structures communes à EDF et Engie ; le Groupe dépend en conséquence en partie des mécanismes de gestion mis en place dans ces structures communes.

Une partie non négligeable des effectifs du Groupe appartient à des structures communes à EDF et Engie (pour la quasi-totalité au service commun d'ERDF et de GRDF, les deux filiales de distribution des groupes EDF et Engie). Certaines décisions prises dans le cadre de ces structures communes peuvent en conséquence avoir un impact sur EDF, en particulier sur ses coûts et sur les modalités de gestion de ses ressources. En outre, EDF et Engie pourraient avoir des divergences de vues ou d'intérêts concernant ces structures communes, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur le climat social, les résultats et la situation financière du Groupe (voir section 1.4.4.2.3 « Le service commun à ERDF et GRDF »).

Le Groupe exerce ses activités dans de nombreux pays et peut se trouver exposé à des périodes d'instabilité politique, économique ou sociale.

Certains investissements et engagements du Groupe sont exposés aux risques et incertitudes liés aux activités exercées dans des pays pouvant connaître, ou ayant connu, des périodes d'instabilité politique ou économique. Plusieurs pays dans lesquels le Groupe est présent ont une réglementation moins développée et moins protectrice, maintiennent ou pourraient mettre en place des contrôles ou restrictions sur le rapatriement des bénéfices et des capitaux investis, fixent ou pourraient fixer des taxes et redevances spécifiques affectant les activités énergétiques ou des règles contraignantes quant à l'activité des groupes internationaux. Dans ces pays, le secteur de l'électricité fait également l'objet d'une régulation parfois en forte évolution ou qui pourrait être influencée par des considérations politiques, sociales et autres, qui pourraient influer sur les activités ou la situation financière des filiales du Groupe dans un sens contraire à ses intérêts. La survenance de l'un de ces événements pourrait avoir un impact négatif sur les activités, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe a développé ou construit un portefeuille d'*Independent Power Plants* (IPP) dans différentes régions du monde et notamment au Brésil, au Vietnam, au Laos et en Chine, dans lequel il assure un ou plusieurs rôles (ingénierie, maîtrise d'ouvrage, maîtrise d'œuvre, investisseur, exploitant). À ces différents titres, la responsabilité du Groupe peut se trouver engagée ou la performance financière du Groupe peut être affectée, notamment par une rentabilité économique des IPP inférieure à ses prévisions, par la remise en cause des contrats d'achats d'électricité à long terme ou des clauses de *pass-through* lorsqu'elles existent ou par une évolution notable des règles du marché de l'électricité du pays concerné.

Le Groupe doit adapter en continu ses compétences dans un contexte en forte évolution et poursuivre le renouvellement d'une partie importante de son personnel en assurant le transfert d'expérience et de compétences aux nouveaux arrivants.

Les enjeux liés à l'atteinte des objectifs stratégiques du Groupe, dans un contexte en forte évolution (notamment l'ouverture totale des marchés à la concurrence, le développement international de la production d'électricité nucléaire ou « charbon propre », le développement des énergies renouvelables, etc.), impliquent une adaptation et une anticipation continues de ses compétences, notamment fonctionnelles et géographiques.

En France, une part importante du personnel d'EDF part chaque année en inactivité, malgré l'impact de la réforme du régime spécial de retraites des Industries électriques et gazières sur l'âge moyen de départ à la retraite. Ainsi, sur le périmètre d'EDF, environ 20 % des effectifs pourraient partir à la retraite entre 2015 et 2020 (voir section 3.3.1 « L'excellence professionnelle : emploi et développement des compétences »). Même si cette situation constitue une opportunité d'adaptation des compétences du personnel d'EDF aux nouveaux enjeux du Groupe, le renouvellement de ces personnels nécessite d'anticiper le transfert des connaissances et de faire face à la concurrence pour recruter les personnes les plus compétentes.

Le groupe EDF considère le développement des compétences comme un enjeu majeur et met donc tout en œuvre pour être en mesure d'acquérir, conserver, redéployer ou renouveler les compétences dont il aura besoin en temps utile et à des conditions satisfaisantes. Toutefois, il ne peut garantir que les mesures prises seront toujours suffisantes, ce qui pourrait avoir un impact sur son activité et ses résultats financiers.

Le Groupe pourrait être obligé de faire face à des engagements importants en matière de retraites et autres avantages au personnel.

Les régimes de retraite applicables dans les différents pays où le Groupe opère impliquent des engagements de long terme de versement de prestations aux salariés du Groupe (voir note 31 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015). En France, à ces engagements au titre des retraites s'ajoutent d'autres engagements pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme au personnel en activité.

Afin de couvrir ces engagements, le Groupe a mis en place des fonds externalisés ou des fonds de pension, selon les cas, ces actifs ne permettant fin 2015 qu'une couverture partielle de ces engagements, qui, pour le Groupe, représentent toutefois des échéances relativement lissées dans le temps. Au 31 décembre 2015, la duration moyenne des engagements pour avantage du personnel s'établit à 17,8 ans en France et 19,4 ans au Royaume-Uni.

Les montants de ces engagements, les provisions constituées, les fonds externalisés ou les fonds de pension mis en place et les contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances de fonds sont estimés sur la base de certaines hypothèses actuarielles, notamment un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, et des règles régissant respectivement les prestations versées par le régime de droit commun et les montants à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles pourraient faire l'objet, dans le futur, d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel, et donc nécessiter une augmentation des provisions correspondantes.

Par ailleurs, si la valeur des fonds externalisés ou des fonds de pension devait s'avérer insuffisante eu égard aux engagements correspondants, notamment au Royaume-Uni ou en France, principalement du fait des hypothèses de calcul ou des évolutions des marchés financiers, ceci pourrait impliquer la nécessité pour le Groupe de devoir verser des contributions additionnelles dans les fonds concernés et avoir un impact négatif sur sa situation financière et ses résultats financiers.

Les conflits sociaux pourraient avoir un impact négatif sur l'activité du Groupe.

Le Groupe ne peut exclure des conflits sociaux et perturbations, comme des grèves, débrayages, actions de revendication ou autres troubles sociaux qui pourraient venir perturber son activité. Le Groupe n'a contracté aucune assurance pour les pertes résultant d'interruptions d'activité provoquées par les mouvements sociaux. En conséquence, sa situation financière et ses résultats d'exploitation pourraient être affectés de manière négative par des perturbations sociales.

Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et à renforcer sa flexibilité financière. Les objectifs fixés dans le cadre de ces programmes pourraient ne pas être atteints.

Le Groupe a mis, et est susceptible de mettre en œuvre, des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et renforcer sa flexibilité financière. Depuis 2012, des actions ont été engagées pour optimiser les achats, touchant aussi bien les dépenses d'exploitation que les investissements. Ainsi, l'année 2015 a été marquée par une baisse des dépenses opérationnelles. À moyen terme, le Groupe s'est fixé un objectif de retour à un *cash flow*[1] positif en 2018 et a engagé des actions pour atteindre cet objectif. Le Groupe ne peut cependant garantir que les programmes d'amélioration de la performance qu'il met en œuvre auront les résultats escomptés ou que ces résultats seront obtenus selon le calendrier prévu.

Risques liés à l'évolution des normes IFRS applicables par le Groupe.

Les comptes consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2015 ont été établis selon les normes comptables internationales applicables publiées par l'IASB *(International Accounting Standards Board)* et telles qu'approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2015 (voir note 1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015).

Ce référentiel évolue, et de nouvelles normes ou interprétations sont en cours de préparation ou d'approbation par les organismes internationaux compétents. Le Groupe étudie l'impact potentiel de ces normes ou interprétations mais ne peut préjuger ni de leur évolution ni de leurs impacts éventuels sur ses états financiers consolidés.

2.1.5 RISQUES LIÉS À LA STRUCTURE DU CAPITAL D'EDF ET À LA COTATION DE SES ACTIONS

Volatilité significative du cours des actions.

Les marchés boursiers ont connu ces dernières années d'importantes fluctuations qui n'ont pas toujours été en rapport avec les résultats des sociétés dont les actions sont négociées. De telles fluctuations de marchés pourraient affecter de manière significative le cours des actions EDF.

Le cours des actions EDF pourrait également être affecté de manière significative par de nombreux facteurs affectant le groupe EDF, ses concurrents, les conditions économiques en général ou le secteur de l'énergie en particulier, résultant par exemple de décisions politiques en matière de politique énergétique.

Fluctuations du taux de change.

Les actions EDF sont admises aux négociations uniquement en euros, et tout paiement futur de dividendes sera réalisé en euros. La contre-valeur en devise du cours de l'action et de tout dividende versé à un actionnaire d'EDF pourrait être affectée de manière significative par une dépréciation de l'euro.

1. *Après dividendes, hors Linky et nouveaux développements nets des cessions d'actifs.*

2.2 Pilotage des activités et organisation du contrôle au sein du Groupe

L'objectif de cette section n'est pas de présenter de façon exhaustive l'ensemble des moyens de contrôle existant au sein des sociétés du Groupe, mais de mettre l'accent sur les procédures de contrôle relatives aux activités ou risques estimés significatifs, ainsi que sur les principaux dispositifs pérennes en place en 2015, avec une mise en évidence des évolutions et des actions clés développées durant l'année 2015. Ces procédures de contrôle interne et de gestion des risques obéissent aux principes généraux énoncés dans le cadre de référence de l'AMF relatif à la gestion des risques et au contrôle interne [1] (publié le 22 janvier 2007 et actualisé le 22 juillet 2010).

2.2.1 CADRE GÉNÉRAL DE PILOTAGE ET DE CONTRÔLE DU GROUPE

2.2.1.1 Organes de pilotage de la Direction Générale

L'organisation de la Direction Générale d'EDF répond à deux orientations majeures : améliorer le fonctionnement en groupe intégré dans le respect de l'autonomie de gestion des filiales régulées et renforcer le rôle des opérationnels dans les prises de décision.

Le Comité exécutif

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe. Sa composition est précisée en section 4.3.1 (« Composition du Comité exécutif »).

Ce Comité est une instance de décision, de réflexion et de concertation sur les sujets opérationnels et stratégiques du Groupe. Il examine tous les dossiers de fond et d'actualité significatifs pour le Groupe, suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets d'investissement ou de désinvestissement du Groupe dont les montants dépassent certains seuils. Le Comité exécutif se réunit en principe chaque semaine.

Des réunions du Comité exécutif en configuration de « Comité des risques » sont consacrées à l'examen et au pilotage des risques ainsi qu'à l'examen des activités d'audit.

Le Président-Directeur Général et le Comité exécutif ont lancé début 2015 le projet « CAP 2030 » pour fixer le cap d'EDF à l'horizon 2030. Différents chantiers correspondant aux réflexions et actions à mener prioritairement pour le succès de ce projet ont été mis en place. Ces chantiers font l'objet de revues régulières du Comité exécutif.

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, un Comité des engagements du Comité exécutif [2] (CECEG) examine de manière approfondie les projets les plus significatifs par l'ampleur des engagements ou des risques encourus avant décision.

Le Comité des risques

Le Comité des risques [3] a été créé début 2015. Il constitue un lieu de prise de décision afin de mieux maîtriser les risques auxquels le Groupe est exposé : il examine la cartographie des risques du Groupe, identifie au sein de celle-ci les risques prioritaires du Groupe et partage leur stratégie de traitement. C'est aussi un lieu d'échanges et de remontées d'alertes sur les risques émergents. Chacun des membres du Comité exécutif est « sponsor » d'un ou plusieurs risques prioritaires. En tant que sponsor, il est en charge de définir la stratégie de traitement du risque et les plans d'actions correspondants, en incluant ceux définis suite aux audits. Il examine également le programme d'audit du Groupe. Le Comité s'est réuni deux fois au cours de l'année 2015 ; il a notamment validé la liste des risques prioritaires du Groupe.

L'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection

Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection est nommé par le Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est rattaché. Il a pour mission de réaliser des inspections dans ses domaines d'intervention et de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire du Groupe. Il propose à la Direction Générale des axes de progrès.

L'Inspecteur pour la sûreté hydraulique du groupe EDF

Un Inspecteur pour la sûreté hydraulique du groupe EDF est nommé par le Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est rattaché. Il a pour mission de réaliser des inspections dans ses domaines d'intervention et de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc hydraulique du Groupe. Il propose à la Direction Générale des axes de progrès.

2.2.1.2 Description et animation du dispositif de contrôle interne

Une décision relative à la mise en œuvre du contrôle interne au sein du groupe EDF a été signée par le Président-Directeur Général le 3 septembre 2010. Cette décision prend notamment en compte les dispositions de l'ordonnance du 8 décembre 2008 relative au contrôle légal des comptes et précise les orientations en matière de contrôle interne du groupe EDF. Elle vise à donner une assurance raisonnable de la maîtrise des risques d'EDF, en se fondant, dans une logique de progrès permanent, sur les principes clés suivants :

- une délégation de responsabilité à chacun des responsables du Groupe, qui, à tout niveau, sont responsables de :
  - maîtriser les principaux risques,
  - vérifier cette maîtrise pour les activités qu'ils ont déléguées,
  - adosser et proportionner les dispositifs de maîtrise aux risques identifiés,
  - autoévaluer les dispositifs ainsi mis en œuvre, et en rendre compte de façon formelle et régulière à leur propre *manager* ;
- un dispositif d'audit interne décrit en section 2.2.1.3.2 (« La filière Audit du Groupe »).

1. *Pour la rédaction de cette section, EDF s'est assuré de la cohérence avec le cadre de référence de l'AMF, s'appuyant lui-même sur les évolutions constatées dans les principaux référentiels internationaux, en particulier COSO II et la norme ISO 31000.*
2. *La composition du Comité des engagements du Comité exécutif Groupe est la même que celle du Comité exécutif.*
3. *La composition du Comité des risques est la même que celle du Comité exécutif. Il s'est réuni pour la première fois le 13 avril 2015.*

Ces principes clés s'appliquent à l'ensemble des entités du Groupe, mais avec des modalités de mise en œuvre qui peuvent être différentes suivant les entités concernées (taille, modalités de gouvernance et niveau de contrôle).

Ainsi, concernant le périmètre contrôlé (hors filiales régulées), ces principes sont mis en œuvre par les Directions Générales vis-à-vis des filiales qu'elles contrôlent et vis-à-vis des principales Directions Opérationnelles d'EDF, qui contrôlent elles-mêmes plusieurs unités opérationnelles ou filiales.

Chaque Directeur concerné a désigné un « animateur de contrôle interne ». Une animation du réseau de ces animateurs (80 personnes environ) est assurée par la Direction des Risques du Groupe.

Un guide de contrôle interne [1] a été élaboré et est proposé à chaque entité [2] pour servir de référentiel dans la mise en œuvre de son propre dispositif de contrôle interne. Ce guide caractérise les différents thèmes de risques transverses à l'ensemble du Groupe et identifie les principales exigences à mettre sous contrôle. Il est enrichi annuellement sur la base du retour d'expérience ou de nouvelles exigences de contrôle, notamment celles liées au respect des politiques et décisions de la Direction Générale. Fin 2015, chacune des 66 entités concernées a élaboré un rapport annuel de contrôle interne comportant principalement une autoévaluation [3] de la maîtrise des risques et des activités les concernant, et la description des actions de progrès. Chaque autoévaluation donne lieu à un engagement du Directeur de l'entité sur le niveau de maîtrise atteint et sur les actions engagées. Le Groupe procède de la sorte pour la neuvième année consécutive [4]. Chaque année, il est rendu compte au Président-Directeur Général et au Comité d'audit, puis au Conseil d'administration, de la synthèse de ces documents et de l'interprétation qui peut en être faite s'agissant de l'état du contrôle interne dans le Groupe.

La Direction de l'Audit effectue des audits complets de ces entités qui comprennent l'examen de la robustesse de leur contrôle interne au rythme de trois à cinq ans selon leur importance.

Concernant les autres filiales du Groupe (filiales régulées et participations significatives), la maîtrise des risques est prise en charge par les représentants d'EDF au sein des instances de gouvernance. Ainsi, ces derniers s'assurent pour chaque filiale de la mise en place d'une cartographie des risques, d'une description des dispositifs de contrôle interne et d'audit, d'une information régulière sur la cartographie des risques et sur les activités d'audit (programme et principaux résultats) ; ils s'assurent également de l'efficacité et de la pertinence de chacun de ces dispositifs par un audit périodique [5].

La Direction de l'Audit et la Direction des Risques Groupe apportent un appui :

- aux représentants d'EDF au sein des filiales majeures, pour les aider à mettre en place et à piloter la démarche au sein des organes de gouvernance ;
- aux Directeurs des Directions de rattachement, chargés d'apporter le même appui aux représentants d'EDF au sein des autres filiales faisant partie de leur champ de responsabilité, et d'en rendre compte dans leur rapport annuel d'autoévaluation.

En 2015, dans le cadre du projet CAP 2030 lancé par le Comité exécutif, un projet de transformation du contrôle interne a été lancé. Ses principaux objectifs ont été validés par le Président-Directeur Général en septembre 2015. Ce projet vise à proposer des actions d'amélioration du contrôle interne, en renforçant la responsabilité des *managers,* en simplifiant les outils d'autoévaluation et en clarifiant les différents référentiels d'exigences recensées dans le guide de contrôle interne. Ce projet est mis en œuvre progressivement depuis 2015, et a pour objectif de livrer l'ensemble de ses résultats à l'horizon fin 2016-début 2017.

2.2.1.3 La contribution au contrôle interne de la Direction des Risques Groupe, de la filière Audit du Groupe, de la Direction Financière et de la Direction Juridique

2.2.1.3.1 La Direction des Risques Groupe

EDF met en œuvre depuis de nombreuses années des politiques de gestion de ses risques sur les plans opérationnel (risques industriels, environnementaux, sanitaires…), financier et organisationnel.

Au-delà de ces politiques sectorielles, face à un contexte évolutif, EDF a décidé, dès 2003, de mettre en place un processus global de gestion et de contrôle de ses risques, permettant de renforcer les dispositifs existants, notamment en créant la Direction des Risques Groupe (DRG) qui a en particulier pour missions de :

- faire réaliser par chaque entité du Groupe une cartographie des risques, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées ; construire et mettre à jour la cartographie consolidée des risques majeurs du Groupe (voir section 2.2.2.1 « Processus de cartographie des risques ») ;
- alerter le Président-Directeur Général et le Comité exécutif sur les risques émergents ou insuffisamment perçus ;
- consolider le déploiement de la politique de contrôle des risques, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir section 2.2.2.1 « Processus de cartographie des risques ») en s'assurant notamment de l'exhaustivité et de la mise en cohérence des différentes politiques sectorielles de contrôle des risques ;
- assurer le déploiement de la Politique de Contrôle Interne et animer la filière contrôle interne (voir section 2.2.1.2 « Description et animation du dispositif de contrôle interne ») ;
- assurer le déploiement de la politique de risques marchés énergies sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées et, plus généralement, assurer le contrôle de ces risques marchés énergies, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir section 2.2.2.3 « Gestion et contrôle des risques liés aux marchés énergies ») ;
- définir et déployer le contrôle des risques financiers (taux, change, liquidité, actions, crédit) et du risque de défaillance de contrepartie sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et s'assurer de la maîtrise de ces risques financiers par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir section 2.2.2.4 « Gestion et contrôle des risques liés aux marchés financiers ») ;
- contrôler l'exhaustivité et la pertinence des analyses de risques réalisées sur les projets d'investissement et d'engagements de long terme, présentés pour décision à des instances de niveau Comité exécutif ;
- assurer le déploiement de la politique de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et définir les modalités d'échange et de coordination en période de crise avec l'ensemble des filiales et garantir l'opérationnalité du dispositif de crise pour le niveau Groupe (voir section 2.2.2.2 « Gestion des crises »).

1. *Pour l'élaboration du guide de contrôle interne, EDF s'assure de la cohérence avec le cadre de référence de l'AMF, s'appuyant lui-même sur les évolutions constatées dans les principaux référentiels internationaux, en particulier COSO II et la norme ISO 31000. Le premier guide de contrôle interne a été élaboré et diffusé le 22 janvier 2007. Depuis lors une actualisation est réalisée chaque année. En 2015, le guide de contrôle interne a été restructuré pour une meilleure lisibilité des exigences et pour faciliter le contrôle de leur mise en œuvre.*
2. *Depuis 2015, Dalkia et Citelum sont pleinement intégrées dans le système de contrôle interne et de gestion des risques d'EDF.*
3. *Les autoévaluation rendent compte de l'ensemble des domaines recensés dans le guide de contrôle interne, et en particulier de tous les champs d'action figurant dans le cade de référence de l'AMF.*
4. *De nouveaux modèles d'autoévaluation sont en cours d'expérimentation pour l'exercice 2015.*
5. *S'agissant des filiales régulées, ces responsabilités sont exercées dans les limites fixées par la réglementation en vigueur.*

2.2.1.3.2 La filière Audit du Groupe

La filière Audit du Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit du Groupe, EDF et filiales, exerçant une activité d'audit interne. En application d'une décision du Président-Directeur Général, l'animation de cette filière est assurée par le Directeur de l'Audit Groupe. Elle comprend la Direction de l'Audit (DAi) et des équipes d'audit propres à chacune des principales filiales françaises et étrangères. Les relations entre la DAi et les différentes équipes d'audit et leurs prérogatives respectives prennent en compte l'appartenance des équipes à EDF ou à des filiales contrôlées ou régulées. La DAi assure une animation fonctionnelle de la filière (co-nomination et co-évaluation des Directeurs d'audit des filiales par la DAi – hors RTE et ERDF –, échanges de bonnes pratiques, actions de formation, partage d'outils et de méthodes…). En 2015, la filière Audit du Groupe est composée de 116 personnes [1].

Un des chantiers de CAP 2030 concerne l'audit. En cohérence avec les actions d'amélioration du contrôle interne demandées au *management,* l'objectif validé en septembre 2015 [2] par le Comité exécutif consiste à recentrer l'audit du Groupe sur son rôle de 3e ligne de défense. Dans cet esprit, certaines équipes d'audit métier, qui avaient davantage un rôle de second niveau de contrôle interne, auront vocation à être réaffectées au renforcement du contrôle interne des structures concernées [3].

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

La DAi applique les normes internationales définies par l'*Institute of Internal Auditors,* en assure la promotion et en contrôle le respect au sein du périmètre contrôlé.

Les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs ainsi que les droits et devoirs des audités sont définis dans une charte qui a été mise à jour le 3 septembre 2010. Cette charte, signée du Président-Directeur Général, rappelle l'indépendance de la fonction d'audit et précise les missions et les engagements de l'audit interne, les devoirs et les prérogatives des auditeurs et des audités. Elle est accompagnée d'un code de déontologie applicable à l'ensemble de la filière Audit du Groupe. Ce code a pour but de promouvoir une culture de l'éthique, ainsi que de rappeler que l'auditeur doit respecter et appliquer certains principes fondamentaux pertinents pour la profession et pour la pratique de l'audit interne.

La DAi est rattachée au Secrétaire Général ; le Directeur de l'Audit bénéficie d'un accès direct au Président-Directeur Général et rend compte des travaux de l'audit au Comité d'audit ; il donne les éléments d'information utiles au Comité d'audit sur l'adéquation des effectifs d'audit avec la réalisation des missions d'assurance à effectuer.

Tous les auditeurs de la DAi et des Directions d'Audit d'EDF et de ses filiales contrôlées (hors filiales régulées) sont formés à une même méthodologie, conforme aux normes internationales. Ils sont recrutés dans les différents métiers du groupe EDF, ainsi que dans des cabinets d'audit externes. Chaque auditeur est évalué à la fin de chaque mission. Une expérience d'auditeur fait partie d'un cursus professionnalisant et valorisant. Un protocole d'accord a été signé en ce sens en mars 2006 entre la Direction de l'Audit et la Direction Développement des Dirigeants de la Société.

Les processus clés utiles au bon fonctionnement de la DAi sur l'ensemble de la chaîne de ses activités (de la définition du programme d'audits jusqu'au suivi de la mise en œuvre des recommandations) sont décrits et pilotés.

En 2014, la filière Audit s'est volontairement soumise à l'évaluation par l'IFACI [4], qui a attesté que ses pratiques sont conformes aux standards internationaux de la profession, comme elle l'a fait en 2008, puis en 2011-2012.

Modalités de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

La DAi et les Directions d'Audit des filiales assurent le contrôle des dispositifs de contrôle interne des diverses Directions et filiales contrôlées. La DAi réalise notamment les audits transverses *corporate* et les Directions d'Audit des filiales, les audits sur leur périmètre de responsabilité. La DAi est la seule entité compétente pour la réalisation des audits de filiales relevant d'un risque de niveau *corporate*.

Le programme d'audit est examiné par le Président-Directeur Général, le Comité des risques, puis par le Comité d'audit d'EDF, avant examen par le Conseil d'administration. Il est élaboré en prenant en compte :

- la nécessité d'auditer, à des fréquences adaptées à leur importance, les principales entités du Groupe (Directions et filiales), afin d'évaluer notamment la maîtrise de leur contrôle interne ;
- les principaux processus comptables et financiers et les processus « tête de Groupe » (ressources humaines, systèmes d'information) ;
- les grands projets ;
- les risques de la cartographie des risques du Groupe, non traités par les audits ci-dessus, selon une périodicité adaptée à la criticité du risque ;
- le suivi des décisions de la Direction Générale.

Le programme des équipes d'audit des filiales est coordonné avec celui de la DAi.

Tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur *management,* font l'objet de plans d'actions de leur part transmis à la DAi. Au cours des 12 à 18 mois qui suivent, la DAi s'assure de la mise en œuvre de ces actions correctives ou de toute autre action décidée par le *management* dans le but de faire disparaître les dysfonctionnements observés par l'audit. Une clôture satisfaisante de l'audit n'est prononcée que lorsque les dysfonctionnements ont été éliminés. *A contrario,* une clôture non satisfaisante ou avec réserves donne lieu à une alerte managériale appropriée.

Ces principes sont appliqués dans les mêmes termes par l'ensemble de la filière audit.

Un rapport de synthèse semestriel est élaboré par la DAi. Il récapitule les faits marquants des audits de l'ensemble du périmètre de la filière Audit du Groupe, les principaux constats d'audit *corporate* et les recommandations correspondantes, ainsi que le résultat des clôtures d'audit *corporate* réalisées pendant la période. Il identifie par ailleurs les éventuels problèmes récurrents ou génériques apparus dans plusieurs audits sur la période et qui méritent une attention particulière de la Direction. Il donne une vision par l'audit du niveau de contrôle des risques du Groupe. Ce rapport est présenté au Président-Directeur Général, au Comité des risques puis au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

2.2.1.3.3 La Direction Financière

La Direction Financière (DF) assure une veille sur les évolutions des marchés et des techniques financières et analyse les risques financiers des projets. Les dispositifs de contrôle des filières métiers Contrôle de Gestion, Comptabilité et Fiscalité s'intègrent dans la politique de contrôle interne du Groupe (propositions d'exigences clés à décliner par les entités opérationnelles) et portent sur la mise en œuvre des politiques filière. Ces politiques concernent en particulier, pour le domaine Contrôle de Gestion : le cycle de gestion, les engagements de dépenses, le suivi des investissements, et pour le domaine Comptabilité et Fiscalité la fiabilité de l'information comptable et fiscale.

Le Contrôle de Gestion a pour missions :

- de piloter les processus prévisionnels du cycle de gestion du Groupe (budgets, reprévisions et plans à moyen terme), d'en assurer la synthèse

1. *En Équivalent Temps Plein sur le périmètre EDF SA, EDF Energy et EDF Trading, Edison, EDF Luminus, EDF Polska, EDF EN et Dalkia.*
2. *Après examen par le Comité exécutif réuni en Comité de la transformation et présentation au Comité d'audit.*
3. *Équipes d'audit métier pour EDF SA (Production, Ingénierie, Commerce, Asie-Pacifique), audit EDF Polska, EDF Trading, EDF Luminus.*
4. *L'Institut Français de l'Audit et du Contrôle Interne.*

et de proposer des arbitrages au niveau des Directions et des filiales pour l'ensemble du Groupe. Il joue un rôle d'alerte et de proposition dans l'analyse, avant prise de décision, des conséquences financières des opérations envisagées, ou des niveaux de performance proposés ;

- d'assister le *management* opérationnel dans le pilotage de la performance : le suivi de l'exécution du budget (faisant l'objet de reprévisions deux fois par an, ainsi que d'un *reporting* mensuel couvrant les résultats réalisés à date et une mise à jour de la dernière reprévision annuelle) est assuré au travers de revues de performances régulières généralisées au sein des Directions et des filiales contrôlées ;
- d'assurer la fonction de contrôle financier du Groupe, en contribuant notamment aux processus de contrôle des investissements et en réalisant des analyses d'optimisation économique et financière ;
- d'être moteur dans l'élaboration des trajectoires financières à moyen et long termes.

Les Directeurs Gestion Finance des Directions métiers et filiales sont membres du Comité de Direction des entités auxquelles ils appartiennent. Ils sont nommés et évalués conjointement par le *management* opérationnel et le *management* de la ligne métier Contrôle de Gestion.

La Comptabilité a pour missions :

- d'établir les comptes sociaux d'EDF et les comptes consolidés du Groupe ;
- de s'assurer de la qualité de la comptabilité en élaborant les référentiels Groupe déclinant les normes comptables et le plan de comptes à appliquer ;
- de mettre à jour, pour EDF, le référentiel de contrôle interne relatif à la maîtrise de l'information comptable et financière.

Concernant les filiales, les politiques de contrôle interne comptables relèvent de la responsabilité de chaque structure juridique concernée.

Par ailleurs, les projets d'investissement évalués en CECEG sont instruits et analysés en amont sous l'angle normatif pour anticiper les impacts sur le bilan et les comptes de résultat du Groupe.

La Fiscalité a pour missions :

- de garantir la cohérence des politiques fiscales au sein du Groupe ;
- de s'assurer de la bonne exécution des obligations légales et déclaratives, notamment en assurant une veille relative aux obligations légales et réglementaires ;
- de s'assurer du suivi comptable de la position fiscale différée ainsi que de la justification périodique des comptes ;
- d'identifier et de maîtriser les risques fiscaux du Groupe.

2.2.1.3.4 La Direction Juridique

La mission de la Direction Juridique (DJ), qui est rattachée au Secrétariat Général, est de protéger les intérêts du Groupe et de sécuriser ses activités, en apportant appui, conseils et expertises. Elle est aussi d'anticiper et planifier durablement cette protection des intérêts du Groupe, et de contribuer à sa performance, en particulier par l'optimisation de l'ingénierie contractuelle et des solutions juridiques.

Afin de renforcer la maîtrise globale des risques juridiques du Groupe, le Président-Directeur Général a décidé, par une décision en date du 23 septembre 2014, de créer une filière juridique Groupe dont l'animation est confiée au Directeur Juridique Groupe.

Au-delà de la contribution de la DJ au contrôle interne du Groupe visée aux sections 2.2.1.4 (« Délégations de pouvoirs et habilitations techniques ») et 2.2.4 (« Les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements »), un *reporting* juridique Groupe trimestriel concernant les contentieux et les dossiers majeurs ou sensibles est en place.

Par ailleurs, une contrathèque permet de garantir la connaissance et la maîtrise du patrimoine contractuel sensible d'EDF. Cette contrathèque, composante du dispositif de contrôle interne, est un processus sécurisé de recensement et de numérisation des engagements contractuels majeurs d'EDF et de certaines filiales (hors filiales régulées et co-contrôlées). Ce dispositif a été complété par une décision et une note d'application relatives à la maîtrise des contrats majeurs selon lesquelles les originaux des contrats majeurs répondant à certains critères spécifiques sont centralisés au sein d'un local national sécurisé.

Enfin, la DJ a mis en place un *knowledge management* pour assurer la capitalisation, l'harmonisation et le partage de la doctrine de la Direction Juridique et de mettre en place une veille juridique sur les sujets législatifs et jurisprudentiels d'intérêt majeur pour le Groupe.

2.2.1.4 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques

Le Président-Directeur Général délègue certains de ses pouvoirs à certains membres de l'équipe de direction.

S'agissant des achats, l'organisation mise en place est destinée à assurer une mise sous contrôle des processus d'achat. En effet, les contrats d'achats sont signés, selon les seuils, par le Président, un Directeur Exécutif Groupe ou l'un de leurs délégataires après avoir été visés par le Directeur de la Direction des Achats (DA) ou l'un de ses délégataires, ce visa actant ainsi de la conformité de l'acte au processus achat. Il est également prévu que chaque Directeur Exécutif Groupe renforce le dispositif de contrôle interne sur les actes d'achat soumis à sa signature et ceux traités directement par sa Direction.

L'exercice de la responsabilité d'exploitant nucléaire est confié par délégation du Président-Directeur Général au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Parc Nucléaire et Thermique ainsi qu'au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions concernées, qui ont eux-mêmes subdélégués vers les directeurs d'unités.

Les habilitations sont délivrées par chaque chef d'établissement, qui doit s'assurer au préalable de l'évaluation des compétences afférentes. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble des intervenants, personnels EDF et prestataires.

La Direction Juridique élabore et met à jour les délégations de pouvoirs lorsque les évolutions de l'organisation d'EDF le nécessitent. En complément, un *vade-mecum* sur les délégations de pouvoirs rédigé par la Direction Juridique a été diffusé en novembre 2008 puis actualisé et diffusé une nouvelle fois en 2010. Il est conçu comme un outil destiné à informer et sensibiliser les entités d'EDF sur la nature, les conséquences et les règles de gestion des délégations de pouvoirs.

2.2.1.5 Démarches éthique et Qualité environnementale

2.2.1.5.1 Démarche éthique et conformité

Par une décision adressée le 2 avril 2013 aux membres du Comité exécutif du Comité de Direction Groupe, aux Présidents des sociétés du Groupe et aux Directeurs Pays, le Président-Directeur Général a lancé le déploiement de la Charte éthique Groupe ; cette décision est une deuxième étape, celle de l'élargissement au niveau Groupe d'une démarche lancée dans ce domaine dès 2004 et d'abord réservée au périmètre d'EDF SA. Le Président avait fixé comme objectif commun que l'ensemble des salariés du Groupe aient connaissance du nouveau référentiel éthique avant la fin de l'année 2013.

Les Dirigeants du Groupe ont désigné dans chaque société et grande Direction d'EDF SA un correspondant éthique chargé auprès d'eux de promouvoir la Charte éthique dans leur environnement métier, d'assurer la prévention et le traitement des dysfonctionnements éthiques et d'être un acteur de la démarche éthique du Groupe.

La Commission Éthique et Déontologie Groupe comprend, outre son Président, cinq membres délibératifs, qui sont des dirigeants du Groupe, à parité géographique (France – hors France) et à parité entre hommes et

femmes. Elle comporte aussi trois membres non votants représentants la DRH Groupe, la Direction Juridique Groupe et la Direction des Risques Groupe.

Instance de conseil, de consultation et d'appui, la Commission est amenée à formuler des avis et adresser des recommandations au *management* sur tout sujet relatif à l'éthique du Groupe et à sa mise œuvre. Elle répond également à toute consultation interne ou externe et à toute alerte éthique de niveau Groupe (alertes dites « centrales »). Elle est destinataire des *reporting* sur le bilan des alertes centrales et de chaque société sur le bilan des alertes locales et la mise en œuvre de la démarche éthique. Son Président rapporte, au nom de la Commission, au Comité d'éthique du Conseil d'administration d'EDF.

La Charte éthique Groupe garantit à tout salarié du Groupe confronté à une situation contraire aux valeurs et aux engagements du Groupe le droit d'alerter, en toute confidentialité et sans risques, son *management* ou un interlocuteur dédié dans sa société, ou, si nécessaire, en dernier recours, la Commission Éthique et Déontologie Groupe notamment au moyen d'une messagerie sécurisée (alerte-ethique@edf.com ou ethics-alert@edf.com).

En 2015, le dispositif éthique du groupe EDF se renforce : le Comité exécutif a décidé de structurer la fonction éthique et conformité au niveau du groupe EDF. Il a validé le périmètre, les missions, les principes d'organisation de la fonction.

Créée en décembre 2015, la première mission de la Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG) sera de proposer au Président d'EDF un programme « éthique et conformité Groupe » permettant de fédérer le contrôle du respect par EDF des lois et réglementations nationales et internationales auxquelles le Groupe est soumis par son activité et ses implantations géographiques.

En accompagnement des procédures déjà mises en place par certaines sociétés du Groupe exposées à des environnements régulatoires nationaux (EDF Energy, Edison, EDF Inc., EDF Énergies Nouvelles) ou spécifiques (EDF Trading), la DECG aura pour mission de donner au groupe EDF (i) une politique éthique et de conformité au périmètre Groupe (référentiels…), (ii) un cadre de gestion et de contrôle harmonisé et cohérent à l'échelle du Groupe, et (iii) une visibilité accrue de la capacité du Groupe à maîtriser les risques liés à la conformité.

La présence du Groupe dans de nombreux pays appelle une attention particulière quant au respect des valeurs et des principes liés aux droits humains et sociaux résultant des lois et des traités internationaux. En outre, EDF a la conviction que l'amélioration de ses performances économiques est indissociable de sa performance non seulement environnementale, mais aussi sociétale et éthique, et suit donc avec attention la prise en compte des questions éthiques et sociétales dans la conduite de ses activités.

Voir la section 3.2.3.1 (« Éthique et conformité »).

2.2.1.5.2 Démarche Qualité environnementale

Depuis de nombreuses années, le groupe EDF prend en compte les enjeux liés au Développement durable et fait du Développement durable une véritable dimension de sa stratégie globale. Cette politique du Groupe s'est concrétisée par la signature en 2009 d'ambitions communes par les dirigeants des principales sociétés du Groupe. Cette politique donne un cadre de cohérence aux initiatives de ces sociétés et s'exprime autour de trois enjeux :

- la lutte contre le changement climatique, la maîtrise et la limitation des impacts sur l'environnement notamment la protection de la biodiversité ;
- l'accès à l'énergie et le développement des liens de la proximité territoriale ;
- la contribution au débat sur le Développement durable.

La mise en œuvre de cette politique est animée par le *Sustainable Development Committee* (SDC ou Comité de Développement durable) du groupe EDF.

Le projet stratégique CAP 2030 visant à faire d'EDF « *l'électricien performant et responsable, champion de la croissance bas carbone* » fixe des perspectives nouvelles à la dynamique Développement durable et environnementale du Groupe. Des objectifs Développement durable, adossés à CAP 2030 et précisant la trajectoire du Groupe sont en cours d'élaboration pour une mise en place début 2016. Les politiques du domaine seront adaptées en conformité avec ces objectifs.

Le Comité de Développement durable tient lieu de Directoire environnement au niveau du Groupe, en charge du pilotage du système de management environnemental conformément à la norme ISO 14001.

Le groupe EDF maintient sa certification ISO 14001 obtenue pour la première fois le 9 avril 2002. Le périmètre certifié englobe EDF (pour toutes ses entités opérationnelles et la plupart de ses entités fonctionnelles), plusieurs filiales françaises (dont ERDF, Électricité de Strasbourg, EDF Énergies Nouvelles…), ainsi que de nombreuses filiales internationales dont EDF Energy, Edison, EDF Luminus. En mai 2015, l'organisme indépendant Afnor Certification a émis un nouveau certificat ISO 14001 du Groupe élargi avec l'entrée, en particulier, de Dalkia. La certification couvre désormais 98 % du chiffre d'affaires 2015 consolidé du Groupe (voir section 3.5.1 « Indicateurs économiques »).

Les processus mis en œuvre dans le cadre de cette certification contribuent à renforcer la maîtrise des risques environnementaux du Groupe, notamment sur l'aspect réglementaire et les thématiques environnementales à enjeu en donnant l'assurance à ses parties prenantes d'une organisation structurée et adaptée.

2.2.1.6 L'organisation et le pilotage des systèmes d'information (SI)

Les responsabilités de maîtrise d'ouvrage sont assurées par chacune des entités du Groupe (Directions ou filiales) pour leur périmètre et par la Direction des Systèmes d'Information Groupe (DSI Groupe) pour les infrastructures et services mutualisés. Les responsabilités de maîtrise d'œuvre sont, en fonction des orientations retenues en liaison avec chaque Direction, réparties entre la Direction concernée et la Direction des Services Partagés Informatique et Télécommunications, qui joue un rôle d'opérateur transverse pour EDF et certaines filiales.

Le Système d'Information (SI) Finance est utilisé par plusieurs Directions du Groupe et porte des enjeux importants en termes d'intégrité des données et de disponibilité des applications. La DSI Finance en assure la maîtrise d'ouvrage par délégation du Directeur Exécutif Groupe en charge des Finances. Elle pilote le fonctionnement quotidien des applications, gère les évolutions et met en œuvre toutes les dispositions nécessaires pour garantir la sécurité de ce SI.

Une gouvernance renforcée de la filière SI a été mise en place en déclinaison de la décision du Président du 19 décembre 2011 de renforcer le pilotage Groupe des fonctions d'appui. Cette gouvernance se caractérise par un champ d'application élargi à l'ensemble des filiales non régulées du Groupe et un pilotage davantage intégré confié à la Direction des Systèmes d'Information Groupe en vue de garantir les synergies et la performance du SI au service de la stratégie des métiers, notamment en matière de trajectoire financière, de sécurité et de disponibilité des SI.

Les décisions et arbitrages stratégiques sont examinés, selon leur nature et le périmètre concerné, soit par l'un des Comités d'EDF cités en section 2.2.1.1 (« Organes de pilotage de la Direction Générale »), soit par le Comité des Directeurs des Systèmes d'Information France, soit par l'*IS Group Committee* (ISGC) comprenant également les filiales du Groupe, à l'exception des filiales régulées. Un Comité de politique industrielle IT décide les stratégies industrielles IT au périmètre EDF SA et établit des recommandations destinées aux filiales.

Par ailleurs la DSI Groupe, rattachée au Directeur Exécutif Groupe chargé des Finances, assure également la cohérence stratégique du SI à moyen terme : dans ce cadre, une vision du SI à l'horizon 2020 ainsi que les orientations stratégiques associées ont été élaborées avec la contribution des métiers.

2.2.1.7 Les contrôles externes

Comme toutes les sociétés cotées, EDF est soumis au contrôle de l'AMF.

Par son statut de société détenue majoritairement par l'État, EDF est soumis aux contrôles de la Cour des comptes, des contrôleurs d'État, de l'Inspection des finances, des Commissions des affaires économiques ou de commissions d'enquête *ad hoc* de l'Assemblée nationale et du Sénat, et de la Commission des Marchés d'EDF.

Conformément à la loi, les Commissaires aux comptes certifient les états financiers annuels (comptes sociaux et comptes consolidés) et effectuent un examen limité sur les comptes consolidés semestriels résumés du Groupe. Ils émettent un rapport sur le rapport annuel du Président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Compte tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) ainsi que par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN).

Les constats de ces différents contrôles externes alimentent notamment les programmes de contrôle interne et d'audit.

2.2.2 CADRE GÉNÉRAL DE LA GESTION ET DU CONTRÔLE DES RISQUES DU GROUPE

Le groupe EDF met en œuvre depuis de nombreuses années une politique de gestion de ses risques sur les plans opérationnel, financier et organisationnel.

Les objectifs de la politique de gestion et de contrôle des risques sont de :

- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et opérationnelle du Groupe, et pour cela :
  - identifier et hiérarchiser les risques dans tous les domaines, en vue d'en assurer une maîtrise de plus en plus robuste,
  - responsabiliser et mobiliser les entités du Groupe sur l'identification, l'évaluation et le traitement des risques afin que chaque *manager* ait conscience des risques inhérents à ses activités et mette en place les actions nécessaires pour maîtriser ces risques ;
- permettre aux dirigeants et aux organes de gouvernance du Groupe de disposer d'une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle ;
- répondre aux besoins croissants d'information des parties prenantes quant au *management* des risques de l'entreprise.

La gestion des risques est pilotée par les entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité, sous la responsabilité de la Direction Générale du Groupe. Il est rendu compte régulièrement de la gestion des risques du Groupe en Comité des risques (voir section 2.2.1.1 « Organes de pilotage de la Direction Générale »).

La politique de contrôle des risques du Groupe est mise en œuvre soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées (RTE et ERDF) ou co-contrôlées.

Cette politique s'appuie sur une filière de contrôle des risques distincte des fonctions de gestion des risques. Cette filière assure notamment une approche homogène en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques.

2.2.2.1 Processus de cartographie des risques

Selon ces principes, EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs sur le périmètre des entités dont elle assure le contrôle opérationnel ou les filiales co-contrôlées, sur la base des cartographies établies par chaque entité opérationnelle ou fonctionnelle à partir d'une méthodologie commune (typologie, principes d'identification, d'évaluation, de mise sous contrôle des risques…). Chaque risque identifié fait l'objet d'un plan d'action. Les risques prioritaires sont placés sous la responsabilité d'un ou plusieurs « sponsors » au sein du Comité exécutif.

L'actualisation de la cartographie des risques fait l'objet d'échanges approfondis, menés régulièrement entre la Direction des Risques Groupe (voir section 2.2.1.3.1 « La Direction des Risques Groupe ») et chacune des entités opérationnelles ou fonctionnelles contributrices. Ces échanges visent à réinterroger la pertinence de l'identification des risques ainsi que la robustesse des actions de maîtrise engagées.

La cartographie consolidée élaborée en fin d'année fait l'objet d'une validation par le Comité des risques et d'une présentation au Conseil d'administration d'EDF après examen en Comité d'audit. Depuis 2015, le Comité des risques a identifié au sein de la cartographie des risques du groupe un ensemble plus restreint de « risques prioritaires » sélectionnés pour leur importance opérationnelle ou stratégique. La connexion entre ces risques et la stratégie CAP 2030 a été privilégiée afin que, autant que possible, les plans d'actions de maîtrise des risques soient inclus dans les chantiers correspondants.

La démarche de cartographie et de maîtrise des risques s'inscrit dans une complémentarité forte avec le contrôle interne du groupe, ainsi qu'avec l'audit interne, dont le programme est élaboré en s'appuyant sur les risques majeurs identifiés. Le processus de cartographie des risques constitue aussi un support pour de nombreux autres processus : la politique Assurances et sa mise en œuvre (voir section 2.2.7 « Assurances »), la politique de gestion de crise, l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes de pilotage du Groupe (Comité exécutif, Comité des engagements du Comité exécutif – CECEG, etc.). Le processus de contrôle des risques contribue notamment à la sécurisation du processus d'investissements et d'engagements de long terme en veillant à la qualité des analyses des risques des dossiers présentés au CECEG. Enfin, les principaux risques auxquels le Groupe est exposé sont décrits dans la section 2.1 (« Risques auxquels le Groupe est confronté ») en cohérence avec la cartographie des risques consolidée du Groupe fin 2015.

RTE

Concernant RTE, la gestion et le contrôle des risques sont organisés aux deux niveaux de *management* concernés :

- au niveau national, le Comité exécutif de RTE valide semestriellement la cartographie de ses risques majeurs, qui est ensuite présentée au Comité de Supervision Économique et d'Audit du Conseil de surveillance de RTE. Le Comité exécutif fait suivre par un responsable national chacun des risques identifiés. La Direction de l'Audit et des Risques de RTE réalise les audits nationaux commandités par le Président du Directoire, à qui il rapporte ses constats et ses recommandations ;
- au niveau des différents métiers de RTE, les Directeurs ont la responsabilité d'effectuer leur propre analyse des risques liés à leurs activités et d'en assurer la maîtrise par la mise en œuvre d'actions appropriées au sein des entités concernées. Ils en assurent la surveillance et le *reporting* au niveau national grâce à un dispositif d'évaluation dont les résultats sont consolidés annuellement par la Direction de l'Audit et des Risques de RTE.

ERDF

ERDF identifie et gère ses risques suivant la méthodologie du Groupe. Le contrôle des risques est réalisé en application des principes de contrôle du

Groupe et est assuré par une filière indépendante des entités opérationnelles d'ERDF, pour vérifier, avec une assurance raisonnable, la maîtrise des activités :

- une cartographie des risques majeurs au périmètre d'ERDF est mise à jour chaque semestre. Après validation par le Directoire d'ERDF, elle est présentée au Comité de Supervision Économique et d'Audit d'ERDF et au Conseil de surveillance. Pour chaque risque majeur identifié, un responsable, membre du Comité exécutif d'ERDF, est désigné, et un coordinateur national est chargé de mettre en œuvre les plans d'actions de couverture des risques associés. Un programme annuel d'audits nationaux commandités par le Comité exécutif d'ERDF construit à partir de l'analyse des risques et conduit par la Direction de l'Audit – Contrôle Interne – Risques d'ERDF complète le dispositif de contrôle ;
- chaque Direction opérationnelle en région et chaque Direction fonctionnelle métier a la responsabilité de l'analyse des risques liés à ses activités. Pour ce faire, elle conduit en amont une analyse de risques, selon la méthodologie transverse au sein d'ERDF. Les plans de contrôle interne font l'objet d'un *reporting* et d'une consolidation au niveau national.

L'état d'avancement du programme d'audit et l'efficacité des actions d'amélioration menées font également l'objet d'une validation par le Directoire et d'une présentation semestrielle en Comité de Supervision Économique et d'Audit, puis en Conseil de surveillance. Le bilan du contrôle interne est validé, puis présenté annuellement, respectivement dans les mêmes instances.

2.2.2.2 Gestion des crises

La politique de gestion de crise, formalisée par une décision du Président-Directeur Général en juin 2005, définit les principes d'organisation et de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et de ses filiales contrôlées et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre, de façon à pouvoir gérer les situations dans lesquelles son patrimoine, ses personnels, ses activités ou son image sont menacés par un événement, prévu ou imprévu. Cette politique consiste notamment :

- à s'assurer de l'existence de structures de gestion de crise et de dispositifs permanents de remontée des alertes, dans toutes les entités du Groupe ;
- à vérifier l'existence et la mise à jour régulière de procédures de gestion de crise pertinentes, au regard des risques encourus, dans chaque Direction d'EDF et dans les filiales contrôlées ;
- à définir, pour les périodes de crise, les modalités de coordination avec l'ensemble des filiales [1] – éventuellement *via* les Directions de rattachement ;
- à s'assurer de la prise en compte systématique des retours d'expérience des crises et exercices de crise, pour éviter ou limiter les conséquences de crises similaires ;
- à vérifier l'existence d'actions de professionnalisation pour tous les acteurs de la crise.

Le dispositif de contrôle de la politique de gestion de crise est intégré dans le dispositif de contrôle interne du Groupe. Par ailleurs, un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et la cohérence d'ensemble. L'organisation de crise est régulièrement réajustée, notamment à chaque changement significatif d'organisation interne ou d'environnement externe, ainsi qu'après chaque retour d'expérience de crise majeure.

2.2.2.3 Gestion et contrôle des risques liés aux marchés énergies

2.2.2.3.1 Cadre de gestion des risques liés aux marchés énergies

Les facteurs de risque relatifs aux marchés des énergies et des commodités sont décrits à la section 2.1 (« Risques auxquels le Groupe est confronté »).

Pour gérer ces risques et les mettre sous contrôle, une politique « risques marchés énergies » portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF. Cette politique a été validée par décision du Président-Directeur Général en Comité exécutif le 30 avril 2013. Elle est applicable à EDF SA et aux entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel. Concernant les filiales co-contrôlées et sociétés non contrôlées opérationnellement [2], la politique de risques marchés énergies ainsi que le processus de contrôle associé sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés.

La section 5.1.6.2 « Gestion et contrôle des risques marchés énergies » décrit plus en détail le cadre de gestion, l'organisation du contrôle et les principes de gestion opérationnelles. Seuls les éléments principaux sont rappelés ci-dessous.

Les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies s'appuient sur une clarification des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs de production et, d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui minimise l'impact des risques marchés énergies sur leurs états financiers. Ils restent néanmoins exposés à un risque, non couvrable sur les marchés, compte tenu de différents facteurs tels que le manque de liquidité ou de profondeur des marchés et l'incertitude sur les volumes, susceptibles d'impacter de manière significative les résultats du Groupe.

Dans le Groupe, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe. À ce titre, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, respectant notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de *trading* (voir section 1.5.7 « Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie »).

Les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies sont accompagnés d'indicateurs de pilotage, de limites et de scénarios de sensibilité des positions, permettant d'assurer la maîtrise de ces risques.

La Direction Générale valide annuellement les stratégies de couverture des entités, ainsi que les limites de risques associées, qui lui sont présentées par la DRG en cohérence avec le processus budgétaire.

L'exposition consolidée des risques liés aux marchés énergies des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée trimestriellement au Comité exécutif du Groupe. Les processus de contrôle sont régulièrement réévalués et audités. Le Comité d'audit d'EDF rend un avis au Conseil d'administration sur la politique de risques marchés énergies et sur ses évolutions proposées par la DRG.

1. *Concernant RTE, la coordination en période de crise est organisée sous l'égide des pouvoirs publics.*
2. *S'agissant des filiales régulées, ces responsabilités sont exercées dans les limites fixées par la réglementation en vigueur.*

2.2.2.4 Gestion et contrôle des risques liés aux marchés financiers

2.2.2.4.1 Cadre de gestion des risques liés aux marchés financiers

Les facteurs de risque relatifs aux marchés financiers sont décrits à la section 2.1 (« Risques auxquels le Groupe est confronté »). Le Groupe EDF a mis en place un cadre de gestion financière (voir section 5.1.6.1 « Gestion et contrôle des risques financiers ») qui définit la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe (risques de liquidité, de change et de taux d'intérêt), applicable à EDF SA et aux filiales contrôlées opérationnellement. Le Groupe est exposé au risque actions principalement au travers des actifs dédiés à la couverture des engagements nucléaires de long terme, pour laquelle un cadre de gestion spécifique s'applique, au travers des fonds externalisés au titre des avantages au personnel, et plus marginalement au travers de sa gestion de trésorerie par des titres de participations directes.

Les principes qui sont énoncés dans ce cadre de gestion sont notamment déclinés sous forme d'indicateurs de pilotage et de limites permettant d'assurer la maîtrise de ces risques, avec pour objectif de sécuriser les indicateurs financiers clés du Groupe.

Chaque évolution du cadre de gestion financière doit être soumise pour validation au Comité d'audit et au Conseil d'administration d'EDF.

2.2.2.4.2 Organisation du contrôle

La Direction des Risques Groupe est notamment en charge du contrôle des risques marchés (taux, change, actions, crédit) de liquidité et du risque de contrepartie pour EDF et les filiales contrôlées. Ce contrôle s'exerce par :

- la vérification de la bonne application des principes du cadre de gestion financière et de la politique Groupe du risque de défaillance de contrepartie, notamment au travers de missions d'appui et de contrôle (méthodologie, organisation, suivi des expositions, calcul régulier d'indicateurs de risque et contrôle du respect des limites de risque Groupe) ;
- le contrôle des positions de marché de la salle des marchés d'EDF en charge de la gestion de la trésorerie. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement et à pas hebdomadaire est en place pour suivre et contrôler l'exposition aux risques financiers. Il implique la Direction Financement et Investissements (DFI), la salle des marchés et la Direction des Risques Groupe, qui sont immédiatement saisis pour action en cas de dépassement de limites. Le Comité Marchés (instance qui réunit les différentes entités de DFI concernées et la DRG) vérifie et examine mensuellement, le cas échéant, les demandes de dérogations au cadre de gestion ainsi que les demandes d'investissement dans de nouveaux produits ;
- le contrôle des risques financiers et de contrepartie associés aux investissements réalisés pour le portefeuille « Actifs dédiés » (au sein de la Direction Financière), dont la gestion est assurée par les Divisions Gestion des Actifs Cotés (portefeuille financier) et EDF Invest (portefeuille non coté – actifs réels : infrastructure, immobilier et *private equity*) de la Direction Financement et Investissements. La politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers d'EDF SA a été mise à jour et approuvée par le CA d'EDF le 11 février 2015. Un mandat de risque annuel ainsi que des cadres de travail spécifiques sont mis en place par la Direction des Risques Groupe pour définir les principes de gestion des risques et les limites de risque admissibles pour les deux portefeuilles ainsi qu'au niveau global. Le Comité de gestion opérationnelle présidé par le Directeur Financement et Investissements est l'instance de pilotage du portefeuille financier (actifs cotés), tandis que le Comité d'investissement présidé par le Directeur Exécutif Groupe Finances est l'instance de pilotage du portefeuille non coté. La Direction des Risques Groupe participe à ces deux comités pour élaborer avec les gérants la stratégie de gestion des risques des deux portefeuilles. Par ailleurs, le Comité de Suivi des Actifs Dédiés présidé par le Directeur Exécutif Groupe Finances assure le suivi global du portefeuille ;
- le contrôle de l'exhaustivité et de la pertinence des analyses de risques réalisées sur les projets d'investissements et d'engagements de long terme, présentés pour décision à des instances de niveau Comité exécutif.

Afin de garantir l'indépendance de la structure de contrôle des risques financiers vis-à-vis des activités de gestion de ces risques, celle-ci est rattachée à la Direction des Risques Groupe.

De plus, des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles.

Par ailleurs, EDF peut mandater, si nécessaire, des cabinets externes pour auditer les procédures de contrôle des risques financiers, en complément de la revue systématique effectuée par le collège des Commissaires aux comptes.

2.2.2.4.3 Risque de liquidité

La gestion de la liquidité a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant. Ces éléments sont exposés à la section 5.1.6.1.1 (« Position de liquidité et gestion du risque de liquidité »).

EDF a mis en place un suivi régulier du risque de liquidité du Groupe, intégré au cycle de gestion, incluant des *stress tests*. Par ailleurs, le Comité de coordination opérationnelle effectue une revue hebdomadaire des besoins de liquidité.

Dans le contexte de crise financière, EDF a renforcé le suivi et le contrôle du risque de liquidité lié aux appels de marge sur les marchés financiers et énergies. Des indicateurs de risques spécifiques ont ainsi été mis en place depuis 2009 pour contrôler les besoins de liquidité liés aux appels de marges en place sur ces marchés. De plus, un Comité de pilotage assure le suivi des besoins de liquidité associés aux activités marchés énergies et décide, le cas échéant, des mesures correctives à mettre en œuvre.

2.2.2.4.4 Risque de change, risque actions, risque de taux d'intérêt

Afin de limiter son exposition à ces risques, le Groupe a mis en place des principes de gestion et de contrôle qui sont détaillés en section 5.1.6.1 « Gestion et contrôle des risques financiers ».

2.2.2.5 Gestion et contrôle du risque de défaillance de contrepartie

Le groupe EDF est exposé au risque de contrepartie, qui se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

En conséquence, une politique Groupe « Gestion du risque de défaillance de contrepartie », validée par le Comité exécutif le 24 septembre 2014, est applicable à EDF et aux entités dont il assure le contrôle opérationnel. Cette politique prévoit l'organisation de la gestion et du suivi du risque de défaillance des contreparties, les procédures et les circuits de remontée de l'information.

Trois grands principes sont au cœur du dispositif : (i) la réactivité de l'organisation, (ii) l'indépendance des fonctions de contrôle des risques par rapport aux activités qui génèrent les risques et (iii) la responsabilisation des entités sur leurs expositions. La politique fixe également une limite pour le Groupe qui s'applique à chaque contrepartie. En complément de cette limite par contrepartie au niveau du Groupe, il a été instauré depuis 2007 une limite supplémentaire par contrepartie, applicable au niveau de chaque entité d'EDF ou filiale du Groupe contrôlée de façon opérationnelle. Un suivi régulier de la consommation des limites par contrepartie est réalisé au niveau de l'entité, et l'exposition consolidée du Groupe au risque de contrepartie est actualisée trimestriellement pour l'ensemble des filiales contrôlées et mensuellement pour l'ensemble des entités ayant une activité sur les marchés énergies ou financiers. Le groupe assure aussi une veille active sur ses contreparties majeures (voir la section 5.1.6.1.7 « Gestion du risque de contrepartie/crédit »).

Par ailleurs, conformément à la pratique sur les marchés énergies et financiers, un mécanisme d'appels de marge a été mis en place par quelques entités du Groupe afin de réduire au minimum le risque de contrepartie.

Les filiales de RTE et ERDF qui interviennent aussi sur les marchés énergies au titre des achats de pertes appliquent également les principes de suivi régulier de leurs contreparties et d'attribution de limites pour chaque contrepartie en fonction de critères définis par leurs organes de gouvernance. Dans le cadre de ses achats de pertes, RTE assure également un suivi régulier de ses contreparties selon des critères qu'il a définis.

2.2.2.6 Contrôles spécifiques

2.2.2.6.1 Procédure d'approbation des engagements

Conformément à la procédure de septembre 2011 encadrant le « processus engagements » du Groupe, le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG) examine, après une position de principe favorable du Comité exécutif, l'ensemble des projets d'engagements du Groupe, hors filiales régulées et filiales co-contrôlées, notamment portant sur :

- les projets d'investissement, de désinvestissement et de fusions-acquisitions supérieurs à 50 millions d'euros [1] ;
- les dépenses de fournitures, travaux ou services d'un montant supérieur à 200 millions d'euros ;
- les contrats d'achat ou de vente à long terme portant annuellement sur plus de 5 TWh pour l'électricité, 10 TWh pour le gaz et 150 millions d'euros pour le charbon, le fioul, les crédits d'émission et quotas de CO_2 ;
- le programme pluriannuel d'approvisionnement des réacteurs et de services aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire.

Les réunions du CECEG sont systématiquement précédées de réunions où sont associés les experts du niveau *corporate* (Direction des Risques Groupe, Direction Juridique, Direction Financière, Direction Optimisation Amont-Aval Trading, Direction du Développement durable, Direction de la Stratégie, Direction des Achats…) et les porteurs des projets, afin de vérifier l'exhaustivité des analyses de risques des dossiers présentés. Ces travaux s'appuient sur un référentiel méthodologique d'analyse des risques des projets de développement qui intègre l'ensemble des impacts.

Les projets d'engagements sont ensuite examinés, lorsqu'il y a lieu, par le Conseil d'administration comme décrit en section 4.2.2.4 (« Pouvoirs et missions du Conseil d'administration »).

Le guide de pilotage des investissements prévoit que les projets d'engagements qui sont inférieurs aux seuils de saisine du CECEG sont examinés par des instances de gouvernance propres à chaque entité.

En complément et afin de renforcer la maîtrise industrielle et financière des projets et activités opérationnelles en France et à l'international, des « règles d'or » applicables à tous les marchés passés par le Groupe ont été validées par le Président-Directeur Général en janvier 2013 et sont mises en place. Ces « règles d'or » constituent un référentiel associé à un processus de suivi permettant de mesurer les risques pris par le Groupe dans le cadre de ses opérations.

2.2.2.6.2 Contrôle des systèmes d'information (SI)

Organisation du contrôle interne de la filière des systèmes d'information

Le dispositif de contrôle interne de la filière SI s'intègre dans la politique de contrôle interne du Groupe (propositions d'exigences clés communes à l'ensemble du Groupe) et porte sur la mise en œuvre des politiques de la filière et la maîtrise des principaux risques transverses. Les politiques concernent en particulier les infrastructures et les services mutualisés, la sécurité des systèmes d'information, la gouvernance des projets SI, la gestion des risques SI et le respect de la loi Informatique et Libertés.

Pour mémoire, le référentiel de contrôle interne des SI d'EDF s'appuie sur le référentiel externe du COBIT *(Control Objectives for Information and related Technology).*

L'animation du contrôle interne et de la couverture des risques spécifiques aux thématiques SI est mise en œuvre depuis 2009 par la Direction des Systèmes d'Information Groupe à deux niveaux dans l'organisation de la filière : un réseau des correspondants risques et contrôle interne SI et le Comité des Directeurs des Systèmes d'Information, qui représentent les directions. La DSI Groupe assure une coordination étroite entre les réseaux des correspondants risques et contrôle interne SI et les responsables sécurité SI (RSSI), permettant ainsi de renforcer la couverture des risques et du contrôle interne pour EDF. Ces réseaux sont progressivement élargis aux filiales.

Le Comité des DSI France mandate le Comité sécurité (COSEC) pour la planification et le pilotage des travaux transverses au service de la sécurité. Il assure notamment les rôles suivants :

- contribution à l'élaboration et à la mise à jour des documents du référentiel de sécurité d'EDF SA. Coordination de l'animation, de la sensibilisation, de la formation et de l'appui aux métiers et à la filière IT en matière de sécurité du système d'information ;
- prise en compte de la veille institutionnelle et technique sur la sécurité du retour d'expérience global (mise en application, conformité, efficacité, incidents, *reporting,* revues, audits) ;
- instruction des dossiers complexes de demande de dérogation à la politique de sécurité.

La politique de sécurité des systèmes d'information (« PSSI ») du groupe EDF structure les orientations et l'organisation de la sécurité des SI du Groupe. Elle fait l'objet d'un *reporting* en *IS Group Committee*. L'ajustement de cette politique ainsi que le niveau de sécurisation sont suivis pour EDF SA et dans les filiales du Groupe à travers deux comités dédiés :

- pour EDF SA, au rythme mensuel par un comité présidé par le Responsable Sécurité SI du Groupe EDF, et rassemblant les Responsables Sécurité des Systèmes d'Information des entités du périmètre ;
- pour les principales filiales, au rythme trimestriel par un comité présidé par le Responsable Sécurité SI du Groupe EDF, et rassemblant les Responsables Sécurité des Systèmes d'Information des principales filiales.

Actions dans le domaine de la sécurité des SI

L'année 2015 a été marquée par :

- le cadrage des objectifs stratégiques en matière de sécurité SI à horizon 2020, en déclinaison de la vision SI 2020 évoquée en section 2.2.1.6 (« L'organisation et le pilotage des systèmes d'information (SI) ») ;

1. *Hors investissements et désinvestissements financiers liés à la gestion des actifs dédiés et des actifs retraite, qui ont une gouvernance spécifique.*

- l'établissement, par les métiers, d'une cartographie des applications à sécurité renforcée, et la mise en place d'une procédure de centralisation de cette cartographie ;
- la réalisation d'un exercice de crise « cyber attaque » avec la participation active d'une partie du *Top Management* d'EDF ;
- la mise en œuvre de deux exercices « Plan de continuité de l'activité » sur les *data centers* d'EDF, et la mise en œuvre de plans de continuité d'activité dans la plupart des filiales ;
- la tenue régulière du Bureau d'instruction des projets de services externalisés (« BIPSE »), chargé de mener des analyses sécurité des services externalisés, depuis sa mise en place en 2012 ;
- la mise en production d'outils de cyber-surveillance permettant d'apporter une meilleure visibilité des incidents de sécurité SI via la production d'alertes et de *reportings ;*
- la signature, par le Président, d'une convention-cadre entre le ministère de la Défense et le groupe EDF relative au Pôle d'excellence cyber.

2.2.2.6.3 L'administration et le suivi des filiales

En application de la nouvelle politique « Mandataires sociaux » signée par le Président-Directeur Général le 15 janvier 2015, toute filiale ou participation d'EDF (à l'exception des filiales régulées) est suivie par un Directeur de rattachement, membre du Comité exécutif, ou par son Délégué. Celui-ci propose les mandataires sociaux représentant EDF au sein des instances de gouvernance de ces sociétés ; les nominations sont validées *in fine* par le Président-Directeur Général d'EDF.

Cette politique prévoit également la nécessité d'obtenir un accord de la Direction Générale préalablement à toute constitution de filiale ou prise de participation en France comme à l'étranger.

La Délégation Administrateurs et Sociétés, créée en 2002, veille tout particulièrement :

- à la mise à jour de la cartographie du rattachement des sociétés, en fonction des décisions prises par la Direction concernée ;
- au suivi des « compositions cibles », visions anticipées et collectives des compétences, ainsi que des profils nécessaires à une bonne représentation d'EDF dans les organes de gouvernance des filiales et participations ;
- au respect du processus de désignation des mandataires sociaux ;
- à la professionnalisation des mandataires sociaux (séminaire de formation initiale pour les nouveaux avec l'appui de l'Université Groupe, information par le site intranet de la communauté administrateurs).

2.2.3 LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE RELATIVES À LA FIABILITÉ DE L'INFORMATION COMPTABLE ET FINANCIÈRE

2.2.3.1 Le cadre de référence AMF

Le guide de contrôle interne, pour la partie relative à la maîtrise de l'information comptable et financière, a été intégralement restructuré en 2011 afin de le mettre en cohérence avec le cadre de référence de l'AMF tel que révisé en 2010.

2.2.3.2 Principes et normes comptables du Groupe

Les normes comptables utilisées par le Groupe EDF sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'*International Accounting Standards Board* (IASB), approuvées par l'Union européenne et applicables au 31 décembre 2015. Ces normes internationales comprennent les normes IAS *(International Accounting Standards),* IFRS *(International Financial Reporting Standards)* et les interprétations SIC et IFRIC. Les règles et méthodes comptables sont décrites dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés.

Le périmètre de consolidation du Groupe est précisé dans l'annexe aux comptes consolidés (voir note 51 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015). Un réseau de correspondants des Directions opérationnelles et des filiales facilite le partage des instructions et la mise en œuvre homogène en comptabilité entre les différentes entités du Groupe.

2.2.3.3 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont établis par le Département Consolidation de la Division Comptabilité Consolidation à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe et aux instructions d'arrêté, selon un plan de comptes unique. Le périmètre de consolidation est arrêté après recensement de toutes les entreprises contrôlées, co-contrôlées ou sous influence notable revêtant un caractère significatif. Le caractère significatif ou non des participations entrant potentiellement dans le périmètre de consolidation du Groupe est examiné au pas trimestriel, et soumis à l'appréciation des Commissaires aux comptes une fois par an.

Les comptes consolidés semestriels sont présentés au Comité d'audit puis au Conseil d'administration, pour chaque arrêté comptable semestriel.

Les comptes consolidés annuels sont examinés par le Comité d'audit puis arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration d'EDF et enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'instructions précisant les principaux livrables attendus de chaque partie prenante à la publication des états financiers, l'établissement du rapport de gestion et du document de référence pour les arrêtés annuels. Des réunions avec les Directions d'EDF et les filiales permettent de préparer ces arrêtés comptables et d'anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée. Une analyse a posteriori des conditions de réalisation (respect des délais, qualité des informations…) permet d'améliorer régulièrement le processus d'établissement et d'analyse des comptes consolidés.

Une remontée mensuelle d'informations sur les comptes du bilan et du compte de résultat est en place depuis 2011. Elle a permis d'anticiper le traitement des opérations complexes et de contribuer à fiabiliser les résultats.

L'unicité de langage financier de la Comptabilité et du Contrôle de Gestion contribue à la cohérence du pilotage du Groupe. Elle est l'un des moyens d'assurer la continuité entre :

- les données réelles issues de la comptabilité et les données établies dans le cadre des phases prévisionnelles ;
- la communication financière externe et le pilotage interne.

Cette communauté de langage facilite le dialogue et la collaboration entre ces deux fonctions à tous les niveaux de l'organisation, et contribue à favoriser les échanges d'information entre les acteurs et la qualité des informations produites.

2.2.3.4 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes sociaux

Les comptes sociaux sont établis semestriellement et annuellement par le Département Comptes Maison Mère de la Division Comptabilité Consolidation.

Les comptes sociaux annuels sont arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration d'EDF et approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Les comptes sociaux semestriels résumés sont arrêtés au 30 juin de l'exercice par le Conseil d'administration. La comptabilité transactionnelle d'EDF (hors Division Combustible Nucléaire, Systèmes Énergétiques Insulaires et Direction des Cadres Dirigeants pour la partie comptabilité de la paie) est confiée au centre de services partagés « Comptabilité » de la Direction des Services Partagés. Le traitement de la comptabilité transactionnelle est organisé par processus. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions opérationnelles, du centre de services partagés « Comptabilité » ou le cas échéant des opérateurs comptables situés dans les métiers opérationnels et de la Division Comptabilité Consolidation.

Des réunions sont organisées au pas trimestriel avec les directions d'EDF SA pour préparer les arrêtés comptables et anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée.

Chaque Directeur opérationnel et fonctionnel s'engage annuellement sur la qualité du dispositif de contrôle interne du domaine comptable et financier, les objectifs d'amélioration pour la période à venir et sur la sincérité et l'exhaustivité de l'information comptable dont il a la responsabilité par l'établissement d'une lettre d'engagement adressée au Directeur de la Comptabilité Consolidation.

Le dispositif de contrôle interne du domaine comptable est intégré à l'ensemble du dispositif de contrôle interne du Groupe. Un référentiel d'indicateurs est utilisé au sein d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable.

2.2.3.5 Communication et diffusion des informations

En complément des actions de communication et de *reporting* évoquées dans la section 2.2 (« Pilotage des activités et organisation du contrôle au sein du Groupe »), un accent particulier peut être porté sur les actions spécifiques suivantes :

- à la suite de son introduction en bourse en 2005, EDF a établi des procédures ayant pour objet d'encadrer et fiabiliser les processus et le contenu de la communication financière d'EDF et de prévenir les infractions boursières. Ainsi, une procédure organisant les rôles respectifs au sein de la Société en matière d'élaboration, de validation et de diffusion des éléments de communication financière a été définie. Un système de validation de l'information financière, destiné à assurer la validation et la cohérence des différentes sources de communication financière d'EDF, à examiner et valider le contenu de l'ensemble des vecteurs d'information financière, a été mis en place. Ce Comité comprend des représentants de la Direction Financière, de la Direction de la Communication et de la Direction Juridique. Par ailleurs, le groupe EDF a adopté depuis 2006 un code de déontologie boursière rappelant les principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. En parallèle de la diffusion de ce code, des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées et les périodes de *black-out* au cours desquelles les dirigeants et certains salariés initiés doivent s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres de la Société ;
- le code de bonne conduite : le respect des codes de bonne conduite pour les filiales régulées est contrôlé chaque année par ces filiales, et vérifié par la CRE, qui publie les résultats de ses vérifications dans son rapport annuel.

2.2.4 LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE RELATIVES À LA CONFORMITÉ AUX LOIS ET AUX RÈGLEMENTS

La Direction Juridique exerce une mission de veille concernant les évolutions législatives et réglementaires : elle alerte et assure des actions de sensibilisation auprès des Directions concernées s'agissant des évolutions susceptibles d'avoir un impact pour le Groupe.

Par décision conjointe du 1er juin 2007 complétée par une décision du 12 mai 2011, la Direction Juridique et la Direction de l'Audit ont adopté un plan d'actions visant à formaliser le rôle de la Direction Juridique concernant la définition d'objets de contrôle prescrits aux différentes entités d'EDF, afin que leur propre plan de contrôle interne les intègre. Ces objets de contrôle visent à ce que ces entités :

- indiquent à la Direction Juridique les champs de réglementation les concernant plus particulièrement, de sorte qu'elle puisse réaliser sa mission de veille de façon optimale, sans oublier les thématiques juridiques transverses (concurrence, délit d'initié…) ;
- associent systématiquement et le plus en amont possible la Direction Juridique à leurs dossiers à enjeux et à risques juridiques majeurs ;
- s'assurent que les délégations qu'elles accordent en leur sein reflètent bien leur organisation et sont actualisées en tant que de besoin ;
- s'assurent que les projets de « contrats majeurs » sont élaborés avec le concours des juristes puis, une fois signés, sont communiqués à la Direction Juridique pour insertion dans la contrathèque du Groupe ;
- s'assurent que les contentieux engagés par les entités sont examinés périodiquement par la Direction Juridique ;
- identifient leurs besoins, en termes de sensibilisation juridique, dans les domaines qui les concernent, y compris les besoins transverses, et les indiquent à la Direction Juridique.

La Direction Juridique a mis en œuvre depuis 2010 un Programme de conformité Droit de la concurrence, avec trois objectifs : (i) faire connaître les règles de concurrence par la formation, l'information, et la pratique ; (ii) permettre la maîtrise des règles de concurrence (pour un usage préventif, défensif ou offensif) ; et (iii) contrôler le respect des règles de concurrence.

Par ailleurs, par décision du 22 janvier 2014, le Président-Directeur Général a lancé un programme de conformité anti-corruption applicable à l'ensemble des métiers, Directions et filiales contrôlées du groupe EDF. Un dispositif de prévention de la corruption figurera dans la politique de conformité déployée courant 2016 par la Direction Éthique et Conformité Groupe.

Un dispositif de contrôle des consultants (au sens d'« intermédiaires et apporteurs d'affaires ») est également en place au sein d'EDF ; il est pris en charge par le Secrétariat Général. Il comprend notamment une analyse de notoriété et d'honorabilité des contreparties du Groupe.

2.2.4.1 Réglementations liées aux installations du Groupe

Les installations du Groupe sont soumises à des réglementations particulières (voir section 1.5.6.2 « Réglementations applicables aux installations et activités du Groupe »), que ce soit au titre du Code de l'environnement en France ou en application d'autres textes nationaux ou européens.

Dans les domaines liés à l'exploitation, chaque entité est responsable de la définition et de la mise en œuvre des procédures de contrôle adéquates (voir section 2.2.6 « Gestion des risques industriels et environnementaux »).

Pour ce qui est de la sécurité de ses installations, EDF met en œuvre sur l'ensemble des sites concernés les mesures prescrites par les pouvoirs publics en vue de leur protection.

2.2.4.2 Autres réglementations

Des contrôles sont également effectués sur l'application de la réglementation sociale et du travail.

Depuis janvier 2014, la politique santé et sécurité du Groupe définit un cadre de cohérence commun dans lequel s'inscrivent les politiques des différentes filiales du Groupe ainsi que leur plan d'actions. Cette politique Groupe s'applique à toutes les sociétés contrôlées par le groupe EDF dans tous les pays où EDF opère, et concerne ses salariés comme ceux de ses sous-traitants intervenant sur ses installations et dans ses locaux. Elle prévoit la mise en place d'une revue annuelle groupe santé sécurité en Comité exécutif d'EDF.

Dans le cadre de cette politique, EDF s'est engagé à diviser par deux le taux de fréquence des accidents du travail de ses salariés entre 2013 et 2017.

2.2.5 LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE RELATIVES À L'APPLICATION DES INSTRUCTIONS ET DES ORIENTATIONS FIXÉES PAR LA DIRECTION GÉNÉRALE

Dans le cadre du déploiement du dispositif de contrôle interne au sein du Groupe, le suivi de la mise en œuvre des décisions et politiques majeures est pris en compte par leur intégration dans le guide de contrôle interne, et des audits peuvent être inscrits dans le programme d'audit du Groupe pour vérifier la bonne mise en œuvre de ces décisions et politiques et l'atteinte des objectifs fixés dans ce cadre.

2.2.6 GESTION DES RISQUES INDUSTRIELS ET ENVIRONNEMENTAUX

2.2.6.1 Gestion des risques liés à la sûreté nucléaire

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté nucléaire figurent à la section 2.1.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ») ci-avant.

Comme tout exploitant, le Groupe assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses ouvrages. La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire, de la conception à l'exploitation, jusqu'à la déconstruction.

La politique de sûreté nucléaire du Groupe, approuvée le 20 janvier 2012 par le Président-Directeur Général, en rappelle les grands principes. Le Conseil de sûreté nucléaire que préside le Président du groupe EDF se réunit plusieurs fois par an, débat des problématiques sûreté du Groupe et examine en février le bilan annuel « Sûreté nucléaire, radioprotection et sécurité ».

Des partages d'expérience sont régulièrement organisés entre les exploitants des deux pays. Par ailleurs, l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (IGSNR), directement rattaché au Président-Directeur Général d'EDF, s'assure, pour le compte du Président, de la bonne prise en compte par les exploitants des préoccupations de sûreté et de radioprotection dans toutes leurs composantes et en rend compte dans son rapport annuel qui est rendu public.

Les moyens mis en œuvre dans le cadre du dispositif de sûreté nucléaire ont permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.

L'ensemble de la démarche sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles permanents, internes et externes, tant en France qu'au Royaume-Uni, et la pertinence de l'organisation et des dispositifs en place est réexaminée de manière continue, en fonction notamment de l'évolution des connaissances et de l'expérience. Dans ce cadre, le Groupe a toujours participé activement à l'analyse du retour d'expérience des accidents survenus par le passé. Il a ainsi pu tirer tous les enseignements des accidents de Three Mile Island (1979) et de Tchernobyl (1986), qui ont amené de profondes améliorations matérielles et organisationnelles de la sûreté des installations nucléaires. Cette démarche de retour d'expérience est aujourd'hui poursuivie pour intégrer le retour d'expérience des événements survenus au Japon en mars 2011. EDF a ainsi rapidement proposé, en matière d'amélioration de la sûreté, des pistes de prise en compte des premiers enseignements tirés de cet accident, concernant (i) la réévaluation des situations de séisme et d'inondation, (ii) la prise en compte de perte simultanée des sources électriques et de la source froide et (iii) la prise en compte de situation de fusion du cœur.

Pour le nucléaire, la réglementation du secteur nucléaire en vigueur est propre à chaque pays d'implantation des installations, et des contrôles externes sont organisés par les autorités locales (Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) en France, *Office for Nuclear Regulation* (ONR au Royaume-Uni).

Le Groupe EDF soumet également sa démarche de sûreté à des regards externes indépendants de pairs qui permettent de profiter du retour d'expérience international.

WANO (Organisation mondiale des exploitants nucléaires) programme des revues internationales de pairs *(Peer Review)* pour les exploitants du monde entier. Ces revues permettent, à la demande de l'exploitant, à des professionnels expérimentés d'observer concrètement les pratiques de travail sur le terrain. La comparaison peut ainsi s'établir avec les meilleures pratiques internationales dans tous les domaines de l'exploitation des centrales nucléaires. À l'issue de la revue, le Directeur d'Unité du site s'engage sur un plan d'actions élaboré en collaboration avec l'équipe WANO. Deux ans après la revue, une équipe d'une dizaine d'experts WANO vient évaluer l'efficacité du plan d'actions mis en œuvre par le site. Ce suivi permet au site de renforcer ses actions sur ses éventuels domaines de faiblesses, avec l'aide d'experts internationaux qui, sur demande du site viennent aussi réaliser des missions de support technique (TSM). Cette démarche permet aux exploitants du Groupe d'avoir également un regard direct sur les pratiques internationales en participant à des missions dans d'autres pays.

L'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) organise également des revues de sûreté appelées OSART (*Operational Safety Review Team*) qui sont effectuées à la demande des États membres et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques.

En France

La réalisation du parc nucléaire a conduit à la mise en place d'une démarche de sûreté qui prend en compte, dès la conception, les risques qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations, à des agressions internes ou externes ou à des catastrophes naturelles. Cette démarche s'appuie notamment sur l'application de règles d'exploitation strictes et sur des compétences intégrées au Groupe (ingénierie nucléaire, recherche et développement) permettant une anticipation de la résolution de défaillances, une évaluation continue des matériels, une réévaluation régulière des marges de sûreté nucléaire, une veille technologique et la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes.

Le maintien et l'amélioration du niveau de sûreté reposent également sur le concept de défense en profondeur, qui prévoit le traitement systématique du risque de défaillances techniques, organisationnelles et humaines en interposant des lignes de défense successives et indépendantes au niveau des installations, du *process* et de l'organisation.

La qualité et la sûreté de l'exploitation du parc nucléaire français du Groupe font l'objet de multiples contrôles internes, par l'Inspection Nucléaire, service directement rattaché au Directeur de la Division Production Nucléaire (DPN), et la Mission Audit Évaluation, fonctionnellement rattachée au Directeur de la Division Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire (DIPNN), dont les actions de vérification permettent d'évaluer régulièrement le niveau de sûreté de l'ensemble des différentes entités en charge de l'exploitation et de l'ingénierie. La filière Audit réalise par ailleurs plusieurs audits par an dans le domaine nucléaire (ingénierie, combustibles et exploitation).

Des contrôles externes sont également effectués par l'ASN, qui est une autorité administrative indépendante. Les centrales nucléaires doivent se conformer à un référentiel dont les objectifs sont fixés par l'ASN, qui en assure le contrôle.

Des revues de sites ont été réalisées en 2015 par des équipes de WANO, à Golfech, Penly et Cattenom, ainsi que des revues de suivi à Civaux, Fessenheim et Blayais. La première revue « *Corporate* » OSART d'EDF s'est tenue en 2014, et a conclu qu'EDF est totalement conforme aux standards définis par l'AIEA. En 2015 une évaluation du site de Dampierre a été réalisée par une équipe OSART.

L'organisation de crise prévue en cas de situation accidentelle est régulièrement évaluée au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices est organisée pour l'ensemble du parc nucléaire français ; dix environ sont d'une ampleur nationale. En particulier, il est à noter le déploiement sur les CNPE du nouveau référentiel de gestion de crise post Fukushima, prenant en compte la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) qui est en capacité, au 1er janvier 2016, d'intervenir sur 6 tranches d'un même site en moins de 24 heures pour acheminer et mettre en œuvre des moyens complémentaires humains et matériels permettant d'assurer le refroidissement des réacteurs et des piscines (voir section 1.4.1.1.3 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection »).

À la suite de l'accident de Fukushima, EDF a remis en septembre 2011, comme demandé par l'ASN pour tous les exploitants d'installations nucléaires, les rapports concernant les évaluations complémentaires de sûreté (ECS) pour ses installations (voir section 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »). L'ASN a considéré dans son rapport sur les ECS remis début janvier 2012 au Premier Ministre que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant qui n'exige aucun arrêt immédiat de l'une d'entre elles. L'ASN a émis depuis, en 2012 et en 2014, une série de prescriptions destinées à renforcer la sûreté des installations. Les travaux correspondants ont été intégrés par EDF dans son programme de « Grand carénage ».

Les commissions locales d'information (CLI) sont des lieux d'information et d'échanges avec les parties prenantes locales, à proximité des sites nucléaires, dont le rôle a été renforcé par la loi en 2015 (voir section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

Le régime de responsabilité applicable aux exploitants européens et les assurances associées sont décrits à la section 2.2.7.6 (« Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires »).

Au Royaume-Uni

La sûreté est la priorité absolue affichée par EDF Energy. La sûreté et la fiabilité des centrales nucléaires d'EDF Energy reposent sur une démarche qui intègre dès leur conception, à travers les caractéristiques techniques des installations et les systèmes de sauvegarde, la notion de défense en profondeur.

Le maintien et l'amélioration de la sûreté des installations en cours d'exploitation sont assurés par la mise en place d'actions fondées sur une évaluation régulière des risques susceptibles d'affecter les centrales, notamment les événements extrêmes. Le principal objectif poursuivi est d'empêcher la survenue de tout événement susceptible d'entraîner l'émission de radiations potentiellement dangereuses pour le public, le personnel d'EDF Energy ou l'environnement.

La sûreté fait également partie intégrante des conditions d'exploitation imposées par les licences des sites, délivrées conformément au *Nuclear Installations Act* et mises en œuvre sous l'égide de l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR) et de l'*Agency of the Health and Safety Executive* (HSE). Un inspecteur de l'ONR est affecté à chaque centrale, afin de contrôler le respect des conditions fixées par la licence du site, et a le pouvoir de décider sa mise à l'arrêt, le cas échéant. La démarche sûreté des centrales s'appuie ainsi sur des normes et des procédures d'exploitation strictes, sur des compétences professionnelles ainsi que sur un processus d'organisation et de planification des tâches qui permettent de répondre à un niveau d'exigence élevé, et de garantir pour chaque activité la conformité aux normes d'assurance qualité en vigueur.

En 2012, EDF Energy s'était soumis à une évaluation « *Corporate* » par WANO. En 2015, une revue de suivi a été réalisée qui a pu apprécier les progrès réalisés et l'efficacité des plans d'actions mis en place. Une revue OSART s'est également déroulée sur le site de Sizewell B en octobre 2015.

Au titre du *Nuclear Installations Act,* des *Ionising Radiation Regulations* de 1999 et de la *Radiation Emergency Preparedness and Public Information Regulation* (REPPIR), il est nécessaire de garantir la sécurité du fonctionnement des centrales à travers la prévention des accidents et la maîtrise des situations de crise, tout en répondant au besoin de protection du personnel sur site et du public. Il est donc indispensable, conformément aux exigences des licences, de pouvoir démontrer aux organismes tiers et au public que l'organisation prévue pour faire face à toute situation de crise a été rigoureusement anticipée, notamment par la formation du personnel et la répétition régulière des exercices de crise. Les autorités locales et les autres parties prenantes externes doivent être consultées dès lors que ces mesures les concernent.

À la suite des événements de Fukushima au Japon, le Secrétaire d'État britannique a demandé à l'autorité de sûreté nucléaire d'établir un rapport sur les impacts pour le Royaume-Uni. L'Inspecteur en chef responsable de la sûreté nucléaire, le Dr Weightman, a présenté son rapport final en octobre 2011. Ce rapport confirme qu'il n'y a aucune raison de changer les stratégies actuelles d'implantation des nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni. Le régulateur s'est déclaré satisfait des réponses et des plans lancés par le gouvernement britannique et l'industrie nucléaire en réponse à ce rapport. En quatre ans, EDF Energy a mené à son terme le programme de travaux nécessaires pour améliorer la résistance de ses installations à des agressions externes extrêmes (voir section 1.4.5.1.2.1 « Production Nucléaire »).

2.2.6.2 Gestion des risques liés à la sûreté hydraulique

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté hydraulique figurent à la section 2.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe »).

En vertu de contrats de concession ou d'autorisations administratives, le Groupe exploite des ouvrages hydroélectriques. Il est responsable de leur niveau de sûreté, ce qui est sa préoccupation majeure et permanente, en tant qu'exploitant.

Les trois activités stratégiques en matière de gestion de la sûreté hydraulique sont rappelées en section 1.4.1.4.1.2 (« La sûreté hydraulique ») :

- la maîtrise des risques liés à l'exploitation : variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages.

Pour améliorer encore la gestion de ces risques, EDF a lancé en 1995, sur ses ouvrages en France métropolitaine et dans les départements d'outre-mer (DOM), une démarche de mise sous assurance qualité de ces trois activités qui a abouti fin 2003 à leur certification ISO 9001 dans chacun des groupes d'exploitation hydraulique. Ces certifications constituent la base d'une démarche de progrès continu dans la maîtrise de la sûreté hydraulique. Elles ont depuis lors été renouvelées par les organismes de certification.

Par ailleurs, la détection, l'analyse des incidents éventuels, la mise en œuvre des actions correctives et préventives, le retour d'expérience et le partage d'expérience constituent la base du processus d'amélioration du niveau de sûreté des installations. L'ensemble des actions engagées au titre de la sûreté, mais aussi de la performance contribuent à l'amélioration de la protection des personnes et des biens (voir sections 1.4.1.4.1.2 « La sûreté hydraulique » et 1.4.1.4.1.3 « La performance du parc de production hydraulique »).

L'Inspecteur pour la sûreté hydraulique du Groupe EDF, directement rattaché au Président-Directeur Général d'EDF, s'assure, pour le compte du Président, de la bonne prise en compte par les exploitants des préoccupations de sûreté dans toutes ses composantes et en rend compte dans son rapport annuel.

Les actions de sensibilisation et d'information auprès du public sur les dangers présentés par les aménagements hydroélectriques, engagées depuis une dizaine d'années, sont renouvelées chaque année. La rupture d'un barrage de retenue ou d'un ouvrage associé pourrait avoir des conséquences graves sur les personnes et les biens situés en aval. La prévention du risque majeur que représente la rupture d'un barrage par la surveillance et la maintenance des ouvrages est assurée sous le contrôle des DREAL (Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement). Les 68 plus grands barrages font l'objet d'un plan particulier d'intervention mis en œuvre sous l'autorité du préfet, conformément à l'article R. 741-18 du Code de la sécurité intérieure (voir aussi section 1.5.6.2.4 « Réglementation applicable aux installations hydrauliques »).

À ce titre, EDF a souscrit un programme d'assurance responsabilité civile générale (voir section 2.2.7.3 « Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »).

2.2.6.3 Gestion des risques liés aux installations de transport et de distribution du Groupe

Les facteurs de risques relatifs aux installations de transport et de distribution du Groupe figurent à la section 2.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-avant.

En ce qui concerne les ouvrages de transport et de distribution, les investissements réalisés prennent en compte la sécurité des biens et des personnes.

Par ailleurs, en France :

- vis-à-vis des tiers, la campagne d'information « Sous les lignes, prudence, restons à distance » se poursuit. Des actions de communication sont réalisées avec des associations et syndicats (pêcheurs, entreprises du bâtiment et des travaux publics (BTP), caisses de la Mutualité sociale agricole (MSA), etc.) pour rappeler les dangers induits par la manipulation d'outils à proximité de lignes aériennes sous tension ainsi que des actions de formation pour réduire les dommages aux ouvrages et destinées aux professionnels du BTP ;
- vis-à-vis des exploitants des réseaux et de leurs prestataires, les interventions sont réalisées par du personnel habilité dans le cadre de la norme UTE C 18-510. Ce personnel est formé à la maîtrise du risque électrique, astreint à des contrôles périodiques des connaissances et au contrôle de la hiérarchie, notamment lors des visites de chantier. Les personnels habilités aux travaux sous tension doivent en outre réaliser un volume minimum d'interventions sous tension, variable selon le type de travaux, pour conserver leurs compétences.

2.2.6.4 Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires des activités du Groupe

Les activités du Groupe pourraient, en l'absence d'une gestion adéquate, être à l'origine d'accidents industriels ou avoir d'importants impacts environnementaux et sanitaires, en particulier pour les installations de production, de transport ou de stockage d'électricité, de gaz ou de pétrole.

Elles sont de ce fait soumises à des réglementations spécifiques (voir section 1.5.6.2 « Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF »).

Ces risques d'atteinte au milieu naturel ou à la santé des riverains, du personnel du Groupe et de ses sous-traitants sont encadrés par des règles de plus en plus contraignantes en matière environnementale et en matière de santé publique. Les facteurs de risques correspondants figurent à la section 2.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe »).

La politique environnementale du Groupe intègre notamment l'évolution des grands dossiers environnementaux tels que la lutte contre le changement climatique, les atteintes à la biodiversité, etc.

La mise en œuvre opérationnelle de cette politique s'appuie sur le déploiement d'un système de *management* environnemental (SME) au sein de l'ensemble des entités du Groupe ayant une influence directe ou indirecte sur les impacts environnementaux. La mise en place de ce SME permet de garantir un meilleur contrôle de la connaissance et de l'application de la réglementation et d'anticiper les évolutions réglementaires. Ce système est certifié ISO 14001 depuis avril 2002 (voir section 3.2.2.1.1 « Système de *management* environnemental (SME) »). En ce qui concerne les accidents industriels, la norme ISO 14001 implique la mise en œuvre d'un ensemble contrôlé d'actions planifiées et systématiques, en particulier pour ce qui concerne la prévention des risques majeurs, les tests de situations d'urgence et la gestion de la sécurité. À ce titre, le Groupe a souscrit un programme d'assurance responsabilité générale (voir section 2.2.7.3 « Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »).

Chaque année, des audits de suivi sont réalisés par un organisme accrédité externe au groupe EDF sur les entités formant le périmètre de certification. En mai 2015, un nouveau certificat ISO 14001 pour le Groupe a été obtenu, intégrant désormais Dalkia (voir section 3.2.2.1.1 « Système de *management* environnemental (SME) »).

2.2.7 ASSURANCES

Pour assurer la protection du patrimoine et limiter les conséquences de certains événements sur sa situation financière, le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dédiés à la couverture de ses principaux risques en matière de dommages aux biens, de responsabilité civile et d'assurances de personnes, étant précisé que les risques nucléaires font l'objet d'un régime de responsabilité civile dérogatoire décrit ci-dessous.

2.2.7.1 Organisation et Politique Assurances

La Division Assurances Groupe est responsable de la production de la Politique Assurances du groupe EDF et de l'organisation de sa mise en œuvre dans l'ensemble du Groupe, afin d'optimiser continuellement le coût global de ses risques assurables [1].

Ses missions sont :

- d'analyser en continu la couverture des risques du groupe EDF en liaison avec la Direction des Risques Groupe : approche par métiers, par entités, par projets ;

1. *Risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs.*

- d'établir les règles qui permettent, sur l'ensemble du périmètre du Groupe, de couvrir tous les risques qui doivent et peuvent l'être, ainsi que d'en optimiser le coût global et d'en maîtriser la volatilité ;
- de veiller à la promotion et à la mise en œuvre de ces règles sur l'ensemble des entités du Groupe, par les moyens appropriés, et dans le respect des règles de gouvernance ; et
- de développer et piloter les outils nécessaires pour accomplir les missions ci-dessus, y compris les filiales dont la Division Assurances est la Direction de rattachement : EDF Assurances et les sociétés captives d'assurance du Groupe (voir section 2.2.7.2 « Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance »).

Les Responsables Assurances des entités et des filiales contrôlées adhérant aux programmes Groupe veillent à :

- s'assurer de l'exhaustivité des risques assurés ;
- formaliser les visites de prévention et le suivi des recommandations en découlant ;
- revoir les stratégies de couverture et les montants déclarés (quantification des risques) ;
- analyser la sinistralité et la gestion des sinistres.

Ce travail, mené en étroite collaboration avec la Division Assurances Groupe, permet d'améliorer en continu la qualité des informations sur les risques assurables au rythme des renouvellements des programmes (expertise des valeurs assurées de nombreux sites) et des visites de prévention (évaluation des sinistres maxima possibles – SMP). Dans le cadre des actions de prévention, la Division Assurances définit les programmes des visites de sites et suit leur réalisation.

La Politique Assurances du Groupe a été validée par le Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière Groupe en octobre 2012. Sa mise en œuvre est présentée annuellement au Comité d'audit d'EDF.

La finalité

La Politique Assurances précise les risques que le Groupe décide de transférer au marché et les principes généraux d'optimisation de ces transferts : massification des achats grâce à la mise en place de programmes d'assurances Groupe (communs pour EDF et les filiales concernées), partage entre marchés traditionnels et autres types de couvertures (mutuelles spécialisées, transfert aux marchés financiers, etc.), franchises individuelles et Groupe (généralement, seuls les risques de grande ampleur sont transférés), optimisation des dépenses d'intermédiation.

Les modalités de mise en œuvre

Depuis 2004, un point de situation et des coûts de couverture des risques d'EDF par l'assurance ou par le transfert des risques aux marchés financiers est présenté annuellement en Comité d'audit.

Depuis 2011, un Comité d'Orientations Stratégiques Assurances (COSA), présidé par le Directeur Exécutif Groupe en charge des Finances, nourrit la réflexion entre les métiers et les financiers sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la Politique Assurances, notamment les principales caractéristiques des programmes de couverture des risques assurables.

L'échange d'informations entre la Direction des Risques Groupe (voir section 2.2.2.1 « Processus de cartographie des risques ») et la Division Assurances Groupe a été systématisé de manière à ce que les deux Directions puissent bénéficier d'une vision consolidée et aussi exhaustive que possible des risques du Groupe. À partir de cette vision partagée, EDF est en mesure de rechercher une couverture adaptée des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par le Groupe en la matière.

EDF a mis en place ses programmes d'assurance Groupe en les étendant largement aux filiales contrôlées, afin, d'une part, d'homogénéiser les couvertures de risques et d'en rationaliser la gestion et, d'autre part, de maîtriser les coûts d'assurance correspondants.

Le Code de l'énergie a progressivement amené RTE à transférer sur le marché des assurances les garanties des programmes d'assurance du groupe EDF. RTE est totalement sorti des programmes d'assurance du Groupe EDF au 31 mars 2015.

Les contrats d'assurance, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions, des limites et des sous-limites.

2.2.7.2 Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance

Comme l'ensemble des grands groupes français et étrangers, EDF a recours à des captives et à des mutuelles qui permettent de compléter les couvertures données par les marchés traditionnels de l'assurance.

Les captives d'EDF sont les suivantes :

- Wagram Insurance Company Ltd., société d'assurance créée en 2003 à Dublin, qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- Océane Re, société de réassurance créée en 2003 au Luxembourg pour réassurer le risque de responsabilité civile nucléaire d'EDF ;
- Scintilla Re, société de réassurance créée en 2013 au Luxembourg, en vue de la mutualisation des couvertures responsabilité civile nucléaire avec EDF Energy lors de la mise en place de la convention de Paris révisée.

EDF participe, en tant que membre, à la mutuelle *Oil Insurance Limited* (OIL) pour faire face aux risques de dommages (hors réseaux aériens) sur les biens propres ou en concession du Groupe (EDF et ses filiales consolidées). OIL est une mutuelle d'assurance dédiée aux besoins des entreprises du secteur de l'énergie, qui offre à ses membres une couverture des dommages matériels. Le périmètre couvert comprend notamment les centrales nucléaires (partie conventionnelle), les centrales thermiques à flamme, les ouvrages hydrauliques, les postes de transformation des réseaux, ainsi que les actifs d'exploration et production.

Les programmes d'assurances dommages du Groupe combinent cette couverture apportée par OIL et des couvertures apportées par des assureurs du marché.

EDF participe également à ELINI *(European Liability Insurance for the Nuclear Industry),* EMANI *(European Mutual Association for Nuclear Insurance),* NIRA *(Nuclear Industry Reinsurance Association)* et Blue Re, mutuelles d'exploitants nucléaires européens qui gèrent des couvertures dans ce domaine.

Les captives et les mutuelles permettent à EDF de diminuer le coût de ses programmes d'assurance et le montant des primes payées au marché de l'assurance.

2.2.7.3 Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)

EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile générale couvrant EDF, ERDF et leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile, hors dommages nucléaires, pouvant leur incomber dans le cadre de leurs activités à raison de dommages causés aux tiers. Sont notamment garantis les risques de responsabilité civile liés à l'exploitation des ouvrages (barrages hydroélectriques, centrales thermiques à flamme, postes de transformation et autres ouvrages de réseaux), les risques liés au développement des activités du Groupe dans les énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque, etc.), ainsi que les risques liés aux atteintes à l'environnement (rejet de substance solide, liquide ou gazeuse).

Ces garanties sont achetées dans la limite des capacités disponibles à des conditions économiques acceptables sur les marchés de l'assurance et de la réassurance. Le plafond maximal de couverture est de 1 milliard d'euros. Pour ce programme, la part de risque conservée par le Groupe (« rétention »), y compris la participation de Wagram Insurance Company Ltd., n'excède pas 5 millions d'euros par incident, les filiales disposant généralement de franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

2.2.7.4 Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux

EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile des mandataires sociaux couvrant les dirigeants et mandataires sociaux d'EDF, de RTE, d'ERDF et de leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions de dirigeants.

2.2.7.5 Assurance dommages (hors biens nucléaires)

2.2.7.5.1 Programme dommages conventionnels

Le périmètre du programme dommages conventionnels comprend EDF, ERDF, EDF Energy, Edison, Dalkia ainsi que de nombreuses autres filiales.

Wagram Insurance Company Ltd., captive d'assurance du Groupe, ainsi que des assureurs et réassureurs apportent, en complément des couvertures OIL, des extensions de couverture de dommages aux biens et de perte d'exploitation permettant de porter la limite maximale à 1 milliard d'euros.

Pour ce programme dommages conventionnels, la rétention du Groupe sur un sinistre, comprenant la franchise (variable selon les filiales) et la part de risque conservée par Wagram Insurance Company Ltd., n'excède pas 25 millions d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales, une couverture des pertes d'exploitation en cas de dommage matériel, contrairement à EDF qui ne dispose pas de cette garantie. Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont décrites à la section 2.2.6 (« Gestion des risques industriels et environnementaux »).

RTE a souscrit un programme dommages conventionnels spécifique pour ses propres biens.

2.2.7.5.2 Couverture des risques « construction »

EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices tous risques chantier et tous risques montage). Ces polices ne font pas partie d'un programme Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tel que l'EPR de Flamanville, la construction de centrales à cycles combinés, de barrages, de turbine à combustion, etc.

Ces couvertures font l'objet de suivis spécifiques et sont renégociées en cas d'aléas sur les chantiers.

2.2.7.5.3 Couverture tempêtes

ERDF a conclu avec Natixis, le 11 août 2011, un contrat d'une durée de cinq ans dont l'objet est de couvrir le réseau aérien de distribution d'ERDF contre les conséquences de tempêtes de grande ampleur. Avec une capacité de couverture de 150 millions d'euros, cette opération de type *cat-bond* déclencherait, en cas de sinistre, une indemnisation paramétrique reposant sur un indice fonction de la vitesse du vent. Cette couverture a pris fin par anticipation le 15 septembre 2015. Une couverture temporaire de 150 millions d'euros, basée sur le même indice, a été conclue le 25 septembre 2015 avec Swiss Re jusqu'au 30 avril 2016.

Par ailleurs, un contrat a été signé le 16 décembre 2011 avec Swiss Re jusqu'au 27 décembre 2015 d'une capacité totale de couverture de 40 millions d'euros, reconstituable une fois. Une couverture temporaire de 40 millions d'euros, basée sur le même indice, a été conclue le 14 décembre 2015 avec Swiss Re jusqu'au 30 avril 2016.

2.2.7.6 Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires

2.2.7.6.1 Responsabilité civile d'exploitant nucléaire

Les polices d'assurance souscrites par EDF sont conformes à la loi française n° 68-943 du 30 octobre 1968, modifiée par la loi n° 90-488 du 16 juin 1990, qui a traduit les obligations, en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires, résultant de la convention de Paris (voir section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »). Cette réglementation a été codifiée dans le Code de l'environnement. En vue de garantir la disponibilité des fonds requis du fait de ces obligations, EDF a opté pour la conclusion de polices d'assurance auprès d'Allianz (AGCS) et de la mutuelle d'assurances européenne *European Liability Insurance for the Nuclear Industry* (ELINI), conformément aux plafonds de responsabilité fixés par la réglementation en cas d'accident.

Pour les accidents sur site, le montant total couvert est de 91,5 millions d'euros par accident nucléaire jusqu'au 17 février 2016. Conformément à la réglementation, ces contrats ne prévoient aucune franchise. La société Océane Re, captive de réassurance du Groupe, participe à ce risque via les contrats de réassurance qu'elle émet au profit d'Allianz et d'ELINI.

EDF Energy exploite des centrales nucléaires au Royaume-Uni. Dans ce pays, le régime de la responsabilité civile nucléaire de l'exploitant est comparable au régime français, et EDF Energy est assurée à hauteur de 140 millions de livres sterling, montant qui constitue la limite actuelle de la responsabilité civile des exploitants nucléaires au Royaume-Uni. Depuis le 1er janvier 2014, cette assurance est fournie par ELINI et Wagram Insurance Company Ltd, captive d'assurance du Groupe. La société Océane Re participe à ce risque en vertu du contrat de réassurance qu'elle émet au profit de Wagram Insurance Company Ltd.

Nouvelles dispositions suite aux évolutions réglementaires

Des protocoles portant modification de la convention de Paris et de la convention de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004, mais ne sont toujours pas en vigueur.

En France, la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte a été promulguée le 17 août 2015.

Elle modifie les dispositions des articles L. 597-28 et L. 597-32 du Code de l'environnement et en particulier les limites de la responsabilité des exploitants nucléaires qui sont passées, depuis le 18 février 2016, respectivement à 700 millions d'euros pour les installations nucléaires (70 millions d'euros pour les installations à risques réduits) et à 80 millions d'euros pour les risques en cours de transport.

Les exploitants doivent disposer des garanties financières, à hauteur des nouveaux montants de responsabilité, depuis le 18 février 2016.

C'est dans ce contexte qu'EDF a publié un avis de marché le 10 août 2015 sous l'intitulé « Programme d'assurance Responsabilité Civile Nucléaire (RCN) d'EDF SA » pour l'obtention et la mise en place des garanties d'assurance visant à couvrir sa responsabilité civile nucléaire et la gestion de sinistres associée et ce, dès l'entrée en vigueur des dispositions de la LTE.

Le Groupe a validé un partage de la couverture entre le marché de l'assurance nucléaire et les captives du Groupe ; l'objectif étant la conformité de ces polices à la convention de Paris, combinée à la maîtrise de l'impact financier généré par les nouvelles obligations de la loi. Il a mis en place un placement conforme à ces orientations auprès des captives du groupe EDF, auprès d'AXA (réassuré par Assuratome, le *pool* nucléaire français), et auprès d'ELINI (mutuelle nucléaire).

Au Royaume-Uni, le projet de texte de transposition des protocoles en droit anglais prévoit que les obligations des opérateurs britanniques seront portées à 700 millions d'euros et augmenteront progressivement sur une période de cinq années jusqu'à un plafond de 1,2 milliard d'euros.

Avant de ratifier le protocole de 2004, le Royaume-Uni souhaite une clarification de la part de la Commission européenne concernant la compatibilité de son intervention avec les règles de l'Union européenne en matière d'aides d'État ; d'autres pays partagent ce point de vue.

Pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir la section 1.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

2.2.7.6.2 Responsabilité civile transport nucléaire

La responsabilité civile en matière de transports de substances nucléaires, conformément à la convention de Paris, est portée par l'exploitant « expéditeur » (sauf dispositions contractuelles contraires) et est actuellement limitée à 22,9 millions d'euros jusqu'au 17 février 2016. Ce montant est porté à 80 millions d'euros avec un périmètre de dommages inchangé à partir du 18 février 2016 (pour plus de détails voir la section 2.2.7.6.1 « Responsabilité civile d'exploitant nucléaire » et la section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »), puis sera étendu à un périmètre de dommages indemnisables plus large lors de la mise en application de la convention de Paris révisée.

2.2.7.6.3 Assurances dommages aux installations nucléaires

En complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL, les dommages matériels (y compris à la suite d'un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et d'EDF Energy au Royaume-Uni ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance commun faisant principalement appel au *pool* anglais NRI, à AXA et Allianz (réassurés par Assuratome, le *pool* nucléaire français) et à EMANI (mutuelle nucléaire) (voir sections 2.2.7.2 « Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance » et 2.2.7.7 « Primes »), pour une capacité totale de 1 760 millions d'euros au-delà d'un montant de 240 millions d'euros. Le programme Groupe couvrant les centrales françaises et britanniques a été renouvelé au 1er avril 2015 pour une durée de trois ans, jusqu'au 30 mars 2018.

Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG *(Constellation Energy Nuclear Group)* aux États-Unis, EDF Inc. est membre de NEIL (*Nuclear Electric Insurance Limited* – mutuelle nucléaire).

2.2.7.7 Primes

Le montant total des primes des assurances des programmes Groupe, tous types de couvertures confondus, s'élève à 154,3 millions d'euros en 2015 contre 146 millions d'euros en 2014, hors assurances de personnes, dont 65,5 millions d'euros pris en charge par EDF et 17,5 millions d'euros au titre des couvertures réseaux aériens d'ERDF. EDF considère que les polices souscrites dans le cadre de la Politique Assurances Groupe sont en adéquation avec les capacités d'offre actuelle du marché de l'assurance pour des acteurs de taille et d'activité similaires dans le monde, notamment en ce qui concerne les plafonds et les franchises de garantie. La nature, les montants assurés et les prix des couvertures d'assurances mises en place sont susceptibles d'être modifiés à tout moment en fonction des conditions de marché, du rythme de déploiement des programmes d'assurance et de l'appréciation du Conseil d'administration d'EDF sur les risques et sur l'adéquation de leurs couvertures.

2.3 Facteurs de dépendance

Le groupe EDF estime ne pas être en situation de dépendance vis-à-vis d'un client particulier.

Pour ce qui concerne les fournisseurs, EDF et ERDF s'adressent à 26 121 fournisseurs en 2015 (contre 26 349 en 2014 et 24 620 en 2013). Les cinq premiers fournisseurs d'EDF et d'ERDF représentent 10,8 % (15 % en 2014 et 12,6 % en 2013) du montant commandé total d'EDF (hors achat de combustible) et d'ERDF, et les dix premiers représentent 15,1 % (20,8 % en 2014 et 17,5 % en 2013).

Certains fournisseurs et sous-traitants de produits ou prestations achetés par le Groupe dans le cadre de son activité ne sont pas substituables.

La question de la dépendance d'EDF vis-à-vis de ses fournisseurs se présente essentiellement dans le domaine du nucléaire et, dans une moindre mesure, dans les domaines de l'informatique et des télécommunications pour des moyens de transmission spécifiques et sécurisés.

Le groupe EDF a développé une compétence d'architecte-ensemblier de son parc de production et d'intégrateur du cycle du combustible nucléaire, compétence qui lui apporte une expertise technique indépendante de celle de ses fournisseurs.

Enfin, le groupe EDF a des relations commerciales très importantes avec le groupe AREVA, qui intervient lors de chacune des étapes du cycle du combustible nucléaire. Le groupe AREVA intervient également dans le domaine de la construction et de la maintenance du parc de production nucléaire. En France, le groupe AREVA est le premier fournisseur d'EDF dans le domaine nucléaire, et EDF est le premier client du groupe AREVA. À cet égard, EDF estime être en situation d'interdépendance vis-à-vis du groupe AREVA. Les deux groupes ont signé en juillet 2015 un protocole d'accord portant sur le devenir des activités d'AREVA NP, mais comportant également un volet stratégique et industriel global, de façon à renforcer leur coopération (voir section 1.4.1.2.3.2 « Protocole d'accord avec AREVA »).

2.3.1 DOMAINE DU CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE

Les relations entre le groupe EDF et le groupe AREVA relatives au cycle du combustible sont régies par des contrats pluriannuels.

Pour l'amont du cycle du combustible nucléaire (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « L'amont du cycle »), EDF s'appuie pour une part importante sur le groupe AREVA, qui représentait en 2015 de l'ordre de 44 % des achats d'EDF (50 % en 2014) :

- pour ses besoins en uranium naturel, EDF poursuit une politique de diversification en termes d'origines et de fournisseurs de ses sources d'approvisionnement ; le groupe AREVA reste un fournisseur important d'EDF dans ce domaine ;
- en matière de conversion, une part importante des besoins d'EDF est assurée par l'usine Comurhex du groupe AREVA, en concurrence avec d'autres fournisseurs mondiaux ;
- dans le domaine de l'enrichissement, EDF a également diversifié ses approvisionnements entre les grands fournisseurs mondiaux. Après une interruption liée à l'arrêt définitif de l'usine d'Eurodif, les prestations d'AREVA pour le groupe EDF ont repris en 2013 et la nouvelle usine d'AREVA, Georges-Besse II, assure désormais une part significative de ces services (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés ») ;
- pour la fabrication des assemblages de combustible, EDF fait appel à deux fournisseurs : les groupes AREVA et Westinghouse.

Pour l'aval du cycle du combustible nucléaire (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – «L'aval du cycle »), l'intégralité des opérations en France est confiée au groupe AREVA :

- la gestion du combustible usé (évacuation, entreposage et traitement) est assurée dans l'usine du groupe AREVA de La Hague. Ces opérations, ainsi que le recyclage des produits issus du traitement, sont formalisées pour la période 2008-2040 dans l'accord-cadre EDF-AREVA du 19 décembre 2008 et décliné dans des contrats d'application successifs (voir note 29.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015). Pour la période 2016-2023, le contrat y afférent a été signé en février 2016 (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « L'aval du cycle ») ;
- le recyclage, qui couvre la fabrication du combustible MOX, est pour sa part assuré dans l'usine AREVA de MELOX.

2.3.2 DOMAINE DU DÉVELOPPEMENT ET DE LA MAINTENANCE DES CENTRALES

Le groupe AREVA est le principal fournisseur du groupe EDF en ce qui concerne la construction et la maintenance des centrales. En particulier, le groupe AREVA fournit les chaudières nucléaires, leurs pièces de rechange et les études de sûreté correspondantes. EDF a ainsi signé en 2011 avec AREVA deux contrats significatifs, l'un portant sur la fabrication de 32 des 44 générateurs de vapeur destinés aux tranches 1 300 MW, l'autre portant sur la rénovation des systèmes de contrôle-commande des réacteurs du palier 1 300 MW à l'occasion de leur troisième visite décennale. Les fabrications des générateurs de vapeur, objet du premier contrat, sont en cours. S'agissant du deuxième contrat, la première installation a été réalisée avec succès, courant 2015, sur la tranche 2 de la centrale de Paluel. En outre, depuis plusieurs années, une diversification a été engagée, en particulier auprès de Westinghouse et de Mitsubishi, pour le remplacement de certains gros composants de la chaudière (12 des 44 générateurs de vapeur du palier 1 300 MW seront fournis par Westinghouse) et la fourniture de services de maintenance.

Pour préparer le renouvellement de son parc de production, EDF a choisi de s'appuyer sur la technologie EPR, développée avec le groupe AREVA, en lançant la réalisation de la centrale EPR de Flamanville, pour laquelle EDF a conclu en 2007 un contrat avec AREVA pour la fourniture de la chaudière.

EDF entretient également des relations avec le groupe Alstom pour la maintenance de certains composants de ses centrales nucléaires et thermiques. Par ailleurs, Alstom est le fournisseur de la salle des machines de l'EPR de Flamanville 3. Les produits et services fournis par Alstom à EDF sont particulièrement importants pour ce qui concerne la maintenance des groupes turbo-alternateurs des centrales nucléaires, ainsi que pour la maintenance de certains gros composants du parc thermique.

EDF n'estime pas être en situation de dépendance vis-à-vis du groupe Alstom, qui est mis en concurrence sur la plupart de ses activités. Pour autant, EDF a veillé à préserver ses intérêts dans le domaine nucléaire lors du rachat par General Electric de la branche Énergie d'Alstom. L'enjeu principal pour EDF est double :

- garantir, à un coût acceptable et jusqu'à la fin de vie de chaque palier, la capacité industrielle nécessaire au maintien en condition opérationnelle et la prolongation de la durée de vie du parc de production nucléaire exploité par EDF, en France et au Royaume-Uni, y compris les réacteurs EPR de Flamanville 3 et d'Hinckley Point C ;
- assurer la disponibilité pour EDF, pour les projets nucléaires futurs, d'une offre turbine à des conditions technico-économiques performantes.

La préservation de ces intérêts stratégiques repose sur des accords-cadres et la création d'une filiale commune GEAST dédiée aux activités concernant la salle des machines des centrales nucléaires.

2.4 Procédures judiciaires et arbitrages

Dans le cours normal de ses activités, le Groupe est impliqué dans un certain nombre de procédures judiciaires, arbitrales et administratives. Les charges qui peuvent résulter de ces procédures ne sont provisionnées que lorsqu'elles sont probables et que leur montant peut être soit quantifié, soit estimé dans une fourchette raisonnable. Dans ce dernier cas, le montant provisionné est déterminé au cas par cas sur la base de la meilleure estimation possible. Le montant des provisions retenu est fondé sur l'appréciation du niveau de risque au cas par cas et ne dépend pas en premier lieu du stade d'avancement des procédures, étant précisé que la survenance d'événements en cours de procédure peut toutefois entraîner une réappréciation de ce risque.

À l'exception des procédures décrites ci-dessous, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, d'autre procédure administrative, judiciaire ou d'arbitrage, y compris en suspens ou dont elle serait menacée, susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et/ou du Groupe.

2.4.1 PROCÉDURES CONCERNANT EDF

Réseau d'Alimentation Général (RAG)

La Commission européenne a engagé en octobre 2002 une procédure contre la France considérant qu'une aide d'État aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1er janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros en principal. Le 11 février 2004, l'État a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros, comprenant le principal et les intérêts. Ce montant a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés européennes, devenu le Tribunal de l'Union européenne. Le Tribunal a rendu, le 15 décembre 2009, un arrêt annulant la décision de la Commission du 16 décembre 2003, considérant qu'elle aurait dû, dans son appréciation, appliquer le critère de l'investisseur avisé en économie de marché pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État. Cet arrêt étant exécutoire, l'État a reversé à EDF la somme de 1 224 millions d'euros le 30 décembre 2009. Le 26 février 2010, la Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal. Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

Le 2 mai 2013, la Commission européenne a décidé de rouvrir son enquête, afin de vérifier, conformément aux critères établis par les juridictions européennes, si l'État a agi comme un investisseur avisé en économie de marché. Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a rendu une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du RAG, en estimant que la franchise d'impôt accordée à EDF ne pouvait être assimilée à un investissement motivé par des raisons économiques. En conséquence de cette décision, l'État a ordonné à EDF le remboursement de la somme correspondant au montant de l'aide allouée, augmentée des intérêts selon les modalités fixées par la Commission européenne, soit la somme de 1,38 milliard d'euros.

EDF a pris acte de cette décision et a procédé au remboursement des sommes exigées. Le Groupe conteste toutefois l'existence d'une aide d'État illicite et a déposé le 22 décembre 2015 un recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne.

Mise en concurrence des concessions hydroélectriques en France

La Direction Générale de la Concurrence de la Commission européenne (CE) a ouvert une procédure contre l'État français concernant les concessions hydroélectriques en France, sur le fondement de l'article 106 chapitre 1 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) lu en combinaison avec l'article 102 du même traité.

Dans ce cadre, la CE a adressé à l'État français le 22 octobre 2015 une lettre de mise en demeure, dans laquelle elle considère que l'attribution et le maintien au bénéfice d'EDF de l'essentiel des concessions hydroélectriques en France constitueraient une infraction aux dispositions précitées en ce que ces mesures renforceraient la position dominante d'EDF sur les marchés français de la fourniture d'électricité au détail.

L'État a disposé d'un délai de deux mois pour répondre à la mise en demeure, qui a amorcé une phase d'échange contradictoire entre l'État et la CE et ne préjuge pas de la décision finale de cette dernière. En tant que principal tiers intéressé, EDF a reçu une copie de cette mise en demeure et a adressé à la Commission européenne ses observations en réponse à la mise en demeure le 4 janvier 2016, contestant fermement l'analyse de la CE et les éléments factuels sur lesquels cette analyse est fondée.

Amiante

EDF a, par le passé, utilisé des matériaux contenant de l'amiante. Ainsi, certains personnels, notamment des métiers de la maintenance des centrales thermiques, ont pu être exposés, principalement avant les mesures de substitution ou de protection mises en place par EDF à partir de la fin des années 1970.

En France, EDF et ERDF ont fait l'objet, de 1997 à fin décembre 2015, de 634 actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable en relation avec une exposition à l'amiante de son personnel en milieu professionnel. La reconnaissance d'une telle faute peut entraîner le versement d'indemnités complémentaires à la charge de l'employeur aux victimes ou à leurs ayants droit.

Le nombre de contentieux initiés s'est stabilisé depuis 2010 (de l'ordre de 20 nouveaux dossiers chaque année). La charge financière supportée par la CNIEG (Caisse de retraite des IEG) ne devrait donc pas varier sensiblement. Le risque financier est provisionné dans les comptes d'EDF à hauteur de 30 millions d'euros depuis 2008.

À fin décembre 2015, le montant cumulé des condamnations définitives d'EDF s'agissant d'actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable de l'employeur s'élève à 26,6 millions d'euros environ.

Solaire Direct

Le 17 décembre 2013, l'Autorité de la concurrence (ADLC) a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 13,5 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante qui auraient permis, selon l'ADLC, de favoriser ses filiales actives dans le secteur photovoltaïque au détriment d'autres acteurs du marché. L'ADLC reproche à EDF d'avoir mis à disposition de ses filiales divers moyens matériels et immatériels non reproductibles par les concurrents (notamment, marque Bleu Ciel®, marque et logo, fichier clients), entretenant de ce fait une confusion dans l'esprit des consommateurs entre son activité de fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés et celle de ses filiales actives dans le secteur photovoltaïque. EDF avait fait appel de cette décision devant la Cour d'Appel de Paris.

Le 21 mai 2015, la Cour d'Appel de Paris a partiellement réformé la décision de l'ADLC et annulé la sanction relative à l'utilisation de la marque et du logo EDF pour la période 2009-2010 ainsi que la majoration de la sanction au titre de la réitération. Au final, le montant de la sanction initiale est réduit d'environ 42 %. L'amende a ainsi été ramenée de 13,5 millions d'euros à 7,9 millions.

L'ADLC s'est pourvue en cassation le 16 juin 2015. EDF a également formé un pourvoi le 19 juin 2015. L'arrêt de la Cour de Cassation est attendu pour la fin de l'année 2016

Contentieux indemnitaires d'opérateurs photovoltaïques

Le 26 juillet 2013, le liquidateur de la société Evasol, acteur du secteur des économies d'énergie, a assigné les sociétés EDF, EDF EN, EDF ENR et EDF ENR Solaire devant le Tribunal de commerce de Lyon. L'assignation fait état de violations alléguées du droit de la concurrence par ces sociétés dans le secteur du photovoltaïque en France, qui seraient la cause directe de la liquidation de la société Evasol, et d'une demande de dommages et intérêts de 33 millions d'euros. Le 7 avril 2015, le Tribunal de commerce de Lyon a prononcé la radiation de l'affaire, suite à la cessation d'activité professionnelle du conseil d'Evasol.

Le 13 mai 2014, Solaire Direct a assigné les sociétés EDF, EDF EN, EDF ENR et EDF ENR Solaire devant le Tribunal de commerce de Paris, en vue d'obtenir réparation du dommage qu'elle aurait subi au titre des pratiques ayant fait l'objet de la décision de l'ADLC du 17 décembre 2013, évalué par Solaire Direct à 8,7 millions d'euros. Le Tribunal avait prononcé un sursis à statuer le 16 décembre 2014, dans l'attente de l'arrêt de la Cour d'Appel de Paris statuant sur le recours d'EDF contre la décision de l'ADLC précitée. L'arrêt de la Cour d'Appel est intervenu le 21 mai 2015. L'affaire n'a pas été réinscrite au rôle à ce jour.

Le 11 décembre 2014, les sociétés Apem Énergie, Arkeos, Biosystem-AD, Cap Eco Énergie, Cap Sud, Isowatt, PCI-m, Photen et Sol'Air Confort ont assigné les sociétés EDF, EDF ENR et EDF ENR Solaire devant le Tribunal de commerce de Paris sur le même fondement. Elles réclament le paiement d'une somme de 15 millions d'euros au titre des dommages et intérêts.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

L'annonce par les pouvoirs publics à l'automne 2009 d'une prochaine révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque a provoqué une augmentation massive des dépôts de demandes de contrats d'achat, susceptible d'engendrer un alourdissement très significatif des charges à compenser par la CSPE. Plusieurs arrêtés ministériels successifs ont ainsi baissé les tarifs d'achat.

Ces baisses n'ayant pas été suffisantes pour enrayer l'afflux de demandes de contrats, le Gouvernement a, par décret du 9 décembre 2010, suspendu provisoirement et rétroactivement l'obligation d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque pesant sur EDF et revu à la baisse les tarifs d'achat pour les producteurs n'ayant pas finalisé leur demande de raccordement au plus tard le 1er décembre 2010.

Dans ce contexte, un certain nombre de producteurs ont intenté des procédures contre EDF visant à obtenir le bénéfice du tarif d'achat le plus favorable ou à échapper à la suspension.

Devant l'Autorité de la concurrence, la société SUN'R a déposé une plainte le 21 juin 2012 contre EDF et ERDF, assortie d'une demande de mesures conservatoires. La société SUN'R reprochait à ERDF des retards dans la procédure de raccordement de ses installations photovoltaïques et à EDF des retards dans la mise en œuvre des contrats d'obligation d'achat et le paiement des factures afférentes. En outre, selon SUN'R, EDF ENR aurait bénéficié d'un traitement privilégié pour le raccordement de ses installations par ERDF et le paiement de ses factures par EDF.

Par une décision du 14 février 2013, l'ADLC a rejeté toutes les demandes de mesures conservatoires de SUN'R, mais a décidé de poursuivre l'instruction au fond. Cette décision ne préjuge en rien le résultat de la procédure. Si l'ADLC devait, au terme de son instruction, conclure à l'existence de pratiques anticoncurrentielles, elle pourrait être conduite à prononcer notamment une sanction financière en application des dispositions de l'article L. 464-2 du Code de commerce. Les sanctions éventuelles sont proportionnées à la gravité des faits reprochés, à l'importance du dommage à l'économie et à la situation de l'entreprise, dans la limite d'un montant maximum potentiel de 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxe de l'entreprise.

Parallèlement, SUN'R a formé le 29 août 2012 une requête en référé-expertise et provision devant le Tribunal administratif de Paris, assortie d'une demande d'indemnité provisionnelle de 1 million d'euros concernant EDF et 2,5 millions d'euros concernant ERDF. Par une ordonnance du 27 novembre 2012, le juge des référés du Tribunal administratif de Paris a rejeté cette requête.

Le 30 avril 2015, SUN'R a assigné ERDF et EDF SA devant le Tribunal de commerce de Paris, afin d'obtenir l'indemnisation du préjudice que lui auraient causé les retards dans le processus de raccordement au réseau de distribution d'électricité de ses projets de centrales de production d'énergie d'origine solaire. Elle demande au Tribunal de sursoir à statuer et réclame, dans l'attente de la décision au fond de l'Autorité de la concurrence, le paiement d'une somme provisionnelle de 10 millions d'euros à valoir sur son préjudice.

Le 24 novembre 2015, les sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar ont assigné ERDF et EDF SA devant le Tribunal de commerce de Paris sur le même fondement. Elles sollicitent à ce jour près de 4 millions d'euros au titre du préjudice allégué mais demandent au Tribunal de sursoir à statuer jusqu'à la décision au fond de l'Autorité de la concurrence.

Par ailleurs, en Corse et dans les DOM, où EDF a également la qualité de gestionnaire de réseaux, certains producteurs ont engagé des actions indemnitaires à son encontre.

En effet, compte tenu de l'augmentation très importante des demandes de raccordement pour des installations photovoltaïques et malgré les moyens mis en place pour y faire face, EDF n'a pas toujours été en mesure de respecter les délais fixés dans les procédures de raccordement, si bien que des producteurs cherchent à obtenir réparation du manque à gagner qu'ils estiment avoir subi du fait de ces retards et qui les aurait fait tomber sous le coup de la suspension de l'obligation d'achat.

Si certaines décisions rendues en première instance ont rejeté l'ensemble des demandes des requérants, d'autres leur ont accordé des indemnités.

Contestant la mise en cause de sa responsabilité, EDF a systématiquement interjeté appel contre les jugements défavorables rendus en première instance.

Enquête plafonnements CSPE

Le 27 mars 2014, la Commission européenne a ouvert une enquête approfondie concernant les réductions sur la Contribution au Service Public de l'Électricité en France (CSPE) accordées aux grands consommateurs d'énergie et aux autoproducteurs sur le fondement des règles sur les aides d'État. En tant que tiers intéressé, EDF a présenté ses observations à la Commission européenne sur la décision, suite à sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne* le 3 octobre 2014.

Enquête mécanisme de capacité

Le 13 novembre 2015, la Commission européenne a ouvert une enquête approfondie concernant la mise en œuvre du mécanisme de capacité français afin d'évaluer sa conformité aux règles de l'UE en matière d'aides d'État. En tant que tiers intéressé, EDF a présenté ses observations à la Commission européenne sur cette décision, suite à sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne* le 5 février 2016.

Litiges en matière sociale

EDF est partie à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Litiges en matière environnementale

Du fait de son activité industrielle, le Groupe est partie à divers litiges environnementaux, en particulier en matière de dépollution des sols. À la date de dépôt du présent document de référence, le Groupe estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible, si sa résolution devait être défavorable à EDF, d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

Litiges en matière fiscale

À la suite de vérifications de comptabilités sur des exercices passés, l'Administration conteste la déductibilité fiscale des provisions pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) de la Société. S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale. À fin 2014, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables aux sociétés RTE et EDF SA. Par ailleurs, les filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables auprès du Tribunal administratif de Montreuil ; ces jugements ont été confirmés en juillet 2015 par la Cour administrative d'appel de Versailles. L'Administration a déposé un pourvoi devant le Conseil d'État contre cette décision. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 250 millions d'euros.

Pour l'exercice 2008, EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification notamment relative à la déductibilité de certains passifs long terme représentant un risque financier lié au paiement de l'impôt sur les sociétés de l'ordre de 660 millions d'euros à fin 2015.

Par ailleurs, un redressement a été notifié par l'administration fiscale à la Société concernant une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisition Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste également ce chef de redressement.

Pour les exercices 2012 et 2013, l'administration fiscale a notifié la société fin 2015 au titre des redressements récurrents précités et a également remis en cause la déductibilité de certaines provisions de long terme.

La Société est confiante dans ses chances de succès en contentieux et n'a pas constaté de provision spécifique à l'un de ces sujets dans ses comptes.

Greenpeace

Une information judiciaire a été ouverte en février 2009 au Tribunal correctionnel de Nanterre sous la qualification de « complicité et recel d'atteinte à un système de traitement automatisé de données » à la suite de déclarations d'un informaticien d'une société tierce, qui prétendait avoir procédé à l'intrusion informatique de l'ordinateur de M. Yannick Jadot, ancien porte-parole de Greenpeace, courant 2006, à la demande d'un salarié d'EDF. Le salarié visé et son supérieur hiérarchique ont été mis en examen respectivement les 24 mars et 10 juin 2009 et ont fait l'objet d'une mutation d'office à titre de sanction disciplinaire. EDF a été mis en examen le 26 août 2009. Par un jugement rendu le 10 novembre 2011, EDF et les deux salariés avaient été condamnés par le Tribunal de Nanterre.

Par un arrêt rendu le 6 février 2013, la Cour d'Appel de Versailles a relaxé EDF et le supérieur hiérarchique pour les faits reprochés. S'agissant de l'autre salarié, la Cour d'Appel a confirmé le jugement sur la culpabilité et l'a condamné à une peine de six mois d'emprisonnement. Le salarié, Greenpeace et M. Yannick Jadot ont formé un pourvoi en cassation. Seul M. Jadot a maintenu son pourvoi, qui ne concerne que les intérêts civils (éventuels dommages-intérêts).

Par un arrêt rendu le 26 janvier 2016, la chambre criminelle de la Cour de Cassation a rejeté le pourvoi formé contre l'arrêt de la Cour d'Appel de Versailles en date du 6 février 2013 par le salarié, prévenu et Yannick Jadot, partie civile.

La Cour de Cassation a jugé que les critiques dirigées contre les motifs ayant écarté toute intervention d'un représentant de la société EDF dans la commission de l'infraction se heurtent à l'appréciation souveraine des juges du fond.

Cette décision met fin à ce litige et rend définitif l'arrêt déboutant les parties civiles de leurs demandes dirigées contre EDF.

Vent de Colère

À la suite d'un recours formé par l'association Vent de Colère contre l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les tarifs d'achat de l'électricité d'origine éolienne, le Conseil d'État a sursis à statuer et saisi la Cour de Justice de l'Union européenne d'une question préjudicielle portant sur le point de savoir si le mécanisme de financement de l'obligation d'achat reposant sur la CSPE doit être regardé comme une intervention de l'État ou au moyen de ressources d'État au sens et pour l'application des dispositions du Traité de l'Union européenne relatives aux aides d'État.

Le 19 décembre 2013, la Cour a rendu sa décision et confirmé que « *le nouveau mécanisme de compensation intégrale des surcoûts imposés à des entreprises en raison d'une obligation d'achat de l'électricité d'origine éolienne à un prix supérieur à celui du marché dont le financement est supporté par tous les consommateurs finals de l'électricité (…) constitue une intervention au moyen de ressources d'État* ».

Par un arrêt du 28 mai 2014, le Conseil d'État a annulé l'arrêté du 17 novembre 2008 au motif que les tarifs qu'il fixe constituent une aide d'État qui n'avait pas été notifiée à la Commission européenne préalablement à leur entrée en vigueur. En remplacement, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a signé, le 17 juin 2014, un arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité d'origine éolienne terrestre. Ce nouveau texte reprend les conditions d'achat éolien de l'arrêté de 2008 et l'impact sur la CSPE ne sera pas modifié. L'arrêté du 17 juin 2014 a fait l'objet d'un recours devant le Conseil d'État, rejeté par un arrêt en date du 9 mars 2016, par lequel le juge a considéré que la notification de ce nouvel arrêté à la Commission européenne n'était pas nécessaire et a par ailleurs écarté le moyen selon lequel le niveau de rémunération des capitaux immobilisés accorde aux producteurs éoliens serait excessivement élevé.

Par un avis Praxair rendu le 22 juillet 2015, le Conseil d'État a considéré que le produit de la CSPE n'influence pas directement l'importance des aides allouées aux producteurs utilisant des énergies renouvelables. Il a déduit que la CSPE ne pouvait être regardée comme faisant partie intégrante du dispositif de soutien à la filière éolienne jugé illégal par l'arrêt Vent de Colère du 28 mai 2014 ou d'un autre dispositif de soutien aux énergies renouvelables. Tirant les conséquences de l'avis du Conseil d'État, la cour administrative d'appel de Paris a, par un arrêt du 23 février 2016, rejeté les demandes en restitution de CSPE, présentées par la société Praxair. D'une façon générale les demandes de restitution de CSPE présentées sur le même fondement devraient être rejetées.

Installation de Conditionnement et d'Entreposage de Déchets Activés (ICEDA)

Un décret du 23 avril 2010 a autorisé EDF à créer sur le territoire de la commune de Saint-Vulbas, située dans le département de l'Ain, une

installation nucléaire de base dénommée « Installation de Conditionnement et d'Entreposage de Déchets Activés » ; décret dont la légalité a été confirmée par le Conseil d'État à deux reprises (arrêts des 1er mars 2013 et 24 mars 2014) à la suite de différents recours exercés par des tiers.

Par ailleurs, à la suite d'une annulation du premier permis de construire d'ICEDA pour violation du plan local d'urbanisme de la commune prononcée par le Tribunal administratif de Lyon le 13 décembre 2011 puis confirmée par la Cour administrative d'appel de Lyon le 19 juin 2012, EDF a formé un pourvoi en cassation devant le Conseil d'État.

Par une décision du 24 mars 2014, le Conseil d'État, faisant droit à la requête d'EDF, a annulé l'arrêt attaqué et renvoyé l'affaire devant la Cour administrative d'appel de Lyon. Cette dernière, par un arrêt du 8 décembre 2014, a annulé le jugement précité du Tribunal administratif de Lyon, confirmant ainsi la légalité du permis de construire et permettant par là même la poursuite des travaux, dont la reprise a débuté en avril 2015.

Sans attendre l'issue du recours devant le Conseil d'État sur le premier permis de construire, EDF avait demandé la délivrance d'un second permis de construire qui lui a été accordé par le préfet de l'Ain le 21 août 2013. Ce permis a de nouveau été contesté par des tiers devant le Tribunal administratif de Lyon, qui a conclu le 2 juillet 2014 à son annulation pour absence de mise à jour d'un plan de coupe, considérant aussi « *que le vice affectant le dossier de demande de permis de construire peut être régularisé par un permis modificatif* ». Un appel a été interjeté par certains des tiers concernés devant la Cour administrative d'appel de Lyon les 9 et 17 septembre 2014. Le second permis de construire ayant été retiré par la suite par le préfet le 11 septembre 2015, la Cour administrative d'appel a prononcé un non-lieu à statuer le 7 janvier 2016.

Arbitrage consécutif à la résiliation d'un contrat d'approvisionnement en gaz

Le 2 août 2012, EDF a reçu une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de commerce internationale par l'un de ses fournisseurs de gaz. Ce fournisseur conteste la résiliation par EDF d'un contrat d'approvisionnement en gaz naturel d'une durée de quatre ans dont il restait une année à courir, et quantifie sa demande à cent millions de dollars américains. EDF considère que les conditions lui permettant de mettre fin au contrat étaient réunies et estime donc sans fondement le montant revendiqué par la partie demanderesse. Le tribunal arbitral, constitué en janvier 2013, a suspendu la procédure en mars 2014 sur demande des parties, le fournisseur ayant proposé à EDF d'engager des discussions afin d'essayer de parvenir à un règlement commercial global mettant fin au litige.

La procédure a été réactivée courant 2015, les audiences se sont tenues début 2016.

Bugey 2 et 4

À la suite du troisième réexamen de sûreté des réacteurs nos 2 et 4 du site du Bugey en vue de poursuivre l'exploitation pendant dix années, l'ASN a adopté des décisions fixant les prescriptions techniques complémentaires en 2012 (réacteur no 2) et 2013 (réacteur no 4). Ces prescriptions s'ajoutent à d'autres prescriptions techniques, également applicables aux réacteurs nos 2 et 4, adoptées par l'ASN le 26 juin 2012 à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté menées à la suite de l'accident de Fukushima.

En décembre 2013, la République et le Canton de Genève ont introduit devant le Conseil d'État deux requêtes visant à l'annulation de ces décisions. EDF a transmis un mémoire en défense le 23 juin 2014, suivi du dépôt du mémoire de l'État le 3 avril 2015. Par décision en date du 22 février 2016, le Conseil d'État a rejeté les requêtes et condamné les requérants à verser 3 000 euros à EDF.

SHEM

Aux fins d'alimentation du canal des Nestes, les concessionnaires ou exploitants d'ouvrages situés en amont (EDF et la SHEM) sont tenus à des obligations réglementaires de lâchers annuels de volumes d'eau (« lâchures agricoles »). Selon une « convention de lâchures agricoles » du 1er décembre 2003, EDF et la SHEM sont convenues des modalités techniques et financières des lâchures qu'effectuera la SHEM pour le compte d'EDF moyennant rémunération.

À partir d'octobre 2010, la répartition des ouvrages entre EDF et la SHEM ayant été modifiée par l'État au bénéfice de la SHEM à l'issue du renouvellement des concessions hydroélectriques, l'État a modifié la répartition des ouvrages concourant désormais aux obligations de lâchures agricoles. Aucun ouvrage concédé à EDF n'étant désormais tenu à ces obligations de lâchures, EDF a considéré que la convention précitée du 1er décembre 2003 n'avait plus d'objet et a rejeté les factures de la SHEM pour un montant total de 12 millions d'euros.

Par requête en date du 29 mars 2012, la SHEM a saisi le Tribunal administratif de Paris afin d'enjoindre EDF d'exécuter la convention du 1er décembre 2003 et d'acquitter les factures impayées depuis fin 2010. Par jugement du 31 octobre 2013, ce même tribunal s'est déclaré incompétent pour connaître du litige considérant qu'il relevait des juridictions de l'ordre judiciaire. Cette décision a été confirmée par un arrêt de la Cour d'Appel administrative de Paris le 10 novembre 2015. La SHEM a formé un pourvoi contre cette décision devant le Conseil d'État le 11 janvier 2016.

2.4.2 PROCÉDURES CONCERNANT LES FILIALES ET PARTICIPATIONS D'EDF

RTE

Transfert des lignes Haute Tension remises en dotation à la SNCF

La loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières ayant fixé le principe de la cession par la SNCF à RTE des ouvrages électriques Haute Tension de transport de la SNCF, une commission *ad hoc* a rendu le 9 juillet 2009 une décision sur la valeur de transfert du réseau haute tension, estimant celle-ci à 140 millions d'euros. La SNCF a formé le 20 août 2009 un recours devant le Conseil d'État contre cette décision, estimant la valeur de transfert des ouvrages à un prix très supérieur. Dans l'attente de la décision du Conseil d'État, la SNCF a transféré les ouvrages électriques à RTE, et la vente a été conclue le 26 mai 2010 pour un montant de 140 millions d'euros, sur lesquels 80 millions d'euros seulement ont été versés par RTE, à titre d'acompte. Le Conseil d'État a désigné un expert en février 2014 pour évaluer la valeur des biens. Cet expert a rendu son rapport fin décembre 2014 et a estimé les biens à un prix de 129 millions d'euros. Le 3 juillet 2015, le Rapporteur public a retenu le montant de 129 millions d'euros et rejeté les autres demandes de la SNCF. Par arrêt du 10 septembre 2015 le Conseil d'État a suivi les conclusions du rapporteur en entérinant la somme de 129 millions d'euros comme représentative du prix des ouvrages transférés.

Litiges en matière fiscale

RTE a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2005 à 2011. Le principal chef de redressement est relatif à la déductibilité de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP), qui demeure contestée par le Groupe. À fin 2013, la Commission

nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables à la société sur le caractère déductible de la provision pour rentes AT/MP. Par ailleurs, elle a aussi obtenu un jugement favorable sur ce sujet auprès du Tribunal administratif de Montreuil, décision confirmée en juillet 2015 par la Cour administrative d'appel de Versailles. L'administration a déposé un pourvoi devant le Conseil d'État contre cet arrêt.

ERDF

Litiges en matière fiscale

EDF a reçu fin 2009 une proposition de rectification à l'issue d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006 incluant la quote-part liée à la distribution, filialisée depuis. Le chef de redressement relatif à la déductibilité de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) demeure contesté par le Groupe. ERDF a, en 2015, fait l'objet d'une proposition de redressement sur ce même sujet au titre des exercices 2012 et 2013. Ce redressement est également contesté par ERDF.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisses du tarif de rachat d'électricité ont eu pour conséquence, notamment en août 2010, un afflux considérable de demandes de raccordement dans les unités d'ERDF (cet afflux s'expliquant par le fait que la date de dépôt de la demande complète de raccordement déterminait alors le tarif applicable). Trois mois plus tard, le décret moratoire du 9 décembre 2010 a décidé de la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation de leur proposition technique et financière de raccordement avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois.

À l'issue de ce moratoire, de nouvelles dispositions relatives au rachat de l'électricité ont été mises en œuvre. Dans ce cadre, le système des appels d'offres s'est développé et, par ailleurs, un nouvel arrêté a fixé le nouveau tarif d'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque. Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'ERDF fin 2011, qui s'est poursuivi en 2012, 2013 et 2014. Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable à ERDF, au motif qu'ERDF n'aurait pas émis les propositions techniques et financières relatives au raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses. Les jugements rendus en première instance comme en Cour d'Appel sont divergents dans les attendus et les conclusions, certains déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres accordant au plaignant des indemnités globalement limitées en comparaison des demandes initiales.

En 2015, le nombre de recours a augmenté de 49 dossiers. Par ailleurs, la Cour de Cassation, dans deux décisions du 9 juin 2015, reconnaît notamment la responsabilité d'ERDF et confirme la garantie de l'assureur.

En décembre 2015, la Cour d'Appel de Versailles a décidé de saisir la Cour de Justice de l'Union européenne d'une question préjudicielle sur la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État. Depuis cet arrêt, le sursis à exécution est demandé par ERDF ou l'assureur selon les cas.

Recours contre les décisions tarifaires TURPE 3 et 4

Par un arrêt du 28 novembre 2012, le Conseil d'État a prononcé l'annulation de la décision tarifaire TURPE 3 des 5 mai et 5 juin 2009, en tant qu'elle fixe les tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour la période 2010-2013.

Le motif d'annulation concerne la méthode retenue pour le calcul du « coût moyen pondéré du capital » (CMPC) : le Conseil d'État a jugé cette méthode « erronée en droit », au motif qu'elle ne prend pas en considération *« les comptes spécifiques des concessions, qui correspondent aux droits des concédants de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat (…) ainsi que les provisions pour renouvellement des immobilisations »*.

Afin de tenir compte de la décision du Conseil d'État, un TURPE dit « 3 *bis* » a été décidé par l'État après proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) pour couvrir, rétroactivement, la période courant du 1er août 2009 au 31 juillet 2013. L'entrée en vigueur du TURPE 4 ayant ensuite été repoussée au 1er janvier 2014, un TURPE dit « 3 *ter* » a été établi pour couvrir la période du 31 juillet 2013 au 31 décembre 2013. Enfin, par une délibération du 12 décembre 2013, la CRE a adopté la décision TURPE 4, laquelle fait l'objet d'un recours introduit devant le Conseil d'État par la société Direct Énergie le 17 février 2014.

Concernant ce nouveau recours contre le tarif de distribution, Direct Énergie demande l'annulation de la décision de la CRE au motif, notamment, que (i) les modalités de rémunération de la BAR, qui s'ajoutent à la rémunération des capitaux propres régulés, ne seraient pas justifiées, ce qui conduirait à une surestimation du tarif ; (ii) le dispositif n'inciterait pas les clients à limiter leur consommation lors des périodes où la consommation est la plus élevée ; (iii) la délibération aurait été prise à l'issue d'une procédure irrégulière (consultation insuffisante des acteurs du marché).

La CRE a présenté sa défense dans un mémoire de novembre 2015, dans lequel il justifie entre autres choses le niveau de rémunération appliqué à la BAR et élève que la méthode retenue est parfaitement respectueuse des textes applicables.

Un arrêt pouvait être rendu avant la fin du 1er semestre 2016.

Saisine du CoRDIS par l'association UFC Que Choisir

Le 25 juin 2014, l'association UFC Que Choisir a saisi le Comité de règlement de différends et des sanctions (CoRDIS) d'une demande tendant à faire cesser de prétendus manquements d'ERDF à ses obligations d'indépendance à l'égard d'EDF. La procédure est en cours.

Direct Énergie

Le 31 décembre 2015, la société Direct Énergie a assigné ERDF devant le Tribunal de commerce de Paris pour des questions relatives à la rémunération de la gestion des clients disposant d'un contrat unique auprès des fournisseurs.

EDF International

Litiges en matière fiscale

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 à 2011 s'est traduit par des propositions de rectifications reçues fin 2011 et fin 2013. Deux principaux chefs de redressement, pour un montant d'environ 265 millions d'euros, concernent, d'une part, la moins-value dégagée fin 2009 et déduite du résultat d'EDF International lors de l'apport des titres CEG à sa filiale américaine EDF Inc. et, d'autre part, la valorisation de l'obligation convertible en actions mise en place dans le cadre du refinancement de

l'acquisition de British Energy. En 2012, EDF International a contesté ces chefs de redressement à l'encontre desquels elle estime ses chances de succès probables en contentieux. En 2015, la procédure amiable entre la France et les États-Unis initiée par EDF International relative à la valorisation des titres CEG s'est achevée par l'abandon du redressement fiscal notifié à la Société.

Par ailleurs, l'Administration a reconduit son redressement sur la valorisation de l'obligation convertible en actions pour les exercices 2012 et 2013.

Arbitrage CCI/SOROOF

EDF a mis en place un partenariat avec SOROOF International (SOROOF) afin de pénétrer le marché saoudien et développer son activité de services dans le domaine du transport d'électricité et dans la production thermique. EDF Saudi Arabia (EDF KSA), société de droit saoudien détenue à 85 % par EDF International et 15 % par SOROOF, a été constituée le 8 mars 2011. EDF n'est pas parvenue à développer son activité sur un marché saoudien très concurrentiel. Or, SOROOF attendait de ce partenariat un revenu et se prévaut aujourd'hui d'un manque à gagner. SOROOF a déposé une requête en arbitrage afin d'être indemnisée de son manque à gagner auprès de la Chambre de commerce internationale de Paris le 30 septembre 2013. EDF International a répondu à la demande d'arbitrage le 5 novembre 2013, et a contesté la demande d'indemnisation faite par SOROOF en se fondant sur les manquements contractuels de SOROOF pour formuler une demande reconventionnelle en dommages et intérêts de 15 millions de dollars américains couvrant les montants engagés par EDF International dans ce partenariat et l'atteinte à l'image d'EDF.

En octobre 2015, les parties ont signé une transaction mettant fin à la procédure d'arbitrage.

EDF Énergies Nouvelles

Silpro

La société Silpro (Silicium de Provence) a été liquidée judiciairement le 4 août 2009. Le groupe EDF ENR détenait une participation minoritaire de 30 % dans cette société aux côtés du principal actionnaire, la société allemande Sol Holding. Le 30 mai 2011, le liquidateur a assigné les actionnaires et les dirigeants de Silpro, de façon solidaire, en comblement de l'insuffisance d'actifs résultant de la liquidation de Silpro, qui s'élève à 101 millions d'euros.

Par jugement en date du 17 décembre 2013, le Tribunal de commerce de Manosque a condamné, sans solidarité, le groupe EDF ENR à contribuer à l'insuffisance d'actif de Silpro à hauteur de 120 000 euros. La Cour d'Appel d'Aix-en-Provence par jugement en date du 19 mars 2015 a infirmé ce jugement et débouté le liquidateur de l'ensemble de ses demandes dirigées notamment à l'encontre du groupe EDF ENR. La Cour retient qu'il n'y a eu aucune direction de fait ni de faute de gestion et conclut, en substance, que la crise financière de 2008 ainsi que la défaillance de l'actionnaire principal, événements imprévisibles, conjugués à l'absence de substitution d'un partenaire crédible à l'actionnaire majoritaire dans la poursuite du projet, sont à l'origine de l'échec de la réalisation du projet.

Le liquidateur a formé un pourvoi devant la Cour de Cassation pour contester la décision d'appel du 19 mars 2015.

SOCODEI

Le Centre de traitement et de conditionnement de déchets de faible activité (Centraco), exploité par SOCODEI, filiale à 100 % d'EDF, a pour objet le traitement de déchets faiblement radioactifs soit par fusion, soit par incinération. Le 12 septembre 2011, une explosion d'un four servant à fondre les déchets a causé un incendie qui a fait un mort et quatre blessés. L'accident n'a occasionné aucun rejet chimique ou radioactif. L'ASN a classé cet accident au niveau 1 sur l'échelle internationale des événements nucléaires INES et a décidé, le 27 septembre 2011, de soumettre à autorisation préalable le redémarrage des fours de fusion et d'incinération arrêtés peu après l'accident. L'ASN a autorisé le 29 juin 2012 SOCODEI à procéder au redémarrage du four d'incinération sous réserve de la transmission préalable à l'ASN du bilan complet des opérations de vérification portant sur l'état conforme des équipements nécessaires à la sûreté du four. À la suite de l'accident, plusieurs enquêtes ont été ouvertes. Le 16 septembre 2011, le parquet de Nîmes a ouvert une information judiciaire contre X pour homicide et blessures involontaires, et l'instruction est en cours. Les résultats des enquêtes de l'Inspection du travail et de l'ASN ont été transmis au Parquet, et un expert judiciaire a été nommé. Les opérations d'expertise judiciaire terminées, le juge d'instruction a autorisé la levée des scellés du four de fusion, ce qui a permis un démarrage des travaux de remise en état.

Faisant suite à sa décision du 14 janvier 2014 par laquelle elle avait fixé de nouvelles prescriptions techniques préalables indispensables à la reprise des activités, l'ASN a autorisé le redémarrage du four de fusion par décision du 2 avril 2015. À l'issue d'une convocation de son représentant devant le juge d'instruction le 16 septembre 2015, SOCODEI a été mise en examen pour homicide involontaire.

Edison

Assignation par ACEA SpA concernant la participation d'Edison dans Edipower

En mai 2006, ACEA SpA (ACEA), régie de Rome, avait adressé une plainte au gouvernement italien ainsi qu'aux autorités italiennes de la régulation (AEEG) et de la concurrence (AGCM) au motif que la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et A2A SA (anciennement AEM SpA) aurait eu pour conséquence le franchissement de la limite de 30 % d'entreprises publiques au capital de la société Edipower (limite fixée par le décret du Président du Conseil des Ministres italien en date du 8 novembre 2000 définissant les règles applicables à la privatisation des sociétés (appelées « Gencos ») alors détenues par Enel SpA).

Le 7 juillet 2006, l'AGCM avait rendu un avis *(segnalazione)* dans lequel elle soutenait la position d'ACEA et demandait officiellement au gouvernement et au parlement italiens que des mesures soient prises afin de faire respecter les termes du décret du 8 novembre 2000.

En août 2006, EDF, IEB et WGRMH Holding 4 (ainsi qu'Edison, A2A SA, Delmi, Edipower, AEM Turin, Atel et TdE) ont été assignées par ACEA devant le Tribunal civil de Rome.

Selon ACEA, le dépassement de ce seuil serait une violation de la législation applicable et constituerait un acte de concurrence déloyale, qui pourrait avoir un impact négatif sur le marché de l'énergie au détriment de la concurrence et de l'intérêt final des consommateurs.

ACEA demandait donc au Tribunal de constater la nature déloyale du comportement d'EDF et d'A2A SA, d'obliger EDF et A2A SA à céder leurs participations de manière à descendre sous le seuil de 30 % et de leur interdire de prélever et d'utiliser l'énergie pour la part qui excède les 30 %, et enfin de l'indemniser de son préjudice qu'elle ne pouvait pas encore évaluer précisément, son estimation devant faire l'objet d'une instance séparée.

ACEA a, d'autre part, indiqué qu'elle demanderait au Tribunal de prendre des mesures conservatoires afin de préserver ses intérêts dans l'attente du jugement sur le fond.

En janvier 2007, Endesa Italia s'est jointe à la plainte d'ACEA.

Le juge a par ailleurs rejeté à cette occasion l'ajout au dossier d'une note d'ACEA (pièce nouvelle), qui estimait à 800 millions d'euros le préjudice qu'elle aurait subi.

Endesa Italia, devenue E.ON Italia, et EDF ont signé en décembre 2010 un accord de désistement par lequel E.ON Italia s'engage à renoncer à l'instance ainsi qu'à toute autre demande à l'encontre d'EDF en relation avec la prise

de participation indirecte d'EDF dans Edipower. Le juge a pris acte de cet accord dans une ordonnance rendue le 19 mai 2011.

Le 19 septembre 2013, le Tribunal civil de Rome a rendu un jugement favorable à EDF, rejetant toutes les demandes d'ACEA. Le Tribunal exclut toute responsabilité concurrentielle ou délictuelle d'EDF, puisque tous les actes accomplis par EDF ont été préalablement autorisés par les organes de contrôle compétents et qu'aucune violation de norme ne peut lui être reprochée. ACEA a interjeté appel le 23 septembre 2014.

Au cours d'une première audience devant la Cour d'Appel de Rome le 15 juin 2015, l'audience de procédure a été renvoyée au 21 mars 2016. Lors de cette dernière, le juge a fixé au 20 mai et 9 juin les dates limites pour le dépôt des mémoires.

Procédure relative à la vente d'Ausimont (Bussi)

À l'issue d'une enquête préliminaire ouverte par le procureur de la République de Pescara (région des Abruzzes) sur une hypothèse de pollution de l'eau et de désastre écologique concernant le bassin du fleuve Aterno, à Bussi sul Tirino, où se trouve depuis plus d'un siècle un complexe industriel appartenant à Ausimont SpA, cédé en 2002 à Solvay Solexis SpA, le Procureur a notifié à certains ex-administrateurs et dirigeants de Solvay Solexis et Edison une ordonnance de renvoi pour des faits d'empoisonnement des eaux, désastre écologique et fraude aux dépens de l'acquéreur du site Solvay Solexis.

Les poursuites contre Montedison, devenue Edison, pour délit de fraude ont été classées sans suite le 15 décembre 2009. La procédure relative au désastre environnemental et à l'empoisonnement de l'eau ou de substances alimentaires se poursuit et a fait, le 18 avril 2013, l'objet d'un renvoi, par le juge compétent, des anciens dirigeants de Montedison devant la Cour d'assises de Chieti. Par décision du 7 février 2014 de la Cour d'assises, Edison a été mis hors de cause, elle n'est donc plus partie à l'instance pénale. Par décision du 19 décembre 2014, cette même Cour a acquitté tous les accusés.

Dans ce contexte, une portion de terrain adjacente au complexe industriel, propriété d'Edison, sur laquelle a été retrouvée une importante quantité de déchets industriels, a été mise sous séquestre, et le Président du Conseil des Ministres a nommé le 4 octobre 2007 un Commissaire spécial délégué pour la réalisation des interventions urgentes : identification, mise en sécurité et remise en état du terrain. Le Commissaire a intimé à Edison la mise en place d'un plan de caractérisation de la zone, la mise en sécurité d'urgence et la présentation d'un projet de remise en état du sol et de la nappe phréatique. Edison, qui n'a jamais exercé d'activité sur ce site, a déposé, en juin 2008 un recours devant le Tribunal administratif régional. Le Tribunal administratif régional a rejeté ce recours en mars 2011, et Edison a formé un recours contre ce jugement devant le Conseil d'État.

Suite à l'audience du 15 janvier 2015, ce dernier, par décision du 5 mars 2015, a définitivement annulé l'acte du Commissaire spécial délégué.

Procédure du procureur de la République d'Alessandria

Le procureur de la République d'Alessandria (Italie) a adressé en 2009 à certains dirigeants et anciens administrateurs d'Ausimont SpA (aujourd'hui Solvay Solexis SpA, société cédée par Montedison au groupe Solvay en 2002) l'avis de conclusion des enquêtes concernant les hypothèses d'empoisonnement des eaux de la source se trouvant sous le site industriel de Spinetta Marengo et des eaux de sources environnantes et l'absence de remise en état du site. L'enquête a été clôturée le 16 janvier 2012.

Le juge compétent a décidé, le 16 janvier 2012, le renvoi devant la Cour d'assises d'Alessandria de certains ex-dirigeants de Montedison pour des comportements pouvant être constitutifs de délits environnementaux et en matière de sécurité publique.

Le procès devant la Cour d'assises a commencé le 17 octobre 2012. Par ailleurs, une décision administrative a ordonné à Solvay Solexis de remettre en état le site de Spinetta Marengo. Edison est intervenue volontairement dans la procédure afin de défendre ses intérêts à la suite du recours déposé par Solvay Solexis, qui demande l'annulation de cette décision administrative, en particulier en ce qu'elle n'impose pas d'obligations à Edison concernant la remise en état du site (cette obligation étant imposée à Solvay Solexis uniquement). Aucune date d'audience devant le Tribunal administratif du Piémont n'a été fixée à ce jour.

À l'issue du procès devant la cour d'assises du 18 décembre 2015, les ex-dirigeants d'Aussimont et Montedison ont été acquittés des charges d'empoisonnement des eaux. Par conséquent, aucune responsabilité civile n'a été retenue à l'encontre d'Edison. L'arrêt contenant la motivation de la décision n'a pas encore été publié.

Carlo Tassara

La société Carlo Tassara, principal actionnaire minoritaire d'Edison, a engagé une procédure le 12 juillet 2012 devant le Tribunal administratif régional du Latium (Rome) demandant au fond une augmentation du prix de l'offre publique obligatoire lancée par la filiale d'EDF Transalpina di Energia (TdE), à la suite de la prise de contrôle d'Edison le 24 mai 2012. Les parties contre lesquelles le demandeur a engagé cette procédure sont la CONSOB, autorité italienne des marchés financiers, EDF ainsi que ses filiales italiennes (MNTC, WGRM4 et TdE), Edison, Delmi et A2A.

En parallèle, le demandeur a adressé à la CONSOB en mai 2012 une demande d'augmentation du prix de l'offre publique obligatoire sur la base d'arguments quasiment identiques à ceux présentés dans le cadre de la procédure au fond devant le Tribunal administratif. La CONSOB a rejeté cette demande le 25 juillet 2012. Le demandeur n'a pas fait appel de cette décision.

En mars 2015, le demandeur a également engagé devant le Tribunal de Milan une action civile en dommages-intérêts contre EDF, A2A et Edison sur la base d'une argumentation factuelle similaire à celle développée dans le cadre de la procédure administrative. L'assignation a été notifiée à EDF le 27 mars 2015.

En l'espèce, le demandeur prétend que les négociations entre EDF et A2A ayant conduit à la prise de contrôle d'Edison et d'Edipower n'auraient pas été menées en adéquation avec le principe de bonne gestion d'Edison et auraient été contraires aux intérêts de ses actionnaires minoritaires. Le demandeur se serait trouvé contraint de vendre ses actions dans le cadre de l'OPA obligatoire qui a suivi la prise de contrôle d'Edison sous peine de perdre la liquidité de sa participation à hauteur d'environ 10 % du capital social d'Edison. Pour mémoire, le prix de l'offre était de 0,89 centime par action ordinaire. Le demandeur invoque un préjudice résultant de la dévaluation des titres Edison inscrit dans son bilan au 31 décembre 2011 de l'ordre de 294 millions d'euros. Malgré cela, il ne quantifie pas sa demande de dommages-intérêts et réclame la désignation d'un expert judiciaire afin de procéder à l'évaluation exacte de son préjudice.

Une audience de procédure devant le Tribunal civil de Milan s'est tenue le 26 janvier 2016. Le juge a fixé au 29 mars et 18 avril les dates limites pour le dépôt des mémoires en réponse.

Actions engagées par des salariés en raison de leur exposition à l'amiante ou à d'autres substances chimiques nocives

Au cours de ces dernières années, Edison a dû faire face à une augmentation significative du nombre de demandes visant à l'octroi de dommages et intérêts en raison de la mort ou de la maladie de salariés qui auraient été la conséquence de leur exposition à plusieurs formes d'amiante dans différentes usines appartenant à Montedison, ou en raison d'autres procédures judiciaires reprises par Edison à la suite d'opérations d'acquisition de sociétés.

Par ailleurs, Edison est partie à plusieurs procédures pénales initiées par des anciens salariés de sociétés du groupe Edison ou leurs ayants droit, en raison de leur exposition à des substances chimiques nocives émises par les installations Montedison (transférées depuis à Enimont, devenue Enichem, filiale de ENI).

Litiges en matière environnementale

Edison est partie à plusieurs procédures pénales en cours concernant des dommages causés par le fonctionnement d'usines chimiques de Montedison (établissements pétrochimiques de Porto Marghera, Crotone, Mantua et Cesano Maderno) avant leur cession à Enimont. Les procédures pénales incluent également des actions engagées par des tiers fondées sur des atteintes corporelles liées aux dommages environnementaux allégués.

BE Zrt

À la suite d'une enquête fondée sur les règles européennes relatives aux aides d'État, la Commission européenne a rendu une décision le 4 juin 2008 exigeant du gouvernement hongrois la résiliation des contrats d'achat d'énergie électrique à long terme (PPA) existants avant la fin de l'année 2008 et demandé que les aides d'État qui auraient été versées depuis le 1er mai 2004, date d'adhésion de la Hongrie à l'Union européenne, soient remboursées par les producteurs avant avril 2009. BE Zrt a engagé un recours à l'encontre de cette décision devant le Tribunal de l'Union européenne (TUE) le 4 mai 2009.

Le gouvernement hongrois n'a pas contesté la décision de la Commission européenne, et le législateur hongrois a adopté le 10 novembre 2008 une loi résiliant les PPA sans indemnisation au 31 décembre 2008. La Commission européenne et le gouvernement hongrois ont accepté fin avril 2010 le principe de compensation des coûts échoués avec celui des aides d'État versées, et BE Zrt n'a eu en conséquence aucune aide d'État illicite à rembourser.

Par un arrêt du 13 février 2012, le TUE a rejeté le recours en annulation déposé par BE Zrt contre la décision. Toutefois, dans la mesure où BE Zrt ne se trouve plus tenue de rembourser des aides d'État, et en raison de l'absence d'impact direct sur l'arbitrage en cours (voir ci-après), BE Zrt n'a pas fait d'appel de cette décision.

De manière à permettre la poursuite de son exploitation après résiliation de ses PPA, BE Zrt a négocié un contrat commercial d'une durée de 8 ans avec MVM, acheteur unique hongrois détenu par l'État, pour l'évacuation de la moitié de sa production électrique et a obtenu le bénéfice du décret Cogen [1] pour la vente de la seconde moitié de sa production, qui devait couvrir une période allant jusqu'en 2013. Cependant, la Hongrie a adopté le 16 mars 2011 un amendement à la loi sur l'électricité mettant fin à tout support à la cogénération en Hongrie à compter de juillet 2011.

Par ailleurs, ayant investi dans BE Zrt, postérieurement à sa privatisation, à des conditions spécifiques aujourd'hui remises en cause, EDF International a envoyé, le 12 mai 2009, une notification d'arbitrage à l'État hongrois sur le fondement du Traité sur la Charte de l'Énergie (TCE), en application du règlement CNUDCI. EDF International a saisi la Cour Permanente d'Arbitrage de La Haye (i) d'une demande d'indemnisation pour la perte des PPA, évaluant son dommage à environ 290 millions d'euros en prenant en compte l'effet du décret « chaleur » qui limitait le profit global de BE Zrt, ainsi que (ii) d'une demande de remboursement des coûts échoués, liés à la résiliation des PPA, d'environ 300 millions d'euros. La Commission européenne est intervenue en qualité d'*amicus curiae* au cours de cette procédure.

Le Tribunal arbitral a rendu le 3 décembre 2014 une sentence qui donne raison à EDF International et condamne l'État hongrois à lui verser la somme de 107 millions d'euros (augmentée des intérêts). Le Tribunal arbitral a constaté que la Hongrie a violé le Traité sur la Charte de l'Énergie pour deux raisons : la première résulte de l'absence de compensation adéquate suite à la résiliation des PPA, la seconde, de l'adoption du décret « chaleur », qui constitue une violation distincte du TCE.

La Hongrie a déposé, le 20 janvier 2015, auprès du Tribunal fédéral suisse un recours en annulation de la sentence.

Par un arrêt du 6 octobre 2015, le Tribunal fédéral suisse a rejeté en intégralité le recours de la Hongrie, et l'a condamnée à payer à EDF International une indemnité de 200 000 francs suisses (179 500 euros) à titre de dépens. La Hongrie s'est acquittée de ce paiement. La sentence est définitive et ne peut plus faire l'objet de recours.

EnBW

EDF International a reçu en février 2012 une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de commerce internationale par la société de droit allemand Neckarpri GmbH, véhicule d'acquisition du *Land* du Bade-Wurtemberg dans le cadre de la cession par le groupe EDF de sa participation dans EnBW, conclue le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011.

La société Neckarpri prétend que le niveau de prix payé au titre de l'acquisition de la participation du groupe EDF dans EnBW serait excessif et dès lors constitutif d'une aide d'État illégale. Sur ce fondement, Neckarpri demande à titre principal le remboursement de la partie prétendument excessive du prix. Ce montant, initialement évalué à 2 milliards d'euros dans la demande d'arbitrage, a été réévalué en juillet 2012 dans un rapport d'expert mandaté par le *Land* du Bade-Wurtemberg à 834 millions d'euros. En septembre 2012, Neckarpri a confirmé la réduction de sa demande à titre principal à ce montant. Alternativement, Neckarpri demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW.

EDF a formé une demande reconventionnelle en dommage et intérêts pour les préjudices subis du fait de la procédure considérée par EDF comme dépourvue de fondement et abusive.

La procédure d'arbitrage touche à sa fin. Le Tribunal arbitral a clôturé les débats en juin 2015. La sentence arbitrale devrait être adoptée d'ici la fin du 1er semestre 2016.

1. *Décret définissant les modalités, dont les tarifs, pour les énergies renouvelables et la cogénération, adopté par le gouvernement hongrois le 28 novembre 2008, dit décret « Cogen ».*

2.4.3 LITIGES POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE 2015

Quadlogic Corporation Controls

ERDF a reçu le 24 février 2016 une assignation devant le TGI Paris de la société américaine Quadlogic Corporation Controls (« QCC ») portant sur une potentielle contrefaçon d'un brevet européen dont QCC est titulaire. ERDF conteste formellement tant l'activité inventive de QCC que la supposée contrefaçon. La procédure est en cours.

Bugey 5

A la suite du troisième réexamen de sûreté du réacteur n° 5 du site du Bugey en vue de poursuivre son exploitation pendant dix années supplémentaires, l'ASN a adopté le 23 décembre 2014 une décision fixant des prescriptions complémentaires. En mars 2016, la République, le Canton et la ville de Genève ont introduit devant le Conseil d'Etat une requête demandant l'annulation de la décision précitée de l'ASN ainsi que la décision implicite par laquelle le ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer a, selon les requérants, autorisé la poursuite du fonctionnement pour une durée de dix ans du réacteur n° 5 de Bugey.

Tests N° 1 sur la turbine de l'hydrolienne dans la baie de Douarnenez
©EDF - Philippe Dureuil

Informations environnementales et sociétales – Ressources humaines

3.1 Engagements de responsabilité d'entreprise 144

3.1.1 Matrice de matérialité : prioriser les enjeux 144
3.1.2 Les Engagements de responsabilité d'entreprise : mesure de la performance du Groupe 145

3.2 Informations environnementales et sociétales 148

3.2.1 Pilotage du Développement durable 148
3.2.2 Informations environnementales 149
3.2.3 Informations sociétales 166

3.3 Ressources humaines 178

3.3.1 L'excellence professionnelle : emploi et développement des compétences 178
3.3.2 La santé et la sécurité de nos salariés et des salariés de nos prestataires sont une priorité absolue 182
3.3.3 Rémunération et protection sociale : un employeur attractif 185
3.3.4 Un employeur engagé aux côtés de ses parties prenantes 187

3.4 Dispositif de *reporting* et éléments méthodologiques 192

3.4.1 Dispositif de *reporting* 192
3.4.2 Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 192
3.4.3 Notation extrafinancière 195

3.5 Indicateurs environnementaux et sociaux 197

3.5.1 Indicateurs économiques 197
3.5.2 Indicateurs environnementaux 198
3.5.3 Indicateurs sociaux 200

3.6 Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes 203

Ce chapitre comprend les informations que le groupe EDF est tenu de publier conformément aux dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce et du décret d'application de la loi Grenelle 2 du 24 avril 2012, qui obligent les entreprises à présenter la manière dont elles prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leurs activités et leurs engagements sociétaux en faveur du Développement durable.

3.1 Engagements de responsabilité d'entreprise

3.1.1 MATRICE DE MATÉRIALITÉ : PRIORISER LES ENJEUX

En 2014, EDF a conduit une analyse de matérialité [1] avec pour objectif d'identifier les risques et opportunités et de garantir que le Groupe prend en compte et communique sur les enjeux économiques, sociaux, sociétaux et environnementaux les plus importants et qu'il met à jour sa démarche de Développement durable au regard des attentes de ses parties prenantes clés.

Analyse de matérialité

L'analyse a été réalisée avec l'appui méthodologique d'un cabinet d'expertise, sur la base d'entretiens avec des parties prenantes internes (salariés, Directeurs et responsables représentant tous les métiers du Groupe et les principaux pays d'implantation : France, Royaume-Uni, Italie, Pologne, Belgique, Brésil) et externes (membres du panel et du Conseil Développement durable et représentants de l'État français, principal actionnaire). Les enquêtes et baromètres internes (enquêtes de satisfaction clients, baromètres prestataires, enquêtes auprès du grand public, etc.), ainsi que les analyses sectorielles des agences de notation extrafinancière ont également nourri cette évaluation.

La liste des enjeux analysés a été définie afin de couvrir l'ensemble des thématiques de la norme ISO 26000 relative à la responsabilité sociétale des organisations. Ainsi, la lutte contre le changement climatique a notamment été subdivisée en plusieurs enjeux, correspondant aux leviers d'action d'EDF : mix décarboné nucléaire et hydraulique, développement des nouvelles énergies renouvelables, efficacité énergétique de la production et de la distribution, maîtrise de la demande énergétique.

L'analyse de matérialité a été présentée au Comité exécutif Groupe dans le cadre de la revue des éléments nouveaux intégrés dans le document de référence.

Principaux enseignements

Légende : • Bleu : enjeux environnementaux • Bleu clair : enjeux sociaux • Noir : enjeux sociétaux • Gris : enjeux transversaux

1. *En accord avec la définition du principe de matérialité figurant dans l'article 225 du Grenelle 2, la norme AA 1000, les lignes directrices du GRI G4, la norme ISO 26000 et le cadre de référence de l'IIRC sur le rapport intégré.*

Les enjeux les plus matériels comprennent la sûreté des installations, un mix énergétique décarboné (nucléaire et énergies renouvelables), le développement des nouvelles énergies renouvelables, la maîtrise de la demande énergétique ainsi que la santé et la sécurité. Au total, 19 enjeux prioritaires sont identifiés dans le carré vert foncé de la matrice. Ils font tous l'objet d'une attention spécifique (politique, objectifs, *reporting* et pilotage) dans le cadre des Engagements de responsabilité d'entreprise et sont détaillés dans le contenu du présent document de référence (voir Tableau de correspondance GRI – *Global Reporting Initiative* – disponible sur le site EDF).

3.1.2 LES ENGAGEMENTS DE RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE : MESURE DE LA PERFORMANCE DU GROUPE

Dans chaque pays où il opère, le groupe EDF exerce ses activités dans un principe d'intérêt général, qui repose sur la recherche permanente de la sécurité des personnes, la sûreté des installations industrielles et la protection de l'environnement, tout en contribuant à la sécurité d'un approvisionnement électrique de qualité et compétitif.

Fort des valeurs de respect, de responsabilité et de solidarité inscrites dans sa Charte éthique, le Groupe a mis en œuvre une démarche de responsabilité d'entreprise (RE). Cette démarche s'est concrétisée en 2013, à travers les Engagements de responsabilité d'entreprise du groupe EDF, définis avec de nombreuses parties prenantes tant internes qu'externes et validés en Comité exécutif. Différentes politiques, au niveau Groupe, contribuent à cette démarche. En cohérence avec la démarche CAP 2030, ces engagements sont en cours de révision. Dans leur version de 2015, ils ont vocation à fédérer les sociétés du groupe EDF autour de onze objectifs communs assortis d'indicateurs de mesure et de suivi, pour générer davantage de valeur et de performance globale. Ils se déclinent selon trois axes : industriel responsable, employeur responsable, partenaire responsable.

Industriel responsable

La responsabilité d'EDF porte d'abord sur l'exercice de ses métiers – producteur et commercialisateur d'un bien particulier, l'électricité, essentiel pour le développement humain et économique de la planète. En tant que premier opérateur nucléaire mondial, il conduit l'exercice de son métier dans une exigence de sûreté, guidé par le souci de l'intérêt général.

Objectifs/indicateurs	Unité	2015	2014
Maintenir le meilleur niveau de sécurité des installations			
Critères de sécurité nucléaire de l'indice de référence international FTSE4Good atteints		Reconduction	Reconduction
Rester le meilleur des grands énergéticiens dans le développement des énergies bas carbone			
Maintien des émissions directes de CO_2 (pour la production d'électricité et de chaleur) du Groupe dans la limite de 150 g/kWh (1)	g/kWh	95	102
Investir dans les énergies renouvelables et renforcer leur compétitivité			
Capacités installées de production d'électricité du Groupe à partir d'énergies renouvelables			
Hydraulique	MWe	21 698	21 889
Éolien	MWe	6 398	5 340
Solaire	MWe	592	536
Autres énergies renouvelables	MWe	432	500
Contribuer significativement à l'amélioration de l'efficacité énergétique des logements			
Nombre de logements accompagnés vers l'efficacité énergétique par les sociétés (2) du Groupe			
EDF	Nombre	366 091	394 300
EDF Energy	Nombre	33 622	51 200
Électricité de Strasbourg	Nombre	3 596	2 780

(1) Émissions directes de CO_2 hors analyse du cycle de vie des moyens de production et des combustibles.
(2) Sociétés du périmètre consolidé du Groupe qui commercialisent de l'énergie auprès de clients résidentiels.

Employeur responsable

Fort de ses 159 112 salariés, le groupe EDF souhaite conforter sa position d'employeur de référence dans des domaines prioritaires comme le recrutement, la formation, la santé-sécurité ou la protection sociale des salariés, et développer l'exemplarité en matière de diversité et de lutte contre les discriminations, par la sensibilisation de tous et par la formation des *managers*.

Objectifs/indicateurs	Unité	2015	2014
Réduire résolument les accidents de travail des salariés et des sous-traitants			
Diviser par 2 en cinq ans le taux de fréquence des accidents avec arrêt de travail dont sont victimes les salariés du Groupe (objectif 2017 : 2,2) (1)		3,2	3,1
Maintenir l'excellence professionnelle et la performance des équipes par la formation et la promotion de la diversité			
Plus de 75 % des salariés du Groupe bénéficiaires, chaque année, d'au moins une action de formation	%	87	85
Atteindre 30 % de femmes en 2015 dans le vivier des futurs « top dirigeants » (2)	%	26	24
Ne tolérer, dans toutes les sociétés du Groupe et chez les fournisseurs, aucune violation des droits de l'homme, aucune fraude ni corruption			
13 sociétés ayant inclus en 2015 une clause éthique/Développement durable dans les contrats d'achats (3)	Nombre	16	13
13 sociétés ayant obtenu en 2017 le niveau Avancé *(Advanced)* du Pacte mondial *(Global Compact)* des Nations unies	Nombre	3	2

(1) Le chiffre de 3,2 intègre les résultats de tout le Groupe, y compris de filiales acquises en cours d'année. Á périmètre constant, le taux de fréquence poursuit en 2015 la baisse engagée depuis 2012 (passant de 4,4 à 2,9) et est en ligne avec l'objectif « entre 2012 et 2017. Le groupe EDF vise la division par 2 du taux de fréquence ». Entre 2012 et 2015, la baisse est d'ores et déjà d'un tiers.

(2) La progression de 2 points entre 2014 et 2015 n'a pas permis d'atteindre l'objectif ambitieux de 30 % à fin 2015. Le Groupe poursuivra ses actions dans les années à venir pour maintenir la progression de son vivier.

(3) À l'exception des achats d'énergie sur le marché spot.

Partenaire responsable

Parce que les questions d'énergie concernent tout le monde, parce que l'électricité produite transforme la vie des populations et modifie aussi leurs environnements, le groupe EDF est investi dans un dialogue et agit avec ses parties prenantes, à toutes les échelles du territoire.

Objectifs/indicateurs	Unité	2015	2014
Favoriser la transparence et le dialogue sur les sujets sensibles			
8 sociétés ayant mis en place un espace de dialogue formalisé avec les parties prenantes en 2015	Nombre	4	3
Contribuer par l'emploi au développement des territoires			
Nombre d'emplois directs (effectifs physiques du Groupe) et indirects (liés aux commandes aux fournisseurs et prestataires) générés par les activités du groupe EDF			
Emplois directs [1]	Nombre	159 112	158 161
Emplois indirects [2] *(en ETP)*	Nombre	544 189	475 545
Lutter de façon volontariste contre la précarité énergétique et promouvoir l'accès à l'électricité			
Nombre d'actions engagées [3] pour accompagner les clients précaires, menées par les sociétés du Groupe qui commercialisent de l'énergie			
EDF	Nombre	1 108 811	1 031 000
EDF Energy	Nombre	381 283	389 600
EDF Luminus	Nombre	31 850	31 240
EDF Démász	Nombre	2 463	2 600
Edison	Nombre	16 941	26 600
Électricité de Strasbourg		16 886	6 306
Préserver la ressource en eau dans toutes les activités			
Publication, à compter de 2015, de l'« empreinte eau » à l'échelle du Groupe	l/kWh	1,06 [4]	0,989 [4]

(1) Données consolidées Groupe, calculées selon les normes IFRS en vigueur pour chacune des années.
(2) En 2015, le calcul de l'indicateur, hors cycle du combustible nucléaire et achats d'uranium, inclut EDF, ERDF, EDF Energy, EDF Polska, Edison, EDF Luminus, EDF Énergies Nouvelles, Électricité de Strasbourg, Dalkia et Tiru.
(3) Conseil en accompagnement énergie, plan de paiement négocié, octroi d'aides financières, etc.
(4) Dans l'attente d'outils finalisés et reconnus, EDF publie une empreinte partielle avec l'évaluation de la consommation d'eau évaporée en litre par kilowattheure d'électricité produite par les centrales thermiques fossiles, nucléaires et gaz du Groupe (voir section 3.2.2.4.2 « Impact sur l'eau »).

3.2 Informations environnementales et sociétales

3.2.1 PILOTAGE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

3.2.1.1 La gouvernance

La gouvernance du Développement durable s'articule autour des organisations, systèmes et instances de pilotage suivants :

- une Direction du Développement durable Groupe rattachée au Directeur Innovation Stratégie Programmation membre du Comité exécutif. Sa mission est de coordonner et d'accompagner les directions d'EDF et les sociétés du Groupe dans la réalisation des engagements de la politique de Développement durable, ainsi que d'en assurer le suivi et le *reporting*. Trois enjeux prioritaires concernent l'animation du dialogue avec les parties prenantes, l'accompagnement du Développement durable dans les projets et la coordination du management du Développement durable au sein du Groupe ;
- un Comité de Développement durable Groupe, qui réunit les responsables du Développement durable des filiales et Directions du Groupe. Dans le respect des principes de gouvernance des entités du Groupe, il a pour mission d'assurer la mise en œuvre de la politique de Développement durable du Groupe, de coordonner les actions dans le cadre de la certification ISO 14001 Groupe et de favoriser le partage d'expériences et de bonnes pratiques entre les sociétés et entités qui le composent. En 2015, il s'est réuni deux fois, notamment pour évoquer la possibilité de mise en place d'un *reporting* intégré, débattre des enjeux de l'adaptation au changement climatique et réaliser la revue de direction environnementale exigée pour la certification ISO 14001 Groupe ;
- un système de *management* environnemental (SME) déployé dans toutes les entités (voir section 3.2.2.1.1 « Système de *management* environnemental (SME) »). Dans ce cadre, les entités et sociétés ont organisé leur animation du Développement durable en lien avec leurs activités opérationnelles. Ainsi, au niveau de la production thermique d'EDF, un Comité de pilotage du Développement durable comprenant les directions métiers est chargé de l'animation, du portage et de l'introduction du Développement durable dans les objectifs métiers. De même, des filiales comme Edison ou Dalkia ont mis en place au niveau de leur Comité exécutif une gouvernance du Développement durable adaptée à leurs enjeux.

Par ailleurs, la Direction du Développement durable participe au criblage des projets qui sont présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG). Les projets d'investissements les plus importants du Groupe (supérieurs à 50 millions d'euros) sont soumis, avant leur examen par le CECEG, à une évaluation sous l'angle Développement durable et en particulier au regard de leur exposition aux risques de « non-réalisation d'engagements de Développement durable ».

3.2.1.2 Formation et sensibilisation des *managers* et des salariés au Développement durable

La formation et la sensibilisation des personnels sur les questions environnementales sont des questions portées tant par la politique Développement durable qu'au titre de la certification ISO 14001. Elle prend des formes variées, des actions de sensibilisation aux formations « catalogue ».

Dans les directions et filiales du Groupe, la composante « environnement » et plus largement « Développement durable » fait l'objet de processus et d'outils permettant d'identifier les besoins en formation et de mettre à disposition des salariés une offre répondant aux besoins spécifiques des métiers. En France, pour renforcer l'intégration du Développement durable dans les plans de formation des directions métiers, un chapitre consacré au Développement durable figure dans le document réglementaire « Orientations de formation d'entreprise ».

Des formations « environnement » sont intégrées dans les cursus existants et développées dans le cadre de formations dédiées ou de séquences spécifiques. Liées au SME du Groupe, ces formations concourent à maintenir et développer les compétences des salariés pour identifier et maîtriser les impacts des activités du Groupe sur l'environnement. Certaines sont ouvertes aux prestataires, à l'instar des formations sur la gestion des déchets ou encore la formation destinée aux prestataires de la production nucléaire, qui comporte un module spécifique « environnement ».

En complément de ces formations spécifiques métiers, un catalogue de « formation et sensibilisation au Développement durable » présente une offre « transverse » destinée à l'ensemble des salariés des directions et filiales d'EDF. Cette offre comporte des formations liées au SME du Groupe relatives aux thématiques « droits de l'homme », « achats responsables » pour les salariés les plus exposés (279 acheteurs en 2015), « dialogue avec les parties prenantes », « prévention et gestion des déchets », « sols pollués », « calcul de l'empreinte de l'eau », « enjeux et réglementation de la biodiversité ». La formation « Développer et piloter un projet » sensibilise les chefs de projets des entités d'EDF à la prise en compte du Développement durable dans les projets ; plus d'une centaine de chefs de projet ont été formés en 2015. En complément, une formation « Connaissance des acteurs territoriaux » vient d'être conçue, qui sera proposée aux acteurs intervenant sur les questions d'ancrage territorial. Ces trois dernières années, plus de 600 agents ont suivi les formations de ce catalogue dédié.

Dans le cadre de leurs plans d'actions visant à limiter la production des déchets, plusieurs filiales ont renforcé leurs actions de formation des salariés à la prévention et la gestion des déchets (Fenice, Norte Fluminense, EDF Démász). Des formations à l'éco-conduite sont également développées (1 510 heures en 2015 chez ERDF) et s'inscrivent dans le cadre des plans de déplacement d'entreprise mis en place pour réduire les émissions diffuses de CO_2.

Les actions de sensibilisation prennent des formes variées au sein du Groupe. Les réseaux intranet (communauté Développement durable, communauté *management* de projet), les magazines, guides ou dossiers thématiques, adaptés à chaque société, contribuent à développer les connaissances des salariés sur les questions environnementales et plus largement sur le Développement durable.

Pour le groupe EDF, le SME et son processus de certification ISO 14001 contribuent depuis une dizaine d'années à l'intégration du pilier environnemental du Développement durable dans les métiers. Le SME certifié constitue pour les sociétés du Groupe un support et un atout pour l'organisation régulière de communications en direction des personnels. À EDF, une organisation spécifique a été mise en place comprenant un « Directoire environnement » et des « groupes thématiques environnement » dont un « groupe formation » qui est chargé de l'animation transverse d'actions de sensibilisation et de formation Développement durable pour les entités d'EDF et des filiales rattachées.

EDF développe des actions de sensibilisation à la maîtrise de l'énergie en direction de ses personnels, en vue de susciter des comportements exemplaires et une contribution active de leur part à l'information des clients et du grand public. Ainsi, dans le cadre de l'intégration d'un critère d'intéressement sur la réduction d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans les bâtiments tertiaires, des campagnes de sensibilisation portant sur la maîtrise de l'énergie (MDE) et les éco-gestes (clip vidéo, quiz hebdomadaire) ont été organisées à l'initiative des Directions Commerce, Ressources Humaines et Immobilier d'EDF.

Dans le cadre du concours CUBE (Concours Usages Bâtiment Efficace 2020), des journées de sensibilisation ont été organisées à l'attention des chargés d'affaires et chefs de projets travaux. Organisé pour la 5e année dans le cadre de la semaine européenne de la réduction des déchets animée en France par l'ADEME, le concours « Déchets » a été étendu au niveau Groupe. Son objectif est double : il permet de mettre en avant le travail accompli à travers des exemples concrets de réduction des déchets, et de promouvoir les bonnes pratiques. À cette occasion, une campagne d'information sur les déchets alimentaires a été organisée sur le siège des Directions de production d'EDF.

EDF Trading a renforcé la sensibilisation du personnel sur le recyclage des déchets tertiaires dans le cadre de séances bimensuelles d'information, de rendez-vous trimestriels promotionnels et de réunions « toolbox » (formation + *e-learning*). EDF Démász a organisé une opération de collecte de déchets dans le cadre de la Journée de la terre. En Asie, des actions sur les éco-gestes sont organisées spécifiquement à l'attention des prestataires.

En 2015, en France, la collection des « guides biodiversité » s'est enrichie d'un nouveau guide et d'un mémento « Systèmes Électriques Insulaires ».

3.2.1.3 La R&D au service du Développement durable [1]

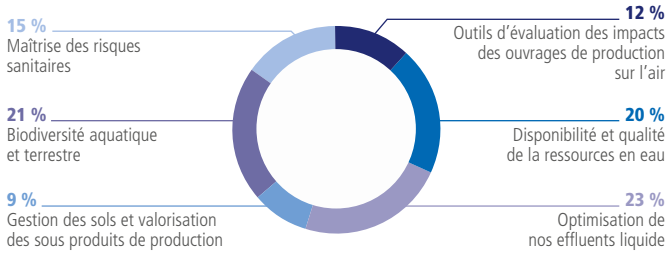
L'action de la R&D concourt à la réalisation des objectifs énergétiques et climatiques à moyen et long termes de la transition énergétique et contribue à développer de nouvelles technologies dans les énergies renouvelables et les solutions de stockage, notamment pour :

- pallier l'intermittence des énergies renouvelables ;
- intégrer le numérique et les nouvelles technologies de l'information au système électrique et au monde des objets interconnectés ;
- enrichir son offre de services énergétiques avec de nouvelles solutions issues de la numérisation pour tous les clients.

EDF vise aussi la préservation des ressources naturelles et de la santé humaine grâce à des solutions de réduction des rejets dans l'eau, l'air ou les sols, dans la logique de l'économie circulaire.

En France, EDF consacre plus de 21 % de son budget R&D à la protection de l'environnement (voir section 1.6.1 « Organisation de la R&D et chiffres clés »).

Quant au programme « Environnement production », qui traite des interactions entre le parc de production et l'environnement, il a mobilisé plus de 26 millions d'euros en 2015 (25 millions d'euros en 2014), répartis comme suit :



Les principaux axes de recherche en 2015 dans le domaine du Développement durable ont été les suivants :

- l'adaptation au changement climatique, les performances d'un parc de production bas carbone, l'efficacité énergétique, (voir section 3.2.3.6.1 « Contribution à la lutte contre la précarité énergétique et accès à l'énergie ») ;
- la préservation de la biodiversité (voir section 3.2.2.6 « Protection de la biodiversité ») ;
- les énergies renouvelables (voir section 3.2.2.4.1 « Les énergies renouvelables dans le groupe EDF ») ;
- la ville durable : réalisation d'une plateforme de modélisation urbaine, qui prend en compte et combine l'intégration des énergies renouvelables dans les bâtiments, la gestion des réseaux énergétiques, la gestion de l'eau, la mobilité douce (voir section 3.2.2.3.3 « Accompagner les clients à consommer mieux et moins ») ; et
- les réseaux et *smart grids* : expérimentations de nouveaux matériaux à pertes réduites ou à tenue thermique plus élevée afin de réduire les pertes d'électricité en ligne, adaptation du réseau Basse et Moyenne Tension pour l'intégration des énergies renouvelables décentralisées fatales, expérimentations grandeur nature de systèmes de stockage d'électricité chez les clients en Corse et dans les départements d'outre-mer.

3.2.2 INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES

3.2.2.1 Contrôle de la performance environnementale

3.2.2.1.1 Système de *management* environnemental (SME)

Le système de *management* environnemental est organisé, à l'échelle du Groupe, de façon à coordonner l'ensemble des objectifs, des actions et des indicateurs selon les engagements environnementaux de la politique de Développement durable du Groupe au moyen d'une animation assurée par un Comité Développement durable Groupe.

Depuis 2002, le groupe EDF est certifié ISO 14001 avec un périmètre 2015 certifié représentant 98 % du chiffre d'affaires consolidé d'EDF et de ses filiales et participations. En mai 2015, la certification ISO 14001 Groupe a été maintenue par l'organisme indépendant Afnor Certification, et un nouveau certificat a été délivré intégrant désormais Dalkia. Les auditeurs externes ont particulièrement souligné l'implication forte du *management* et des salariés dans la démarche permettant d'atteindre les résultats environnementaux fixés ainsi que la préparation adaptée et anticipée de la nouvelle version 2015 de la norme ISO 14001 démontrant l'engagement d'amélioration continue du système et de sa performance.

Les principales actions environnementales du Groupe se sont poursuivies dans les domaines :

- de la réduction des émissions de CO_2 directes par l'optimisation de la production du parc nucléaire, l'adaptation du parc de production thermique et le développement des énergies renouvelables et des émissions indirectes liées à nos organisations ;
- de la réduction des impacts des activités industrielles et commerciales sur l'eau, l'air, le sol, les déchets, le transport, l'utilisation des espaces et des ressources, matériels et équipements ;
- de la mise en œuvre des réglementations comme le projet « Performances environnementales des tranches charbon du Groupe » en intégrant les impacts de la Directive IED 2016 ou du pilotage du projet Seveso 3 des sites concernés ;
- de l'efficacité énergétique à l'amont (parc de production et bâtiments tertiaires) et à l'aval (usages clients) ; en 2015 ont été réalisés des audits énergétiques sur les centrales thermiques d'EDF, et l'engagement a été pris d'une démarche de certification ISO 50001 des centrales de la Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) ;
- de la prise en compte de la biodiversité et de l'optimisation des usages de l'eau, qui reste centrale pour EDF et ses parties prenantes.

1. *Voir section 1.6 « Recherche et développement, brevets et licences ».*

3.2.2.1.2 Pilotage et prévention des risques environnementaux

Le groupe EDF met en œuvre une politique de gestion de ses risques sur les plans opérationnel, financier et organisationnel, qui intègre les risques environnementaux (voir section 2.2.6.4 « Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires des activités du Groupe »).

Identification des risques

Les risques environnementaux sont totalement intégrés au SME et au dispositif de contrôle interne du Groupe. Ils font l'objet de plans d'action découlant des orientations de la politique de Développement durable du Groupe.

L'actualisation de 2015 conforte l'analyse des risques et ne souligne pas de nouveaux risques environnementaux. En 2015, le Groupe compte 14 sites Seveso seuil haut et 25 sites seuil bas [1].

En 2015, comme les années précédentes, les éléments les plus significatifs, en termes d'enjeux économiques et financiers relatifs aux risques environnementaux portent sur les sujets suivants : les émissions de GES ; le déploiement des actions d'efficacité énergétique et l'obtention des certificats associés ; les impacts des activités d'EDF sur l'air, l'eau, les sols et la production de déchets ; la préservation de la biodiversité et des services rendus par les écosystèmes et la gestion de la ressource en eau.

Prévention des risques et pollutions

Pour maîtriser les risques d'incidents ou d'accidents industriels pouvant porter atteinte au milieu naturel ou à la santé publique, EDF met en œuvre :

- un système de *management* environnemental Groupe suivi et amélioré en permanence dans les entités et sur les sites avec des audits externes de certification ISO 14001 ;
- une politique active d'investissements et un programme de déconstruction d'actifs industriels dont l'exploitation est arrêtée, qui comporte si nécessaire des opérations de dépollution [2] ;
- un programme de formation du personnel et de sensibilisation de toutes les parties impliquées ;
- des inspections et des audits sur les sites de production (voir sections 3.2.2.2.1 « La sûreté nucléaire » et 3.2.2.2.2 « La sûreté hydraulique ») ;
- une politique de gestion de crise, qui prévoit notamment des tests réguliers des organisations de crise au travers d'un programme annuel d'exercices de crise (voir section 2.2.2.2 « Gestion des crises »).

Pour réduire ces risques, le Groupe met également en œuvre un programme d'élimination ou de substitution de certaines substances (PCB, produits chimiques) par des produits plus respectueux de l'environnement. Ces travaux ont permis en particulier de supprimer environ 50 produits en 3 ans à la Division de la Production Nucléaire, de limiter l'utilisation du tétrahydrofurane à EDF Energy, en parallèle d'études de substitution et de la mise en place de prescriptions dans le domaine des achats. D'autres études sont en cours afin de progresser encore, notamment sur les fluides de commande hydraulique et le chromate de potassium (chez EDF Energy et EDF Luminus notamment).

Localement, chaque unité opérationnelle et société du Groupe identifie les événements qui peuvent avoir un impact environnemental, gère les situations d'urgence qui peuvent en découler, réalise les exercices de crise correspondants, met en œuvre un suivi et communique sur les événements environnementaux relevant de sa responsabilité.

Durant l'année 2015, il n'y a pas eu d'événement environnemental à enjeu [3]. Quelques incidents, sans impact environnemental ou sanitaire majeur, ont principalement concerné des fuites ou déversement d'hydrocarbures ou d'acide, ou des émissions gazeuses. Ils ont été maîtrisés selon les procédures d'urgence en vigueur.

Certains de ces événements peuvent être suivis de contentieux, issus de plaintes déposées par des ONG ou de mises en demeure des autorités de régulation nationales (ASN, préfecture, etc.). En 2015, 2 condamnations ont été prononcées à l'encontre d'EDF en France, pour un montant global d'environ 10 500 euros.

3.2.2.2 Sûreté des équipements industriels et sécurité des salariés et des tiers

Premier opérateur nucléaire mondial, premier producteur hydraulique européen, le groupe EDF fait de la sûreté de ses installations industrielles une priorité absolue. La sûreté d'exploitation des installations nucléaires et hydrauliques figure à ce titre au premier rang des Engagements de responsabilité d'entreprise du Groupe (voir section 3.1.2 « Les Engagements de responsabilité d'entreprise : mesure de la performance du Groupe »).

3.2.2.2.1 La sûreté nucléaire

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte dès la conception des ouvrages et fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires.

Dispositifs de contrôle et de surveillance

La sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et d'audits de l'inspection nucléaire en France) et externes (*peer reviews* entre les entreprises membres de l'association WANO [4] et audits OSART [5] conduits par les experts de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA)).

En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'ASN (voir section 1.4.1.1.3 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection »).

Au Royaume-Uni, l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR, Office pour la sécurité nucléaire civile) est l'autorité indépendante de contrôle de la sécurité dans le secteur du nucléaire civil. Il veille au respect des règles de sécurité, y compris pour le transport de matières radioactives.

1. *Seuil haut et seuil bas : les établissements industriels sont classés « Seveso » selon leur aléa technologique en fonction des quantités et des types de produits dangereux qu'ils accueillent. Il existe ainsi deux seuils différents classant les établissements en « Seveso seuil bas » ou en « Seveso seuil haut ». Les exigences associées à ces deux types sont très différentes ; elles sont fortement contraignantes pour le seuil haut, notamment quant au système de gestion de la sécurité, à l'information du public, au plan de prévention, etc.*
2. *Ces opérations de dépollution peuvent concerner des situations de contamination et de dénaturation antérieures à la phase d'exploitation par EDF.*
3. *Événement environnemental à enjeu : événement affectant gravement l'environnement (espaces, ressources et milieux naturels, sites et paysages, qualité de l'air, espèces animales et végétales, diversité et équilibres biologiques) et ayant un fort impact médiatique ou ayant un impact financier supérieur à 3 millions d'euros. L'événement affectant l'environnement susceptible de porter atteinte à la santé humaine entre dans le champ d'application de l'événement à enjeu pour le groupe EDF.*
4. World Association of Nuclear Operators, *Association mondiale des exploitants nucléaires.*
5. Operational Safety Review Team.

Résultats 2015

En France, l'amélioration de la maîtrise des arrêts de tranche s'est poursuivie en 2015. Cette maîtrise a été obtenue par une meilleure anticipation, une bonne préparation et la stabilité des programmes d'arrêts. Une telle maîtrise contribue directement aux résultats de sûreté comme la diminution des non-respects des spécifications techniques, « Code de la route » de l'exploitant nucléaire. L'indisponibilité fortuite demeure à un bon niveau, 2,48 %, dans la lignée des années précédentes.

Une évolution à la hausse des arrêts automatiques réacteur et des départs de feu a été constatée par rapport à 2014. Si les conséquences de ces événements ont été limitées, notamment en matière de sûreté, cette situation a donné lieu à la mise en place d'actions correctives dont l'efficacité devrait pouvoir être confirmée en 2016.

Au Royaume-Uni, les résultats de sûreté ont progressé en 2015, grâce notamment à un soutien particulier auprès des sites qui étaient le plus en retrait en 2014. L'indisponibilité fortuite s'est notablement améliorée, en passant de 10,7 % en 2014 à 2,3 % en 2015. EDF Energy a fait l'objet d'une appréciation positive lors de la *corporate review follow up* de WANO.

3.2.2.2.2 La sûreté hydraulique

EDF exploite en France 433 centrales hydrauliques et gère les retenues de 239 grands barrages. L'âge moyen du parc hydraulique français est de 71 ans. La sûreté hydraulique vise à maîtriser les risques de rupture d'ouvrage, les risques liés à l'exploitation des aménagements en période de crue, ainsi que ceux liés aux variations de débit des cours d'eau pendant l'exploitation. À l'instar de la politique de sûreté nucléaire, la politique de sûreté hydraulique vise un haut niveau de sûreté et une amélioration continue (voir section 1.4.1.4.1.2 « La sûreté hydraulique »).

3.2.2.3 Conséquences des activités du Groupe sur le changement climatique

Pour la communauté internationale, les émissions anthropiques de gaz à effet de serre (GES), et en particulier les émissions de CO_2, sont les principaux responsables du changement climatique. D'ores et déjà, des actions sont engagées avec un objectif : limiter la hausse des températures en dessous de 2 °C. L'accord de Paris dont le texte a été validé à l'issue de la COP 21 en décembre 2015 confirme cet objectif et renforce le rôle des acteurs non étatiques, dont les entreprises, dans la dynamique d'ensemble.

Actuellement, la production d'énergie représente 60 % des émissions mondiales, y compris le transport et l'électricité qui représentent une part prédominante. Qu'elles soient développées ou en développement, il s'agit de réduire la dépendance de nos sociétés au carbone en consommant moins d'énergie, et en consommant une énergie qui elle-même sera productrice de moins de carbone. L'électricité décarbonée est aujourd'hui le meilleur moyen de réduire la dépendance de nos économies aux combustibles et énergies fossiles.

La demande mondiale d'électricité devrait croître de 70 % d'ici à 2040, mais sa production est à l'origine de 40 % des émissions de GES liées à l'énergie. Il faut les réduire pour lutter contre le changement climatique : le groupe EDF s'y engage avec un mix énergétique bas carbone, compétitif et diversifié. En France continentale, EDF a produit plus de 98 % de son électricité sans émission directe de CO_2 [1] en 2015. Depuis 1990, EDF a plus que divisé par deux ses émissions de carbone. Le mix énergétique du Groupe favorise les énergies décarbonées, associant majoritairement énergie nucléaire, énergie hydraulique, avec la première capacité d'Europe, et nouvelles énergies renouvelables, éolienne et solaire en priorité.

3.2.2.3.1 Réduction des émissions de CO_2 [2]

En 2015, le Groupe a émis 59,1 millions de tonnes de CO_2 à l'échelle mondiale, dont 8,5 millions de tonnes par EDF. La faiblesse relative des émissions de CO_2 en France continentale s'explique par le fait que plus de 98 % de la production électrique soit sans émission directe de CO_2 [1].

En France continentale, EDF s'était fixé pour ambition de réduire de 30 % ses émissions de CO_2 en 2020 par rapport au niveau de 1990 (23,6 millions de tonnes). Cet objectif est atteint pour 2015 avec une baisse des émissions de plus de 15 millions de tonnes.

Émissions de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur *(en g/kWh)*	**2015**	**2014**	**2013 (retraité)**
Groupe EDF	95	102	123 (1)
EDF	15	17	35

(1) La donnée publiée en 2013 (non retraitée) était de 116,3 g/kWh.

À l'échelle européenne et selon la dernière étude disponible de PWC [3] sur le facteur carbone européen, « *il faut insister sur la contribution du groupe EDF au maintien d'un facteur carbone moyen européen relativement bas : sans EDF, qui présente un contenu spécifique de 17 g CO_2/kWh, le facteur carbone européen du panel étudié serait plus élevé de 32 %, et atteindrait 413 g CO_2/kWh* ».

Ces résultats sont le fruit d'une politique industrielle engagée visant une réduction de ses émissions directes de CO_2 :

- au niveau global : maintenir les émissions directes de CO_2 du Groupe au plus bas, et en tout cas en dessous de 150 g/kWh ;
- en France continentale : diviser par 2 ses émissions spécifiques de CO_2 en 2016 par rapport au niveau de 1990 (63 g CO_2/kWh) ;
- en Corse et dans les départements d'outre-mer (Direction des SEI d'EDF) : réduire les émissions de CO_2 entre 2005 et 2020, avec un objectif intermédiaire en 2015 de 480 g CO_2/kWh ;
- au Royaume-Uni : réduire l'intensité carbone de la production d'électricité à 250 g CO_2/kWh d'ici 2020, et à moins de 100 g CO_2/kWh d'ici 2030.

1. *Hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.*
2. *Les émissions de CO_2 mentionnées dans ce chapitre concernent des émissions directes, hors ACV des moyens de production et des combustibles.*
3. *PWC, « Changement climatique et électricité », novembre 2015.*

Le Groupe dispose, pour réduire et maintenir à un des niveaux européens les plus bas ses émissions de GES, de plusieurs leviers à court et long termes, dont notamment :

- l'optimisation de la production hydraulique, en modernisant les moyens de production ;
- le développement des autres énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque) ;
- l'exploitation du parc nucléaire, très faiblement émetteur de gaz à effet de serre ;
- l'optimisation des performances carbone et la modernisation du parc thermique à flamme ;
- le développement de solutions concrètes visant à consommer mieux, moins, et à réduire les émissions de CO_2. Par exemple, en France, EDF vise une réduction d'environ 40 % de la consommation moyenne d'électricité de ses *data centers* sur les 5 prochaines années, soit une baisse des rejets de CO_2 avoisinant 1 150 tonnes ;
- les efforts engagés pour diminuer l'empreinte carbone des réseaux ;
- l'intégration du critère carbone dans les arbitrages industriels du Groupe entre les différents moyens de production, pour les investissements à long terme.

Optimisation des performances carbone et modernisation du parc thermique

Les performances environnementales des centrales thermiques ont été sans cesse améliorées pour réduire l'impact environnemental du Groupe et répondre au renforcement progressif des exigences réglementaires. Les programmes d'investissement intègrent à la fois les exigences d'amélioration de la qualité de l'air et de réduction des émissions atmosphériques et les réglementations relatives aux GES, tout en prenant en compte la sécurité d'approvisionnement et les coûts des combustibles fossiles.

En France, le Groupe a mis en service depuis 2011 trois centrales thermiques CCG et envisage la construction d'un CCG supplémentaire en Corse dans les années à venir. En 2014 et 2015, des tranches thermiques parmi les plus polluantes ont été arrêtées (voir section 1.4.1.3.2 « Les enjeux de la production thermique »). Entre 2012 et 2016, EDF aura fermé et remplacé 2 850 MW de centrales charbon peu performantes par des CCG et des turbines à combustion. Sur cette période, ces actions auront permis au total de diminuer de plus d'un tiers les émissions de CO_2 par kilowattheure du parc thermique d'EDF en France.

Depuis 2013 au Royaume-Uni, les trois nouvelles tranches du nouveau CCG de West Burton B de 1 300 MW sont en exploitation. Avec 1,5 million de clients desservis annuellement pendant 25 ans, cette centrale contribue à la réalisation de l'objectif 2020 d'EDF Energy de réduction de ses émissions spécifiques de CO_2. Par ailleurs, en Pologne, EC Zielona Góra a terminé en 2013 la modernisation de sa centrale et remplacé le combustible charbon par du combustible gaz. Un programme similaire est prévu en 2017 pour la centrale de Toruń. En Belgique, la modernisation des chaudières de la centrale thermique d'Ham permet d'utiliser depuis 2014 du gaz à la place de fioul, pour une réduction des rejets de CO_2 autour de 35 % en 2015.

En Italie, le parc thermique d'Edison est entièrement constitué de CCG à haut rendement et à faible émission de CO_2. Ces installations thermiques performantes, combinées à des installations hydroélectriques et d'énergies renouvelables (parcs éoliens notamment) placent Edison parmi les électriciens les plus faiblement émetteurs en Italie.

En Pologne, il est prévu au cours des prochaines années une augmentation du taux de cogénération et l'utilisation de biomasse comme combustible.

Le Groupe est par ailleurs actif sur ce champ de recherche. EDF poursuit avec la R&D le projet « Cycles innovants », qui vise à réduire l'intensité carbone du parc grâce à l'augmentation du rendement des centrales thermiques (évaluation des performances de matériaux haute température, cogénération, nouveaux cycles thermiques avancés).

Par ailleurs, concernant la technologie *Carbon Dioxide Capture and Storage* (CCS), le groupe EDF participe avec des partenaires industriels internes et externes à des projets de captage en postcombustion et oxy-combustion, ainsi qu'à des études sur le stockage et le transport de CO_2. Après une expérimentation menée au Havre, un nouveau projet de recherche en partenariat avec le centre de R&D de Chine a été lancé en 2015 avec pour objectif d'évaluer l'intérêt des technologies de CCS dites de « seconde génération » pour des applications futures.

3.2.2.3.2 Stratégie d'adaptation au changement climatique

Le changement climatique a des impacts directs sur les conditions physiques d'exercice de l'activité de production, de distribution et de transport, ainsi que sur la demande d'énergie. L'adaptation au changement climatique concerne essentiellement les ouvrages à cycle de vie long : centrales nucléaires et thermiques, barrages hydrauliques, plateformes hydrocarbures en mer ou réseaux. Prévues pour être exploitées sur une période plus courte (20 ans environ), les centrales éoliennes et photovoltaïques sont peu impactées, d'autant qu'il s'agit d'installations légères aux équipements faciles à remplacer.

En France, EDF a continué à déployer la stratégie d'adaptation au changement climatique, adoptée précédemment au niveau du Groupe, et qui constitue notamment une réponse appropriée au plan national d'adaptation au changement climatique 2011-2015 du pays. Cette stratégie concerne les installations industrielles (actuelles et futures), les offres aux clients, l'optimisation production/consommation et les thèmes de R&D et s'organise autour des axes suivants :

- évaluer les impacts des changements climatiques en cours et à venir sur les installations et activités ;
- adapter les installations concernées pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques extrêmes ;
- prendre en compte les conditions climatiques futures dans la conception des installations ;
- améliorer la résilience aux évolutions et situations extrêmes plus difficilement prévisibles.

En 2014, EDF a démarré un projet de recherche intégral visant le développement de méthodes et outils permettant d'anticiper et d'atténuer les impacts du changement climatique. Le programme comprend la constitution d'un « Service climatique » pour construire une base de données qui mettra à disposition des métiers des projections climatiques expertisées et « prêtes à l'emploi ».

EDF a été missionné pour piloter l'action 3.3 du plan national d'adaptation au changement climatique : « Dans le secteur de l'énergie, améliorer les performances en termes de prélèvements et de consommations d'eau des centrales existantes et à venir ». Dans ce cadre, EDF a démarré un programme de recherche sur la robustesse des sources froides des centrales nucléaires et thermiques en exploitation, qui intègre les résultats déjà obtenus sur l'évaluation des évolutions de la disponibilité de l'eau dans les principaux bassins français. Les centrales nucléaires ont été conçues avec un haut niveau de résistance vis-à-vis d'événements climatiques extrêmes. Afin d'améliorer leur efficacité par temps chaud, des travaux de rénovation (près de 400 millions d'euros jusqu'en 2019) sont mis en œuvre sur les centrales françaises.

Selon le groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), le niveau des mers et des océans augmente et pourrait croître encore de 18 à 42 centimètres d'ici 2100, en conséquence du changement climatique. Cette hausse potentielle a été intégrée dans la conception des nouvelles centrales nucléaires EPR du Groupe. Ainsi, l'EPR de Flamanville est construit 4 mètres au-dessus de la prévision maximale de la hausse du niveau des océans. De plus, en France les nouveaux moyens CCG sont situés dans des zones non inondables et non thermosensibles.

Afin de renforcer la résilience aux aléas climatiques extrêmes des installations hydrauliques, certains ouvrages le nécessitant ont été renforcés avec l'installation d'évacuateurs de crues. C'est le cas du barrage de Charmines, inauguré après rénovation le 18 juillet 2015. Il s'agit du 8e barrage EDF à bénéficier des évacuateurs de crues en touches de piano « Piano Key Weirs [1] ». Développée par l'ingénierie hydraulique et la R&D d'EDF, en collaboration avec l'association HYDROCOOP, l'École Polytechnique Fédérale de Lausanne et l'Université de Liège, EDF a reçu pour cette innovation le 2 décembre 2015 le Prix Grand Groupe du Trophée des Solutions Climat de la catégorie « Adaptation aux effets du changement climatique ».

ERDF a formalisé dans son plan d'adaptation au changement climatique les mesures prévues pour réduire la vulnérabilité des réseaux (1,3 million de kilomètres) et diminuer les délais de réalimentation des clients en cas de coupure. Il couvre également les risques d'inondation et de chaleurs estivales. L'essentiel du plan consiste à enfouir des réseaux HTA aériens pour prendre en compte les risques de chutes d'arbres, vent, neige, givre, en priorisant les ouvrages les plus exposés et à fort enjeu vis-à-vis de la réalimentation des clients. Dans ce cadre, ERDF a déposé, de 2007 à fin 2015, 36 412 kilomètres de lignes aériennes HTA, dont 15 638 à risque climatique avéré. Par ailleurs, 98 % des réseaux neufs HTA sont enfouis et 80 % des réseaux neufs basse tension utilisent des techniques discrètes plus sûres. En complément de ce programme d'investissement, une Force d'Intervention Rapide Électricité (FIRE) a été conçue. Elle peut mobiliser jusqu'à 2 000 intervenants 24 h/24, 7 j/7, aussi bien sur le territoire national qu'à l'étranger. En 2015, la FIRE « réseaux aériens » a été mobilisée lors des orages qui ont touché le Sud-Ouest le 31 août et 1er septembre. Lors de la canicule de l'été, entre le 29 juin et le 10 juillet, des ressources FIRE « réseaux souterrains » et des véhicules spécialisés en recherche de défaut ont été mobilisés pour réparer les réseaux affectés sur les régions Île-de-France, Provence - Alpes - Côte d'azur et sur la région de Lyon.

Au Royaume-Uni, en complément de la stratégie d'adaptation du Groupe, EDF Energy a réévalué ses risques, en particulier ceux liés à la hausse de la température de l'air et de la mer, et son plan d'adaptation au changement climatique intègre le plan national du Royaume-Uni. EDF Energy investit près de 600 millions de livres sterling sur ces centrales nucléaires.

3.2.2.3.3 Accompagner les clients à consommer mieux et moins

Le groupe EDF souhaite aider tous ses clients, particuliers, entreprises et collectivités locales, à consommer mieux et moins, et, *in fine,* à réduire leur empreinte CO_2. De plus, les clients deviennent à la fois producteurs d'énergie et acteurs en matière d'économies d'énergie. Pour les accompagner, EDF met en place des offres et des services, en s'appuyant sur la révolution numérique et le développement des systèmes intelligents.

La promotion de l'efficacité énergétique auprès des clients est intégrée dans la politique de Développement durable du Groupe comme l'un des leviers principaux de sa lutte contre le changement climatique. L'un des axes de travail essentiel concerne la rénovation thermique des logements occupés par des personnes en situation de précarité (voir section 3.2.3.6.1 « Contribution à la lutte contre la précarité énergétique et accès à l'énergie »). En réponse à leurs obligations réglementaires, les sociétés du Groupe ont développé des solutions d'efficacité énergétique adaptées à leurs marchés. L'intégration de Dalkia en 2014 apporte l'expertise d'un leader des services énergétiques, et EDF Fenice continue à développer des solutions d'optimisation à l'intention des clients industriels italiens, espagnols, polonais et russes.

EDF s'est engagé à accompagner ses clients en vue d'une réduction cumulée de leurs émissions de CO_2 de 2 millions de tonnes entre mi-2009 et 2013. La cible 2014 de 600 000 tonnes de CO_2 évitées [2] a été maintenue pour 2015. À mi-2015, le résultat était de 489 198 tonnes, soit 3,38 millions de tonnes cumulées entre mi-2009 et mi-2015.

EDF propose une gamme d'offres pour accompagner ses clients en termes d'efficacité énergétique et pour les aider à réaliser des économies d'énergie. Cette démarche permet notamment à EDF d'obtenir en contrepartie des certificats d'économie d'énergie, dans le cadre du dispositif qui impose à chaque fournisseur d'énergie des obligations d'économie d'énergie chez ses clients (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité » – « Efficacité énergétique »). Premier producteur français de certificats d'économie d'énergie – 25 % du volume total –, EDF a rempli ses obligations pour la 2e période, allant du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2014. Afin de remplir ses obligations relatives à la 3e période, qui a débuté le 1er janvier 2015, EDF participe au développement de nouvelles technologies économes en énergie, finance des programmes nationaux (organisme de formation professionnelle FEEBAT notamment), et poursuit l'accompagnement de ses clients (entreprises, collectivités et bailleurs sociaux, et particuliers) sous forme de conseils ou de financement (prêts bonifiés, « Habiter Mieux » de

1. *Le* Piano Key Weirs *est une nouvelle forme de déversoir non rectiligne dont la forme en touches de piano (en créneau) offre une plus grande surface pour l'écoulement de l'eau, permettant d'améliorer à la fois la capacité d'évacuation de l'évacuateur de crues et la capacité de stockage de la retenue des barrages existants.*
2. *Calcul EDF sur la base des contenus en GES moyens par pays, analyse du cycle de vie (ACV) incluse, déterminés selon les mix de production par pays fournis par l'Agence internationale de l'énergie 2012 et selon l'ACV des filières de production fournie par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat 2012.*

l'Agence nationale de l'habitat, incitations commerciales, etc.) afin de les inciter à réaliser des actions d'économie d'énergie. Exemples d'actions de MDE et d'efficacité énergétique menées en 2015 par EDF :

En France

Promotion et formation aux économies d'énergie	■ Financement de la formation aux économies d'énergie des salariés et artisans des entreprises du bâtiment à travers le dispositif FEEBAT, pour développer la capacité de ces entreprises à répondre au marché de la rénovation thermique (25 400 professionnels formés en 2015). ■ Octroi de 42 000 prêts bonifiés pour les clients particuliers améliorant l'efficacité énergétique de leur logement avec des partenaires d'EDF. ■ EDF accompagne Vallourec dans son projet « GreenHouse ». L'accompagnement concerne la modernisation du four de chauffage de la tuberie de Vallourec Saint-Saulve, avec des économies d'énergie à la clé, et la mise en place d'un plan de performance énergétique incluant des actions de formation des techniciens.
Sensibilisation/information	■ Lancement d'« e.quilibre », une solution numérique pour les clients particuliers incluse dans le contrat de fourniture. e.quilibre est un tableau de bord numérique développé par EDF pour aider ses clients à analyser leur consommation d'électricité et/ou de gaz, et ainsi à mieux la maîtriser. Accessible depuis le site edf.fr, cet outil permet à chaque client de : – suivre, en euros et en kilowattheures, l'évolution de sa consommation d'électricité et/ou de gaz mensuelle et annuelle ; – comparer sa consommation en kilowattheures à celle de foyers similaires ; – piloter sa facture grâce à des estimations de la consommation de ses différents équipements, et à des analyses de son utilisation des heures creuses, s'il dispose de cette option tarifaire ; – bénéficier de conseils et d'éco-gestes personnalisés pour adopter des comportements moins énergétivores.
Offres et conseils efficacité énergétique	■ 130 000 logements ont bénéficié d'une rénovation énergétique par une entreprise du réseau Partenaire Solutions Habitat d'EDF en 2015.
Expérimentations	■ Le projet Smart Electric Lyon implique plus de 20 000 clients particuliers, commerçants, entreprises, bailleurs sociaux et collectivités de la métropole de Lyon, tous volontaires. Ces clients-expérimentateurs peuvent devenir des clients-acteurs de leur consommation d'énergie, en bénéficiant : – d'informations de suivi de leur consommation et de conseils ciblés, disponibles directement sur tablettes et *smartphones* (ex : consommation adaptée en fonction du prix de l'énergie) ; – de simulations tarifaires adaptées à leurs besoins et pratiques de consommation ; – d'équipements « intelligents et connectés », qui réagissent automatiquement à des informations envoyées par le fournisseur, et au centre desquels est placé un compteur communicant. Pour mener cette expérimentation, 21 partenaires académiques et industriels se sont groupés dans un consortium autour d'EDF. ■ En Corse, EDF envisage un projet de récupération de la chaleur produite par les groupes Diesel de la centrale thermique de Lucciana actuellement en construction, pour l'injecter dans un réseau alimentant les infrastructures situées à proximité. ■ Des projets de récupération de la chaleur produite par les nouvelles centrales thermiques EDF PEI sont en cours pour Port-Est à la Réunion, Pointe-Jarry en Guadeloupe et à Fort-de-France en Martinique.
Promotions des usages performants et maîtrise de la consommation	■ EDF s'est associé aux fabricants Philips, Osram, Panasonic, et Xanlite afin de faire réaliser des économies d'énergie aux consommateurs, en les incitant à s'équiper de lampes LED à un tarif préférentiel. Chaque lampe vendue bénéficie d'un prix d'achat attractif grâce à une participation financière d'EDF et d'un effort commercial supplémentaire des fabricants et du distributeur pour offrir aux consommateurs la possibilité de s'équiper avec des ampoules LED de qualité à un prix attractif. ■ La Fondation Abbé-Pierre et EDF ont renouvelé pour l'année 2015 leur partenariat sur le programme « Toits d'abord » dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie qui, depuis 2012, a participé à la rénovation thermique de plus de 1 500 logements dits « très sociaux ».

À l'international

Efficacité énergétique	■ Au Royaume-Uni, signature de nombreux contrats de performance énergétique avec des grandes entreprises : par exemple, un tel accord a été signé avec Nissan Motor Manufacturing qui a déjà identifié 6 millions de livres sterling d'économies d'énergies annuelles et potentiellement 17 millions de livres sterling supplémentaires qui seront mises en œuvre en 2016. Réalisation de 47 000 opérations d'efficacité énergétique chez les clients résidentiels pour un total de 54 millions de livres sterling. ■ En Italie, développement de l'offre « Energy Control », par laquelle Edison propose aux clients résidentiels un dispositif de *management* de leur consommation énergétique, couplé à un forum d'échanges et de retours d'expériences sur internet. ■ Edison a également développé une nouvelle offre « E-Manager » pour le secteur tertiaire, qui permet une analyse approfondie des consommations énergétiques et propose les actions d'économie à mettre en œuvre (économie moyenne de 10 % de la facture). ■ En Chine, à Wuhan, EDF a reconfiguré l'éclairage des ateliers de production d'un site de PSA. Le nouveau système associe des LED, des variateurs et des détecteurs de présence.
Audits énergétiques	■ Edison en Italie a réalisé 16 audits énergétiques sur ses centrales de production, stockages de gaz et immeubles. ■ EDF Energy au Royaume-Uni a réalisé des audits énergétiques sur ses centrales de Cottam, Heysham 1 et Sizewell.

Accompagner la transition énergétique des villes et des territoires

Le groupe EDF est engagé dans la transition énergétique des villes et des territoires, acteurs incontournables de la lutte contre le changement climatique. Il développe des réponses sur-mesure pour accompagner les projets énergétiques locaux des collectivités. Les actions engagées portent sur la stratégie et le conseil amont en énergie, la production d'énergie à partir de ressources locales, la performance énergétique et environnementale des bâtiments et des équipements, l'éclairage public et la mobilité.

À titre d'exemple, pour le plus gros bailleur social de Singapour, EDF a développé une plateforme de planification urbaine qui permet aux décideurs locaux de visualiser, grâce à une interface 3D, les conséquences possibles de différents scénarios énergétiques envisagés pour la ville. Cet outil permettra également de réduire les émissions de CO_2. La plateforme comprend 500 fonctions pour couvrir de manière exhaustive les principales problématiques urbaines (énergie, transport, eau, déchet). Trois minutes suffisent pour obtenir les résultats d'une simulation.

Grâce à la solution conçue et réalisée par EDF Optimal Solutions, une filiale d'EDF, 300 logements de l'éco-quartier Cap Azur (Roquebrune - Cap Martin) récupèrent la chaleur des eaux usées d'une station d'épuration pour leurs besoins en chauffage et eau chaude sanitaire. Avant que les eaux épurées de la station ne soient rejetées en mer, des échangeurs captent leur chaleur (entre 12 °C et 24 °C) et la transmettent à des eaux tempérées, en toute étanchéité. Des pompes à chaleur, installées dans les immeubles, remontent ou rafraîchissent la température de ces eaux, qui approvisionnent à leur tour les réseaux de chauffage, d'eau chaude sanitaire et de climatisation. Grâce à quoi, le quartier est alimenté à 70 % en énergies renouvelables. Le dispositif permet aux locataires de réaliser une économie de 50 % et réduire de 85 % les émissions de CO_2 [1].

Mobilité électrique

Le transport représente la plus grosse part des émissions de CO_2 en France, et le groupe EDF a développé une expertise qui lui permet de répondre aux besoins de mobilité électrique et d'intermodalité. Ses compétences s'étendent des services d'énergie embarquée (location de batteries pour les bus, navettes fluviales, camions de livraison en ville, etc.) à la conception, l'installation et l'exploitation des infrastructures de charge pour les véhicules en autopartage. Il propose également aux communes une vision intégrée de l'électrification des plans de déplacement urbain, de leur flotte de véhicules et des transports en commun afin d'optimiser l'implantation de bornes de recharge. Le marché du véhicule électrique a réalisé une année très positive avec 22 187 immatriculations en 2015, marquant une progression de 47,5 % par rapport à 2014. Portées par le marché des particuliers, les ventes décollent aussi sur les utilitaires.

Dans le cadre du projet Corri-door, 200 stations de charge rapide pour véhicules électriques ont été déployées en 2015. Établi le long des grands axes et nœuds routiers, ce réseau va faciliter les déplacements interurbains en véhicule électrique et aider le développement du marché. Initié en 2014, ce projet européen est porté par EDF et sa filiale Sodetrel, qui vient également d'emporter le marché public emblématique de la région Nord - Pas-de-Calais pour la supervision et l'exploitation de 1 250 bornes de charge de véhicules électriques à terme. Supervisant les bornes du Sydev (Vendée) depuis 2014 et fournisseur du SDEM (Morbihan), Sodetrel est aujourd'hui un des principaux exploitants des bornes des collectivités locales en France.

Les équipes du groupe EDF ont mis au point une offre de mobilité électrique solaire en autoproduction. Cette solution, baptisée « Ombriwatt », repose sur un générateur photovoltaïque qui produit de l'énergie grâce au soleil et alimente les bornes de chargement électriques des véhicules. Ombriwatt est une ombrière de parking d'environ 30 mètres carrés protégeant les voitures du soleil ou des intempéries. Équipé de panneaux photovoltaïques conçus en France par Photowatt, filiale à 100 % d'EDF EN, cet équipement permet de produire de l'énergie bas carbone pour alimenter les batteries des voitures stationnées, ou de réinjecter cette énergie sur le réseau électrique du site.

Réseaux intelligents

L'adaptation du réseau électrique aux nouveaux besoins de la société constitue un enjeu stratégique majeur, et l'un des piliers de la transition énergétique. Des réseaux électriques intégrant davantage les nouvelles technologies de l'information et de la communication sont ainsi développés afin de :

- faciliter l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et l'insertion de nouveaux usages performants de l'électricité (pompes à chaleur, véhicules électriques, véhicules hybrides rechargeables, etc.) ;
- permettre aux consommateurs d'être acteurs de leur consommation pour une plus grande efficacité énergétique, en interaction avec le réseau.

La généralisation du compteur Linky par ERDF a débuté le 1er décembre 2015, l'objectif étant à terme de remplacer 35 millions de compteurs d'ici 2021 (voir section 1.4.4.2.4 « Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs communicants) »).

L'année 2015 d'ERDF a été rythmée par la poursuite du pilotage et du suivi de démonstrateurs dont la spécificité est d'expérimenter dans une vision système les différents aspects des *smart grids :* intégration des énergies renouvelables au réseau public de distribution, accompagnement de la mobilité électrique, stockage : Nice Meridia, *So Mel So Connected*, Bordeaux Euratlantique, BienVEnu (mobilité électrique).

Dans les DOM, la Direction des SEI a achevé en 2015 trois projets importants :

- le projet Click Conso, test de 1 000 compteurs communicants en Martinique. Ce projet a mis en évidence un bon fonctionnement des compteurs et de la chaîne de communication ; un engagement des salariés pour ce projet innovant ; une collaboration de qualité avec les prestataires ; des clients principalement concernés aujourd'hui par la facturation sur index réel et les diagnostics de consommation. Les résultats de ce projet servent aujourd'hui de base au projet de renouvellement des compteurs et à la construction des analyses coûts/bénéfices ;
- le projet Pegase (batterie de 1 MW sur l'île de la Réunion). Les études menées ont permis de développer des méthodes de prévision de production innovantes à base d'images transmises par satellites, de coupler plusieurs fermes d'énergies renouvelables à la même batterie, et ont démontré la possibilité de lisser une production intermittente avec une batterie et une gestion intelligente des systèmes ;
- le projet Millener, qui comportait 2 volets : l'étude du pilotage de charge via des passerelles communicantes a permis d'identifier un gisement possible pour le pilotage du chauffage en Corse ; l'étude du couplage photovoltaïque et batterie en résidentiel confirme un gisement de valeur possible pour le réseau en matière de réglage de fréquence.

3.2.2.4 Gestion durable des ressources

3.2.2.4.1 Les énergies renouvelables dans le groupe EDF

Acteur de la transition énergétique, EDF est le premier producteur d'énergies renouvelables en Europe (hydraulique, éolien, solaire, biomasse…). L'eau est la première des énergies renouvelables exploitées par EDF, premier fournisseur d'énergie hydraulique de l'Union européenne. Le Groupe dispose d'une puissance installée renouvelable de 29,4 GW dont 21,7 GW en hydraulique. La part des énergies renouvelables dans le mix de capacité électrique du groupe EDF s'élève à 21,9 % contre 20,8 % en 2014.

Les investissements et leur financement

Depuis cinq ans, le Groupe consacre au développement des énergies renouvelables la plus grande part de ses investissements opérationnels bruts

1. *ACV incluse.*

de développement. En 2015, la part des énergies renouvelables dans les investissements opérationnels bruts de développement du Groupe s'élève à 36 % (pour 37 % en 2014).

Pour financer les projets futurs d'énergies renouvelables, le groupe EDF avait lancé en novembre 2013 la première émission obligataire verte (*Green Bond,* dont les fonds sont exclusivement dédiés au financement de projets d'énergies renouvelables) en euros réalisée par une grande entreprise. Les fonds levés (1,4 milliard d'euros) ont été totalement alloués à fin juin 2015. Ils ont permis de contribuer au financement de 13 projets développés par EDF Énergies Nouvelles en France, aux États-Unis et au Canada, pour une capacité totale cumulée de 1,8 GW, et une production annuelle d'environ 7 TWh (10 projets éoliens, 2 photovoltaïques et 1 biométhane).

Le 8 octobre 2015, EDF a lancé son 2e *Green Bond* d'un montant total de 1,25 milliard de dollars, soit le plus important *Green Bond* libellé en dollars américains émis jusqu'alors par une entreprise industrielle. Cette émission va permettre à EDF de poursuivre ses investissements dans les énergies renouvelables. Comme pour le premier *Green Bond,* les projets seront soumis aux critères ESG [1] couvrant notamment la gestion des impacts environnementaux. EDF s'est par ailleurs engagé à publier le bilan des émissions de CO_2 évitées par les projets bénéficiant d'un financement *Green Bond*.

Voir aussi section 6.9 « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (*Green Bonds*) émises par EDF en novembre 2013 et octobre 2015 »

Hydraulique

En France, le parc hydraulique d'EDF fait l'objet d'un important programme de modernisation et de maintenance. Au travers de quelques 2 000 opérations annuelles de maintenance, EDF adapte son parc aux exigences tant de performance que réglementaires, préservant ainsi son potentiel de production hydraulique. En 2015, les investissements relatifs aux opérations de maintenance et d'exploitation se sont élevés à environ 345 millions d'euros. Des chantiers de maintenance de grande ampleur ont ainsi eu lieu en 2015, comme la vidange de Guerlédan, les chantiers de conduites forcées de Passy et d'Aston, la rénovation et la maintenance des écluses du Rhin ou encore la rénovation de la STEP de Revin. De plus, EDF accentue son effort d'innovation et de développement avec un accent tout particulier sur la sécurité et la performance des outils de production. Le projet Paimpol-Bréhat mené par EDF est le premier projet mondial hydrolien au large développé au niveau préindustriel, sélectionné dans le cadre de l'appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME en vue d'installer 7 turbines hydroliennes en 2017 au raz Blanchard. On peut aussi citer l'important programme de rénovation de l'aménagement de la Rance, dont l'objectif est de fiabiliser et moderniser l'aménagement afin d'en garantir sa sécurité et sa rentabilité à long terme ; la reconception complète de la centrale de Gavet sur la Romanche ; le suréquipement des aménagements existants comme le site de La Bathie en Isère, ou encore la mise en service de la centrale du Rondeau à Grenoble (composée de 4 turbines VLH icthyocompatibles). En 2015, ces investissements de développement se sont montés à près de 95 millions d'euros, dont environ 60 % ont été dévolus à l'aménagement du site de Gavet. Face au risque de déficit hydraulique, des programmes sont aussi mis en œuvre pour garantir le maintien du productible hydraulique en France (voir section 3.2.2.4.2 « Impact sur l'eau »).

Hors d'Europe, le groupe EDF s'intéresse aux projets d'installation hydraulique dans des zones où le potentiel hydroélectrique peut permettre la mise à disposition des populations et de l'économie locale d'une électricité fiable, en particulier l'Amérique du Sud, l'Afrique et l'Asie du Sud-Est. L'ingénierie d'EDF bénéficie des compétences et d'un savoir-faire reconnus dans la prise en compte des aspects techniques, environnementaux, sociaux et sociétaux, suite notamment à la réalisation du barrage de Nam Theun au Laos, sur lequel ont été intégrées, en concertation avec les populations locales, l'ensemble des dimensions du Développement durable. Par ailleurs, EDF est actuellement engagé dans la construction du barrage de Sinop de 400 MW au Brésil et, avec l'État camerounais, dans le développement d'un barrage de 420 MW sur le fleuve Sanaga à 60 kilomètres au nord de Yaoundé.

Éolien et solaire

Pour développer ses capacités installées dans les filières éoliennes et solaires, le Groupe s'appuie principalement sur EDF Énergies Nouvelles (EDF EN), opérateur intégré, leader des énergies renouvelables au niveau mondial, présent sur tous les métiers et toute la chaîne de valeur. Son ambition est d'atteindre 25 GW de capacité nette à l'horizon 2030, soit la multiplication par 4 de ses capacités nettes qui devraient passer de 6 à 25 GW. En Europe comme aux États-Unis, les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables (hors hydraulique) ont diminué. Les progrès technologiques rendent possible la poursuite de la réduction des coûts de ces moyens de production. Ceci permettra à terme, pour les filières matures que sont l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, de compenser la diminution voire la disparition des aides publiques. Dans les pays émergents, la hausse de la demande en énergie devrait soutenir et favoriser le développement des énergies renouvelables.

En 2015, le groupe via EDF EN a consolidé sa base d'actifs éoliens et solaires avec des programmes importants de mises en services (1 826 MW) et de mises en construction (862 MW) dans de nombreux pays. Le gigawatt symbolique de capacité en éolien et solaire a été atteint en France, au Texas et au Canada. Au 31 décembre 2015, EDF EN dispose d'une capacité installée brute de 9 063,3 MW, d'une capacité installée nette de 6 131,5 MW et de 1 408,8 MW bruts en cours de construction.

Le gouvernement français s'est fixé l'objectif de développer 6 GW d'éolien en mer à moyen terme. Dans ce cadre, le Groupe participe à l'émergence d'une filière industrielle française sur l'éolien en mer. Ainsi, EDF EN est le chef de file du consortium retenu en 2012 par les pouvoirs publics pour la réalisation et l'exploitation de 1,5 GW d'éolien en mer. Les enquêtes publiques ont été menées sur chacun des projets. Les trois projets du consortium représentent l'installation de plus de 200 éoliennes au large des côtes bretonnes et normandes.

EDF EN a fait le choix stratégique de développer des activités spécifiques pour assurer l'exploitation et la maintenance des actifs renouvelables que l'entreprise gère pour son propre compte et pour le compte de tiers. À fin décembre 2015, EDF EN a atteint près de 14 GW de capacités sous gestion en exploitation-maintenance, contre 11,8 GW en 2014 et 9 GW en 2013.

Biomasse et géothermie

Avec Dalkia, le Groupe est co-leader dans les services énergétiques en France, et un acteur français de référence pour l'exploitation de la biomasse. L'objectif 2020 de Dalkia est d'atteindre 20 % de biomasse dans son mix énergétique.

Le Groupe a déployé depuis début 2015 une politique de durabilité de la biomasse qui vise à accompagner la croissance de l'utilisation de la biomasse solide dans la production d'électricité et de chaleur du Groupe, en soutenant et sécurisant les investissements actuels et futurs dans ce domaine. Cette politique s'appuie sur les principes de réduction des émissions de GES sur l'ensemble du cycle de vie, de préservation des ressources naturelles et de la biodiversité, de respect des droits de l'homme et de collaboration avec les parties prenantes.

De plus, Dalkia a lancé en juin 2015 ses nouveaux engagements Développement durable qui intègrent des engagements sur la gouvernance de Dalkia vis-à-vis de la protection de l'environnement, les économies d'énergie et le développement des énergies renouvelables et de récupération.

Dalkia a obtenu le doublement du « Fonds chaleur » auprès de l'ADEME. Créé dans le cadre du Grenelle de l'environnement, il est dédié à l'habitat collectif, aux collectivités et aux entreprises, et a vocation à soutenir les projets de réseaux urbains de chaleur alimentés à partir des énergies renouvelables (biomasse, géothermie, solaire…). Il contribue au respect de l'objectif de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique nationale à l'horizon 2020.

Dalkia développe la géothermie, qui s'adapte particulièrement bien aux spécificités des réseaux de chauffage urbain. Dalkia est à ce jour le leader français de la géothermie collective, en exploitant 27 sites.

1. *Critères environnementaux, sociaux et de gouvernance.*

Dalkia a acquis en 2015 Verdesis, développeur et tiers investisseur de projets biogaz en France et à l'international. Les activités de Verdesis englobent l'ensemble de la chaîne de valorisation du biogaz : production par méthanisation de biomasses agricoles et d'effluents industriels, traitement du biogaz avant utilisation, valorisation par moteur et/ou microturbine, enrichissement pour une utilisation en biocarburant ou injection réseau. Cette filiale compte à ce jour plus de 40 unités de traitement de biogaz.

Innovation et recherche

Le groupe EDF a fait de l'innovation et de la recherche l'une de ses spécificités, en développant des initiatives plébiscitées par les parties prenantes et en investissant massivement dans l'effort de recherche par des programmes de R&D dans les énergies renouvelables. Dans le cadre de CAP 2030, le groupe EDF entend accélérer la R&D sur le stockage, le photovoltaïque, la mobilité électrique et les nouveaux réseaux.

Innovation sociétale

Le groupe EDF a développé des initiatives de financement participatif aux projets ou de soutien au développement de projets dans les vallées où il est implanté par ses installations hydroélectriques :

- le financement participatif des projets : la première campagne de financement participatif lancée en France par EDF Énergies Nouvelles a remporté un vif succès. Cette campagne répondait à la volonté d'associer au développement du parc éolien du Bois de Belfays les habitants des communes des Vosges et du Bas-Rhin concernées par le projet. Cette campagne s'est déroulée du 15 juin au 16 juillet 2015, sur la plateforme internet Lendosphere, dédiée à des projets de Développement durable ;
- le programme « Une rivière, un territoire » : pour traduire l'engagement d'EDF au service du développement économique et de la stimulation de l'innovation dans les vallées hydrauliques où EDF est présent, EDF a lancé en 2012 un programme baptisé « Une rivière, un territoire », fruit d'une démarche de co-construction associant acteurs socio-économiques du territoire, experts pluridisciplinaires et représentants d'EDF. Ce programme repose sur la création d'agences dédiées au développement économique local. Disposant de moyens financiers, elles favorisent le recours aux compétences des industriels ou artisans locaux et soutiennent les porteurs de projets innovants dans trois domaines : l'eau, l'énergie, l'environnement. EDF a inauguré en 2015 sa septième agence dans le Jura, après les agences de Rodez, Tulle, Vallées des Pyrénées, Savoie, Durance-Méditerranée, Sud-Isère - Drôme.

Innovation technologique

Le groupe EDF y consacre plus de 60 millions d'euros chaque année. Les programmes s'établissent autour de quatre objectifs : réduire les coûts et améliorer la performance des technologies matures, identifier les ruptures technologiques à fort enjeu, faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses (y compris avec l'exploration de nouveaux moyens de production renouvelables comme l'éolien flottant ou les hydroliennes) et contribuer à l'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes électriques.

En 2015, les principaux sujets de recherche ont porté sur :

- le stockage de l'électricité produite par les énergies renouvelables, permettant notamment la gestion de l'intermittence de ces dernières (programme « Pégase-Toucan » de centrale photovoltaïque intégrant le stockage d'énergie à la Réunion, dont la mise en service a eu lieu en 2015) ;
- l'évaluation du productible éolien en zone de terrain complexe ou à vent faible ;
- le développement d'une méthodologie d'évaluation de productible en qualifiant des technologies innovantes comme le Lidar flottant ;
- l'amélioration du rendement des cellules photovoltaïques, l'allongement de la durée de vie des panneaux, la recherche de meilleures performances avec des modules bi-faciaux ;
- l'amélioration des techniques de maintenance des éoliennes en vue d'augmenter leur durée de vie ;
- l'éolien *offshore* avec l'exploitation par Alstom de deux prototypes de turbines de 6 MW en collaboration étroite avec EDF EN ; l'éolien flottant avec une participation à l'appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME.

Le Groupe doit également relever le défi de l'intégration des énergies renouvelables, par nature intermittentes, dans les réseaux. ERDF travaille à l'intégration de ces énergies sur le réseau public de distribution français, avec l'objectif d'absorber de 15 à 25 GW d'éolien et de 15 à 20 GW photovoltaïques supplémentaires d'ici 2030. Aujourd'hui, les procédures de raccordement ont été simplifiées, et le réseau accueille déjà plus de 90 % des installations de production de ce type. Pour faciliter les démarches, un site internet (http://www.capareseau.fr) met à disposition des parties intéressées les capacités d'accueil des installations de production relevant ou non d'un schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables, ainsi que les volumes des installations en file d'attente ou raccordées. Ces données, affichées à la maille d'un poste source, sont conformes aux attentes de la CRE.

Avec l'appui de la R&D du Groupe, ERDF expérimente des solutions nouvelles pour lisser les fluctuations de la production d'électricité des éoliennes et pilote notamment avec l'ADEME le démonstrateur Ventea, lancé en 2012. Il s'agit de tester des capteurs mesurant la tension du courant fourni par les éoliennes avec une précision de 1 %, pour transmettre leurs données à un automate de régulation. ERDF participe également au démonstrateur européen NiceGrid4EU près de Nice, qui teste des solutions facilitant l'insertion de la production photovoltaïque décentralisée sur les réseaux Basse Tension à l'échelle d'un quartier, en optimisant production, consommation et stockage d'électricité. Le premier système de stockage résidentiel a été installé fin 2014 chez un client particulier. Pilotée à distance, la batterie va permettre de stocker le surplus de production photovoltaïque lors des jours ensoleillés pour le restituer en période de pointe de consommation [1].

3.2.2.4.2 Impact sur l'eau

L'eau est indispensable à la plupart des modes de production d'électricité, hors solaire photovoltaïque et éolien, soit par son action mécanique sur les turbines des installations hydrauliques, soit par son utilisation dans les centrales thermiques. L'eau stockée dans les retenues des barrages représente la plus importante forme de stockage d'électricité potentielle.

Le groupe EDF a intégré le risque « eau » dans sa politique de gestion des risques. Chaque décision d'investissement fait donc l'objet d'une analyse de risques détaillée ainsi que d'études d'impacts poussées. En France, un Comité stratégique du domaine eau a établi une politique de l'eau et assure sa mise en œuvre. Son partage nécessite une gestion appropriée et responsable. Dans un contexte de multi-usages et de raréfaction des ressources en eau, le Groupe optimise l'eau utilisée pour la production d'électricité afin de sécuriser la production d'énergie, garantir la maîtrise de cette ressource, respecter les engagements d'EDF vis-à-vis des multiples usages de l'eau (irrigation et loisirs par exemple) et répondre aux besoins réglementaires ou contractuels.

Engagements du groupe EDF

Lors du forum mondial de l'eau de 2012, le groupe EDF a pris trois engagements :

- investir les moyens nécessaires au développement de méthodes et outils pour évaluer l'empreinte eau de ses activités de production d'électricité ;
- maîtriser l'empreinte eau de ses activités de production d'électricité ;
- créer de la valeur localement.

1. *À fin 2015, il y a sur Nice Grid 4 batteries réseau et 18 batteries résidentielles installées.*

Investir dans l'évaluation de l'empreinte eau

Dans ses engagements de responsabilité d'entreprise, le groupe EDF s'est engagé en 2013 à préserver la ressource en eau dans toutes ses activités et à publier à compter de 2015 son « empreinte eau » sur la base de ce travail.

Les méthodologies de calcul existantes n'étant pas appropriées aux besoins des industriels, le Groupe pilote depuis 2013 le développement d'un outil d'évaluation des impacts sur l'eau de tous les secteurs énergétiques, applicable partout dans le monde. Ce programme – *Water for Energy Framework* (WEF) – est conduit dans le cadre d'une convention avec le Conseil mondial de l'eau, en collaboration avec la communauté scientifique et les instances internationales représentatives des secteurs énergétiques. En 2014, une première version de la méthodologie d'évaluation a été validée pour être testée sur douze sites : huit sites du groupe EDF, deux sites d'Engie, deux sites d'Hydro-Québec. Conformément aux engagements pris à Marseille, EDF a présenté les résultats de ce programme au 7e Forum mondial de l'eau à Daegu (Corée du Sud) en avril 2015. Le programme va se poursuivre sous le pilotage du *World Energy Council* (WEC) en collaboration étroite avec EDF, afin de le partager encore plus largement et de l'adapter plus spécifiquement à chaque secteur. Les résultats seront ainsi présentés au prochain Forum mondial de l'eau au Brésil en 2018.

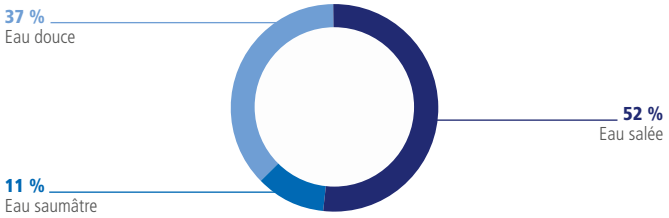
Dans l'attente d'outils finalisés et reconnus, le groupe EDF publie déjà une empreinte eau partielle avec l'évaluation de la consommation spécifique d'eau évaporée accompagnée d'un faisceau d'indicateurs attestant d'une bonne gestion de la ressource en eau (voir ci-dessous « maîtriser l'empreinte eau »).

Maîtriser l'empreinte eau

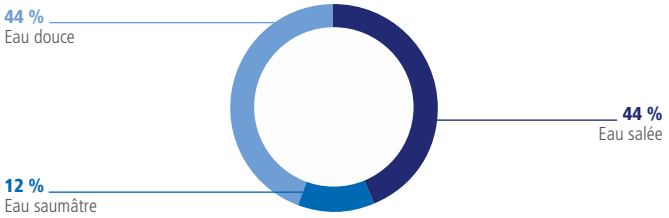
Le Groupe s'est engagé à poursuivre l'amélioration des performances en termes de prélèvements et de consommation d'eau des centrales existantes, et à rechercher la meilleure efficacité pour l'utilisation de l'eau à l'échelle des territoires et des bassins hydrographiques.

RÉPARTITION DE L'EAU UTILISÉE POUR LE REFROIDISSEMENT DES CENTRALES THERMIQUES DU GROUPE EDF

Dans le Monde



En France



L'exposition des moyens de production du Groupe au stress hydrique a été évaluée et demeure faible car ses installations sont principalement situées en Europe (plus de 98 % du prélèvement total du Groupe, dont plus de 78 % en France et plus de 16 % au Royaume-Uni) et ses installations nucléaires et thermiques majoritairement implantées en bord de mer. En France, EDF a pris l'engagement de réduire la consommation d'eau potable de l'ensemble de son parc immobilier et de ses espaces verts de 5 % en 2014 et en 2015.

Globalement, 63 % de l'eau prélevée à des fins de refroidissement pour le Groupe est issue du milieu marin ou estuarien, sans contrainte de disponibilité de ressource. Cette part s'élève à plus de 56 % en France, à près de 99 % au Royaume-Uni et à près de 95 % en Italie. Ces données s'avèrent stables : les variations annuelles des prélèvements d'eau pour refroidissement sont très faibles (de l'ordre de grandeur de l'incertitude) et dépendantes de la production.

VOLUMES D'EAU PRÉLEVÉS ET RESTITUÉS PAR LE GROUPE

(en milliards de mètres cubes)	2015	2014	2013 (retraité)
Eau de refroidissement prélevée	49,3	49,8	50,8
dont part d'eau douce	*18,3*	*18,1*	*17,7*
dont part d'eau saumâtre (ou estuaire)	*5,2*	*5,8*	*6,1*
Eau de refroidissement restituée	48,7	49,3	50,3
dont part d'eau douce	*17,8*	*17,6*	*17,4*
dont part d'eau saumâtre (ou estuaire)	*5,2*	*5,8*	*6,1*
Eau évaporée	0,595	0,553	0,540

La France voit la thermosensibilité de son parc thermique diminuer, avec la fermeture des anciennes centrales à charbon à proximité des rivières. Les nouveaux moyens de production thermique sont désormais situés en bord de mer (CCG de Martigues) ou équipés d'aéroréfrigérants (Blénod 5 et CCG de Bouchain en cours d'essai), qui réduisent la dépendance à la ressource en eau.

Près de 99 % des volumes d'eau prélevés sont restitués au milieu naturel. Conformément aux réglementations locales en matière de rejet, les sociétés du Groupe mettent en œuvre les moyens nécessaires au respect des conditions de qualité et de température de l'eau, et mettent en place des mesures correctives immédiates en cas de dépassement éventuel.

La consommation spécifique d'eau évaporée par kilowattheure d'électricité produite par les centrales thermiques fossiles, gaz et nucléaires du Groupe, s'est élevée à 1,058 l/kWh en 2015, contre 0,989 en 2014 et 0,924 en 2013.

Exemples de réduction de consommation d'eau et mesures de limitation des prélèvements

Le groupe EDF travaille sur plusieurs leviers pour optimiser son utilisation de l'eau et réduire la pression sur les milieux :

- la recherche de la meilleure efficacité possible pour l'utilisation de l'eau à l'échelle des territoires et des bassins hydrographiques, la réduction des consommations d'eau avec des systèmes de refroidissement adaptés à la localisation géographique et à la disponibilité de la ressource en eau sur le site :
  - centrales thermiques à refroidissement en circuit ouvert (prélèvement direct en eau douce, saumâtre ou en mer, avant restitution au milieu après refroidissement des installations) : les volumes annuels d'eau prélevés varient de 900 à 1 900 millions de mètres cubes par unité selon la puissance électrique des centrales. Cette eau est restituée en quasi-totalité (99 %) au milieu aquatique ;
  - centrales thermiques d'EDF à refroidissement en circuit fermé du fait d'une ressource en eau moins importante : elles nécessitent un moindre prélèvement d'eau avec une consommation d'eau par évaporation dans l'aéroréfrigérant (pour 6 l/kWh d'eau prélevés, 2 l/kWh d'eau sont évaporés) ;
  - centrales thermiques d'EDF avec refroidissement par aéroréfrigérant sec ;
- la limitation des prélèvements d'eau douce en recyclant de l'eau dans les *process* ou en dessalant de l'eau de mer ;
- l'apport des programmes de recherche de sa R&D.

La réutilisation des eaux de *process* et de refroidissement se développe dans le Groupe : à titre d'exemple, les centrales thermiques de Krakow et Toruń (Pologne) réutilisent désormais 100 % de leurs eaux industrielles. En Italie, la majorité des centrales de cogénération d'EDF Fenice installées chez ses clients réutilisent aussi les eaux de *process*. En Italie, les effluents traités de certaines centrales sont réutilisés, permettant d'économiser 1 % des prélèvements globaux.

En France, les centrales thermiques de Cordemais et Martigues d'EDF récupèrent les eaux de pluie ou recyclent leurs effluents afin de réduire leur consommation d'eau de ville, soit une économie de 150 000 mètres cubes d'eau sur 300 000 consommés auparavant. L'usine de Martigues mène également un projet pilote d'unité de dessalement.

Dans les départements d'outre-mer, où EDF investit dans de nouvelles centrales de production thermique, la R&D d'EDF a conçu des systèmes de refroidissement des moteurs par « aéroréfrigérants secs », qui réduisent les prélèvements d'eau de 700 000 mètres cubes par an et par centrale.

Par ailleurs, pour leurs autres besoins en eau, ces nouvelles centrales utilisent de l'eau de mer dessalée en remplacement des prélèvements usuels dans les nappes phréatiques ou les réseaux d'eau potable. De même, Edison a équipé deux centrales CCG d'équipements de dessalement de l'eau de mer (plus de 1,6 million de mètres cubes dessalés en 2015) pour remplacer ses prélèvements en eau douce.

En Belgique, EDF Luminus a installé de nouvelles pompes à eau à débit variable à la centrale d'Angleur afin d'alimenter l'unité de déminéralisation avec la quantité exacte d'eau nécessaire. Dans sa centrale de Ham, un nouveau système a été installé afin de réduire l'utilisation de l'eau et la corrosion de la chaudière. L'utilisation de l'ammoniac au lieu de phosphate trisodique pour maintenir le pH au niveau requis dans le circuit fermé réduit la consommation (-8 900 mètres cubes par an), les dépôts de sel et les émissions.

Création de valeur locale

Le Groupe s'est engagé à créer de la valeur locale pour tout projet de production d'électricité, à préserver la ressource en eau et à évaluer la durabilité de ses projets hydroélectriques en s'appuyant sur le *Sustainability protocol* de l'*International Hydropower Association* (IHA), ce qui s'est concrétisé en 2015 par :

- la poursuite de la valorisation du protocole IHA et l'avancée significative du projet interne « Création de Valeur », dont l'objectif est de développer une méthodologie pour identifier et évaluer les bénéfices créés par les aménagements. Ce programme a fait l'objet d'une présentation lors du Forum mondial de l'eau de Daegu ;
- la poursuite en France du programme « Une rivière, un territoire » avec l'inauguration de la septième agence ;
- la présentation au Forum mondial de l'eau du projet « Multi-usages de l'eau des réservoirs hydroélectriques » dont EDF a piloté le groupe de travail international. Ce dernier vise à intégrer les besoins croissants des parties prenantes pour le partage de la ressource en eau des barrages.

Gestion de l'eau

En France, EDF gère 7,5 milliards de mètres cubes d'eau (75 % des réserves artificielles du pays). Sur les 50 milliards de mètres cubes d'eau prélevés à l'échelle du Groupe, plus de 78 % sont prélevés en France pour le refroidissement des moyens de production thermique et restitués à 99 % dans le milieu naturel. Le Comité stratégique Eau (CSE), présidé par le Coordonnateur national de l'eau, a établi une politique de l'eau et en assure la mise en œuvre en cohérence avec les objectifs stratégiques d'EDF et en prenant en compte les contraintes des métiers et les attentes extérieures. Cette politique est relayée dans chacun des grands bassins hydrographiques par un délégué coordonnateur de bassin. Elle s'organise autour de quatre enjeux majeurs : préparer l'avenir dans un contexte de partage plus complexe de la ressource ; répondre aux évolutions réglementaires et sociétales ; contribuer à la gestion multi-usage de l'eau et au développement économique local ; optimiser la gestion opérationnelle de l'eau pour l'activité de production.

La gestion opérationnelle de l'eau est assurée par le groupe Gestion de l'Eau, interne à EDF, et dans chaque bassin par des instances de coordination régionales sous l'égide du délégué coordonnateur de bassin. Elle vise à garantir au producteur l'accès à la source froide en tenant compte des contraintes externes, optimiser la production d'électricité en coordonnant les différents modes de production, respecter les engagements d'EDF vis-à-vis des multi-usages de l'eau (irrigation, loisirs…) pour certaines de ses retenues et à l'aval de ses installations. Cette gestion est rendue possible grâce au réseau de surveillance hydrométéorologique d'EDF composé de plus de 1 100 stations et grâce aux 20 prévisionnistes internes qui établissent des prévisions court, moyen et long termes de température, débits, taux de remplissage des retenues selon le pas de temps considéré.

L'année 2015 constitue la troisième année la plus chaude depuis 1948. Elle a été marquée par un printemps sec et chaud, par un manteau neigeux déficitaire, et par des épisodes de canicule en France en juillet qui ont principalement affecté le bassin du Rhône. Elle s'est caractérisée par une hydraulicité déficitaire de l'ordre de 20 %, mais l'outil de production n'a pas connu de crise hydrologique. Du fait de la canicule et afin de répondre à ses obligations vis-à-vis du multi-usage, EDF a placé 7 réservoirs en gestion exceptionnelle dès la fin du printemps pour la bonne tenue des côtes touristiques. Les pertes de production sous contraintes environnementales ont été supérieures à 2014, atteignant 28 jours du fait des températures importantes sur le Rhône, sans déroger aux normes de températures de rejets. Ces pertes ont été minimisées par l'optimisation des arrêts de tranches des centrales thermiques en été en faveur des centrales de bords de mer mais aussi par la bonne gestion globale des ressources en eau par le groupe de gestion des étiages.

EDF a ainsi pu faire face à tous ses engagements vis-à-vis de ses parties prenantes en termes de soutien d'étiage ou à l'agriculture, et à la quasi-totalité de ses engagements en termes de débits restitués – quelques très rares cas ont fait l'objet d'une baisse de débit restitué – et de respect des niveaux d'eau pour le tourisme (côte touristique), en accord avec les parties prenantes concernées.

3.2.2.4.3 Impact sur l'air

Sur son lieu d'utilisation, l'électricité offre l'avantage de ne pas polluer l'atmosphère ; elle est de ce fait l'énergie par excellence de la vie urbaine. Toutefois, l'impact de sa production sur la qualité de l'air dépend des types d'installation. D'importants investissements ont été engagés sur les centrales thermiques du groupe EDF, notamment au charbon, pour limiter leurs rejets de polluants atmosphériques.

Émissions de SO_x et NO_x dues à la production d'électricité et de chaleur *(en kt)*	**2015**		**2014**		**2013 (retraité)**	
	SO_x	**NO_x**	**SO_x**	**NO_x**	**SO_x**	**NO_x**
Groupe EDF	70	92 (1)	83	118	114	170
EDF	13	20	21	32	46	65

(1) Les émissions NO_x du Groupe tiennent compte de la mise à jour du Facteur d'Émission de MECO (voir section 3.4.2.2 « Précisions sur les données environnementales » – « Précisions sur les émissions dans l'air ») dont les émissions en 2015 sont de 1,4 kt contre 5,2 kt en 2014.

En France, l'objectif est de réduire au moins de moitié, entre 2005 et 2020, les SO_x, NO_x et poussières en provenance des installations thermiques. L'objectif est atteint pour les NO_x et les poussières, et en bonne voie pour les SO_x.

Optimisation des performances environnementales et modernisation du parc thermique

Les centrales thermiques rejettent des polluants : oxydes de soufre (SO_2), oxydes d'azote (NO_x), poussières. Face à l'augmentation des préoccupations environnementales et des contraintes réglementaires, notamment en Europe avec la Directive IED relative aux émissions industrielles entrant en vigueur le 1er janvier 2016, toutes les sociétés du Groupe améliorent les performances de leurs centrales.

Cette amélioration passe par l'installation de systèmes de dépoussiérage, de désulfuration et de dénitrification des fumées, par le recours à des technologies plus efficaces et par le choix de combustibles moins polluants, voire par le passage du fioul ou du charbon au gaz, plus propre.

Dans les systèmes insulaires, les installations récentes ou en cours d'achèvement sont équipées de systèmes de dénitrification.

En Italie, le parc thermique d'Edison est entièrement constitué de centrales CCG. Au Royaume-Uni, le Groupe exploite depuis 2013 1 330 MW de CCG. En Pologne, les centrales thermiques sont particulièrement concernées par les rejets de polluants dans l'air. La majorité des chaudières d'EDF Polska est désormais équipée de brûleurs à faible émission de NO_x. En anticipation de la Directive européenne sur les émissions industrielles, EDF Polska équipe ses unités de cogénération de Cracovie, de Kogeneracja et de Gdansk et Gdynia de systèmes de désulfuration, et a lancé un programme de dénitrification de ses installations. En Pologne, EC Zielona Góra a terminé en 2013 la modernisation de sa centrale et a remplacé le combustible charbon par du combustible gaz ; un programme similaire est prévu en 2017 pour la centrale de Toruń.

Le Groupe est par ailleurs actif sur ce champ de recherche. En France, le projet Demether est en accompagnement de la rénovation des tranches de charbon de Cordemais et du Havre (dernières centrales à charbon du Groupe en France), afin d'optimiser les performances des installations de dépollution (SO_x, NO_x et poussières). En Pologne, le projet « Flexibilité des tranches charbon » sera bientôt mis en place. Il a pour objectif d'améliorer les performances énergétiques et environnementales des centrales dans un marché rendu plus flexible par la progression des énergies renouvelables et intermittentes. Les questions portent sur la capacité des systèmes de dépollution à supporter un abaissement du minimum technique, de grandes variations de charges, des arrêts et des démarrages plus fréquents.

3.2.2.4.4 Utilisation et protection des sols

Dans le cadre de ses activités industrielles et tertiaires, le Groupe possède ou utilise en concession des actifs fonciers importants. Les politiques environnementales des différentes entités visent à optimiser l'utilisation des sols et à prévenir tout impact sur les sols et les eaux souterraines. L'utilisation des sols fait l'objet d'un suivi au titre des actions en lien avec la biodiversité (voir section 3.2.2.6.2 « Sensibilité des sites de production à la biodiversité (indicateurs G4 : EN 11 et EN 14) »).

Cette prévention repose sur une approche de type « défense en profondeur ». Les moyens de protection suivants sont généralisés sur tous les sites, notamment :

- le maintien en conformité des dispositifs de protection assurant une barrière entre les circuits contenant ou véhiculant des substances radioactives ou chimiques et l'environnement ;
- l'entretien des ouvrages tels que puisards, rétentions, aires de dépotage, étanchéité des canalisations ;
- le maintien de la propreté radiologique et/ou chimique surfacique des sols pour les sites industriels ;
- la surveillance physico-chimique et/ou radiologique de la qualité des eaux souterraines au droit des sites en exploitation ;
- la mise en place de bassins de rétentions sur les lieux de stockage de matériels pouvant polluer les sols ;
- le renforcement des moyens de protection lors des transports de combustibles ou de déchets ; et
- plus globalement des procédures opérationnelles et une sensibilisation forte des exploitants par des formations adaptées.

Les activités industrielles du Groupe peuvent cependant entraîner ou historiquement avoir généré une pollution localisée des sols. Afin de maîtriser ces situations, un plan d'actions est en place sur l'ensemble des actifs fonciers du Groupe, en quatre étapes :

- l'inventaire des sites fonciers ;
- l'identification de ceux qui sont potentiellement pollués ;
- l'analyse des sols sur les sites potentiellement pollués (en priorité les zones sensibles) ;
- leur mise sous surveillance afin de maîtriser les sources de pollution, d'élaborer un plan de gestion et enfin d'envisager l'éventuelle réhabilitation en fonction de l'usage futur et des exigences réglementaires.

Ces plans de gestion comportent des mesures de surveillance et si nécessaire, de traitement ou d'atténuation naturelle. Ils sont assortis autant que de besoin de provisions financières visant à couvrir les dépenses futures et font systématiquement l'objet d'échanges avec l'administration concernée pour leur définition et lors de leur mise en œuvre. En 2015, à titre d'exemple, un plan de gestion concernant un marquage de sols aux hydrocarbures et métaux sur le chantier du changement de la conduite forcée de l'usine hydroélectrique de Sabart (Ariège) a donné lieu à une convention entre EDF et RioTinto, propriétaire des terrains au droit d'un ancien site Péchiney responsable de cette pollution, et à une stratégie de gestion concernant 2 700 mètres cubes de terres potentiellement à évacuer ; un autre plan de gestion sur le site de Golfech concernant un marquage aux hydrocarbures sur une aire d'exercice incendie s'est traduit par une dépollution avec excavation et évacuation de 190 tonnes de terres en filière bio-centre, permettant la réutilisation de la zone concernée. Pour réduire la probabilité du risque de pollution, des synergies fortes se créent au sein du Groupe afin de substituer aux produits dangereux des produits moins nocifs pour l'environnement et la santé, lorsque cela est techniquement possible.

Dans cet objectif, EDF et ERDF poursuivent leurs programmes de dépollution des appareils contenant des PCB [1] et PCT [2] (entre 50 et 500 parties par million). Ces plans d'actions se sont poursuivis en 2015 et sont conformes aux prévisions.

Par ailleurs, des plans d'actions sont en cours pour limiter le recours aux produits phytosanitaires. Les objectifs fixés ont été largement dépassés notamment au sein de la Direction Immobilier et Assurances Groupe en France (20 % entre 2014 et 2015). Ces plans d'actions reposent sur des techniques alternatives (mécaniques, thermiques ou autres) ainsi que sur des prescriptions vis-à-vis des entreprises en charge de l'entretien de ses espaces afin de s'orienter à plus long terme vers l'abandon des phytosanitaires.

3.2.2.4.5 Consommation de matières premières

Le Groupe utilise des combustibles pour la production d'électricité et de services énergétiques : uranium, charbon, gaz, fuel et biomasse. Il met en œuvre plusieurs leviers afin de réduire sa consommation tout en garantissant l'alimentation de ses clients :

- l'évolution de son mix de production avec le développement des énergies renouvelables solaire, éolien, énergies marines, le déclassement de centrales charbon à faible rendement, la mise en service de CCG à fort rendement (de 61 % pour le CCG de Bouchain), l'utilisation de la biomasse en substitution du charbon ;
- l'optimisation des installations existantes : amélioration de l'efficacité énergétique (notamment chez SEI, EDF Energy et en Chine) par des actions de maintenance, de modification, de prescriptions en termes de qualité des combustibles (charbon) et de surveillance renforcée des niveaux de rendement (limitation des pertes) ;
- le choix en temps réel des moyens de production les plus performants en fonction de la courbe de charge et selon leurs performances énergétiques. En particulier à SEI : les centrales thermiques sont appelées dans l'ordre des coûts de production dont l'évolution est quasi linéaire avec la consommation de fioul au kilowattheure produit. Ces centrales sont démarrées au « merit order », mécanisme économique qui optimise à la baisse la consommation d'hydrocarbures. Ces optimisations seront renforcées avec la démarche de certification ISO 50001 de ces sites thermiques en 2016 ;
- la mise en œuvre d'une stratégie d'économie d'uranium naturel : la maîtrise par EDF de chacune des étapes du cycle du combustible, la conception de combustibles performants et une gestion adaptée de ce combustible dans les cœurs des tranches nucléaires contribuent à optimiser le besoin en uranium naturel (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Le modèle d'activité du Groupe, s'appuyant sur la maîtrise du cycle complet de vie de ses installations, permet de disposer d'un retour d'expérience efficace et de mettre en place des démarches d'écoconception développées dans les centres d'ingénierie. Le Groupe développe également une démarche d'écologie industrielle entre ses différentes entités. Le réchauffement du gaz liquéfié du terminal méthanier de Dunkerque (en construction) sera assuré grâce à l'énergie des eaux de refroidissement de la centrale de Gravelines située à proximité. Un canal de plusieurs kilomètres a été creusé et mis en service en 2015, et constitue un investissement fort en matière d'économie circulaire.

D'un point de vue global, les consommations des différents combustibles fossiles ont évolué en 2015 de la façon suivante : charbon -17 %, fioul +5 %, gaz +4 %.

À l'aval, toutes les actions en faveur de la maîtrise de l'énergie étant également source de préservation des ressources, EDF développe et commercialise pour ses clients des offres intégrant l'efficacité énergétique des équipements, l'utilisation des énergies renouvelables dans les bâtiments et l'encouragement à des comportements sobres en énergie.

Toujours en termes de réduction des consommations de matières premières, EDF vise à réduire sa consommation de papier, en développant la facturation électronique avec un objectif 2015 de 4,2 millions de clients concernés (soit 15 % des clients particuliers). Par ailleurs, 100 % du papier est FSC (recyclable et neutre en CO_2) et dispose du label « fleur européenne ». Chaque site EDF met en place une collecte sélective des papiers de bureau.

3.2.2.5 La gestion des déchets

3.2.2.5.1 Les déchets radioactifs

La production d'électricité d'origine nucléaire génère des déchets, dont certains sont radioactifs. Les plus gros volumes de déchets radioactifs sont issus de la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées : gravats (bétons, terres…), ferrailles et tuyaux. Mais les déchets les plus radioactifs sont issus essentiellement du traitement du combustible nucléaire usé. Celui-ci est en effet systématiquement traité et recyclé à 96 %.

Tous les déchets sont répertoriés dans l'Inventaire national réalisé par l'ANDRA tous les trois ans et rendu public. Cela permet de garantir une gestion transparente et une traçabilité totale de tous les déchets radioactifs.

Depuis 1985, le volume de déchets d'exploitation d'EDF a été divisé par trois à production d'électricité constante grâce aux progrès réalisés dans l'exploitation des centrales. Les déchets qui ne peuvent être évités sont systématiquement triés en fonction de leur nature. Ils sont conditionnés par EDF de manière hermétique dans des conteneurs adaptés pour éviter toute dissémination de la radioactivité en multipliant les barrières de protection. Ceci permet à la fois d'assurer un transport sécurisé vers les centres de l'ANDRA, et de préparer leur stockage définitif.

Parmi les déchets radioactifs, certains peuvent être éliminés. C'est le cas des déchets incinérables solides ou liquides (gants, combinaisons de travail, huiles, solvants…), brûlés dans le four de l'usine Centraco, exploitée par SOCODEI (filiale d'EDF). D'autres déchets peuvent voir leur volume considérablement réduit, ce qui facilite leur stockage : c'est le cas des déchets métalliques (vannes, pompes, outils…) fondus en lingots dans le four de fusion de cette même usine.

1. *PCB : polychlorobiphényles.*
2. *PCT : polychloroterphényles.*

Les déchets qui ne peuvent être ni recyclés ni éliminés doivent être placés dans un centre de stockage jusqu'à ce que leur radioactivité revienne au niveau de la radioactivité naturelle. Ils sont stockés dans les centres de l'ANDRA. 90 % du volume des déchets radioactifs générés par le parc nucléaire EDF dispose ainsi aujourd'hui d'une solution opérationnelle de stockage dans les centres de Morvilliers et de Soulaines (Aube). De nouveaux centres de stockage sont prévus pour les 10 % de déchets qui n'en bénéficient pas encore, essentiellement ceux issus du traitement du combustible usé, qui sont les plus radioactifs. Pour ces déchets, qui ont une durée de vie très longue, la loi de 2006 a retenu la solution d'un centre de stockage géologique (projet Cigéo). Un autre centre de stockage est à l'étude pour les déchets graphites des centrales nucléaires de première génération (actuellement en déconstruction).

Conformément à la loi sur la gestion des déchets radioactifs de 2006, EDF contribue par ailleurs aux recherches sur la séparation-transmutation des déchets les plus radioactifs (transformation des radionucléides à durée de vie très longue en éléments stables ou à vie plus courte).

L'ensemble du dispositif français de gestion des déchets radioactifs est contrôlé par des autorités indépendantes : la Commission Nationale d'Évaluation contrôle les travaux de l'ANDRA, et l'ASN surveille l'ensemble des filières existantes et les projets à venir pour garantir leur sûreté et l'absence de risques pour la santé publique et l'environnement.

3.2.2.5.2 Les effluents radioactifs

Les actions engagées en termes de conception et d'exploitation font que les rejets de radionucléides sous forme liquide par les centrales nucléaires (hors tritium et carbone 14) ont atteint un niveau « plancher » très bas depuis plusieurs années, après une diminution d'un facteur 100 en 15 ans. Les rejets de tritium et de carbone 14 constituent les seuls rejets radioactifs des centrales nucléaires. De faible radiotoxicité, leur effet sur la dosimétrie est également très faible (très en deçà de la limite annuelle, fixée réglementairement à 1 000 µSv/an pour le public).

Des campagnes de prélèvements et de mesures, effectuées par des laboratoires extérieurs et des universités au titre du suivi radioécologique et hydrobiologique, viennent confirmer l'absence d'impact à long terme.

Au Royaume-Uni, les effluents radioactifs restent stables et dans les limites réglementaires en vigueur, compte tenu des variations de production électrique.

Les résultats des indicateurs de rejets dans l'eau sont disponibles dans la section 3.5.2 « Indicateurs environnementaux ».

3.2.2.5.3 Les déchets industriels

Les déchets dits « conventionnels » sont les déchets évacués dans l'année vers une filière extérieure, produits pendant les phases de chantiers (construction, déconstruction, maintenance lourde), d'exploitation (boues de *process* par exemple) et par les activités tertiaires (déchets de bureau par exemple). Sont exclus du périmètre et comptabilisés séparément les déchets radioactifs compte tenu d'une réglementation spécifique, les cendres de charbon et le gypse issus du *process* compte tenu des quantités produites et des débouchés qui permettent leur valorisation. Le bilan porte exclusivement sur les déchets évacués des sites et ne comptabilise pas les déchets restant stockés sur site, en attente d'évacuation, ou les matériaux réemployés sur site (cas de terres et gravats par exemple), ni les équipements faisant l'objet d'un réemploi (ventes ou dons). Les déchets de construction et de déconstruction sont pris en compte dans le présent *reporting* lorsque leur gestion relève de la responsabilité du groupe EDF. Les déchets dont la gestion relève de la responsabilité des prestataires ne sont en revanche pas pris en compte. Les déchets de chantiers de déconstruction, très variables selon les années, représentent plus de la moitié du tonnage évacué.

Dans sa politique de Développement durable, le groupe EDF s'engage à limiter les impacts environnementaux de ses installations et activités. Appuyée sur le système de *management* environnemental certifié ISO 14001, la gestion des déchets conventionnels respecte la hiérarchie des modes de traitement des déchets et privilégie la réduction à la source, le tri, la valorisation (particulièrement pour les déchets de chantier, qui constituent la quantité la plus importante) et le recours en amont aux produits éco-conçus et aux écoproduits.

Actions de prévention des déchets

Les entités et sociétés du Groupe sont engagées dans une démarche de progrès permanent, fondée sur la conviction que le « meilleur déchet » est celui qui n'est pas produit. Elles disposent de plans d'actions visant à limiter la production de déchets et intégrés dans les programmes d'action des systèmes de *management* en place (par exemple chez EDF ou Edison) avec des indicateurs associés. Plusieurs leviers d'action sont utilisés : procédures internes, prescriptions dédiées dans les cahiers des charges (EDF EN entre autres), solutions techniques innovantes (notamment câbles HTA à enfouissement direct, limitant les déplacements de terres excavées), nombreuses actions de sensibilisation du personnel et des prestataires (communication, formations, guide de prévention à EDF comportant 30 bonnes pratiques). Compte tenu de leur importance, des actions spécifiques concernent les déchets de chantier : groupe de travail dédié à EDF, développement de la notion de chantier durable. Afin de recueillir les bonnes pratiques dans ce domaine, un « Concours déchets » existe depuis 2011 et a été élargi aux sociétés du Groupe.

Gestion et valorisation des déchets

En complément des actions de prévention, la politique environnementale du Groupe vise à améliorer la valorisation des déchets produits. Les principales actions mises en œuvre consistent :

- à développer le réemploi des déchets notamment dans les phases de déconstruction (déconstruction des centrales de SEI, pièces détachées réutilisées à EDF Polska, terres lors des chantiers, etc.) ;
- à trier efficacement les déchets et à les envoyer dans des filières de valorisation matière ou énergétique avec des objectifs spécifiques définis dans les politiques environnement des entités et relayés dans les contrats de *management* des unités et des filières de valorisation dédiées (par exemple les contrats PV Cycle ou First Solar d'EDF EN qui reprennent les panneaux en fin de vie) ;
- à développer le don sécurisé par des conventions spécifiques (matériel bureautique notamment) ;
- à réduire la dangerosité des déchets notamment au travers de la limitation de l'utilisation de produits dangereux (voir section 3.2.2.1.2 « Pilotage et prévention des risques environnementaux ») ;
- à mettre en œuvre le plus largement possible l'écoconception des installations en prenant en compte l'empreinte environnementale avec une approche cycle de vie.

La politique de Développement durable d'EDF a renforcé l'objectif de valorisation de l'ensemble des déchets valorisables, le portant de 75 % en 2011 à 90 % pour 2015. Le taux de valorisation de l'ensemble des déchets conventionnels issus de la production et de l'ingénierie (hors cendres volantes de charbon et gypse, intégralement valorisés) est de 92 % en 2015.

Résultats au sein du Groupe	2015	2014	2013 retraité
Volume des déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation *(en tonnes)*	365 744	392 815	293 752
Taux de valorisation des déchets *(%)* – groupe EDF	80,6	79,9	75,1
Taux de valorisation des déchets *(%)* – EDF	92	92,6	88,9
Taux de valorisation des déchets *(%)* – EDF Energy	94,5	98,5	90,6

Impact des activités de déconstruction et maintenance

En 2015 comme les années précédentes, les activités de construction, de déconstruction ou de maintenance ont augmenté, notamment en France (incluant les systèmes insulaires) et au Royaume-Uni, impactant le volume global de déchets générés et valorisés.

En France, des schémas d'organisation de la gestion des déchets sont désormais systématiquement mis en place préalablement à tout chantier important de construction, de déconstruction ou de maintenance. Un retour d'expérience est annuellement piloté par les directions métiers d'EDF dans un esprit d'amélioration continue des pratiques.

La valorisation des produits de combustion : une démarche d'économie circulaire

La plupart des pays du monde s'orientent vers la mise en place d'une économie circulaire qui rompt avec le système économique linéaire (extraire, produire, utiliser et jeter) et pousse à l'utilisation efficace des ressources naturelles afin de limiter l'empreinte environnementale des activités. Il s'agit de réussir la transition d'une économie linéaire à une économie circulaire, dans laquelle les déchets et produits usagés, réinjectés dans les circuits de création de valeur, deviennent de véritables ressources pour l'industrie, l'agriculture ou la production d'énergie. En France, l'article L. 110-1-1 du Code de l'environnement, créé par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, appelle à une consommation sobre et responsable des ressources naturelles et des matières premières primaires ainsi que, par ordre de priorité, à la prévention de la production de déchets, notamment par le réemploi des produits, et, suivant la hiérarchie des modes de traitement des déchets, à une réutilisation, à un recyclage ou, à défaut, à une valorisation des déchets. À cet égard, l'article L. 541-1 du Code de l'environnement, dans sa rédaction issue de la loi du 17 août 2015 précitée, précise désormais que la politique nationale de prévention et de gestion des déchets est un levier essentiel de la transition vers une économie circulaire. En outre, le décret n° 2015-1827 du 30 décembre 2015 fait évoluer la réglementation de la prévention et de la gestion des déchets de manière à promouvoir la transition vers une économie circulaire.

Le Groupe est engagé dans cette démarche depuis de nombreuses années avec des boucles vertueuses de réutilisation des produits liés aux installations thermiques. Les cendres volantes de combustion, le gypse produit par les installations de désulfuration sont intégralement valorisés par toutes les installations de production thermique que ce soit en Europe (France, Pologne, Grande-Bretagne) ou en Chine. Au total, plusieurs centaines de milliers de tonnes de cendres sont utilisées en technique routière ou en industrie cimentière (avec des gains de l'ordre d'une tonne de CO_2 évitée par tonne de cendre incorporée [1]). En Pologne, la filiale Ekoserwis est dédiée à cette activité. Elle a permis la valorisation de 300 000 tonnes de cendres lors de la construction de l'autoroute S7 et développe des actions de recherche pour améliorer encore la valorisation de ces produits.

En France, afin de trouver d'autres leviers de valorisation de ces produits et déchets, le Groupe est engagé auprès de l'Institut de l'économie circulaire et développe des méthodes et des outils en relation avec des industriels ou des universités.

3.2.2.6 Protection de la biodiversité

3.2.2.6.1 Politique biodiversité du groupe EDF (indicateur G4 : DMA)

Les activités industrielles du groupe EDF sont implantées au milieu d'espaces naturels parfois remarquables avec lesquelles elles interagissent et dont elles tirent le bénéfice des services rendus par les écosystèmes. La biodiversité constitue un enjeu économique fort pour le Groupe, son non-respect pouvant entraîner des arrêts de chantiers ou de centrales, ou encore l'interdiction de démarrer de nouveaux programmes industriels.

L'engagement du Groupe est structuré par sa politique biodiversité (2009), qui s'articule autour de trois objectifs, en lien avec les indicateurs de la *Global Reporting Initiative* (G4) :

- développer la connaissance des milieux naturels et des impacts potentiels des activités du Groupe sur ces écosystèmes ;
- préserver la biodiversité en protégeant ou restaurant les espaces naturels ;
- informer, sensibiliser et former les salariés et les riverains, et dialoguer, notamment avec les communautés scientifiques et associatives.

Cette politique est déclinée par les sociétés et Directions métiers du Groupe, qui mettent en œuvre des stratégies adaptées à l'exercice de leur activité et aux réglementations locales. Elle s'inscrit dans le système de *management* de l'environnement certifié ISO 14001.

En France, EDF s'est fixé comme objectif, pour ses ouvrages hydrauliques, d'assurer la continuité écologique et/ou sédimentaire (augmentation des débits réservés, passes de montaison et dévalaison des poissons migrateurs, gestion coordonnée du transport sédimentaire…) lorsque cela est requis par l'atteinte du bon état ou du bon potentiel des masses d'eau concernées.

Partenariats biodiversité

La Direction Développement durable du Groupe oriente et pilote, en lien direct avec les métiers et les filiales, une politique de partenariats biodiversité qui contribuent chacun à la mise en œuvre de la feuille de route biodiversité d'EDF. En France, elle se poursuit prioritairement avec les partenaires historiques de l'entreprise : Muséum national d'histoire naturelle, Ligue pour la protection des oiseaux, Conservatoire du littoral, Réserves naturelles de France, Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature, Fédération des conservatoires botaniques nationaux, Fédération des conservatoires d'espaces naturels et Fédération nationale pour la pêche en France. Les sociétés du Groupe conduisent leurs actions selon le même principe. EDF Energy a élaboré un standard biodiversité, comprenant sa stratégie et son plan d'action sur ce sujet. Sept des sites d'EDF Energy ont été audités à partir du *Wildlife Trusts'Biodiversity Benchmark*. EDF Energy dispose de partenariats de plus de 20 ans avec le *Suffolk Wildlife Trust* à Sizewell et collabore notamment avec le *Wildlife Trust Natural England*. EDF Polska, de son côté, a démarré une coopération avec OTOP (société polonaise de protection des oiseaux).

1. *Calcul EDF sur la base des contenus en GES moyens par pays, analyse du cycle de vie (ACV) incluse, déterminés selon les mix de production par pays fournis par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) 2012 et selon l'ACV des filières de production fournie par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat 2012.*

La formation

En France particulièrement, la formation des personnels s'effectue au moyen de sessions spécifiques et à travers la réalisation de huit guides métiers qui décrivent les enjeux biodiversité propres à leur activité opérationnelle, rappellent les évolutions réglementaires, expliquent les modalités de partenariats retenues par l'entreprise et présentent des actions reproductibles [1]. En 2015 les guides et mémento Biodiversité et « Systèmes Électriques Insulaires » ont été publiés et distribués à chaque salarié d'EDF en Corse et en outre-mer. Les emplois clés (qualité, environnement, communication, production, travaux sur les réseaux…) de chacune des unités de la Direction des SEI ont suivi en 2015 une formation « EDF SEI et la Biodiversité ».

Recherche et développement sur la biodiversité

Un programme « R&D environnement » structure l'action de recherche du Groupe en ce qui concerne ses interactions avec l'environnement. En ce qui concerne la biodiversité, les écosystèmes et les services écosystémiques associés, les activités R&D s'articulent autour des axes suivants :

- l'évaluation de la valeur écologique du foncier de l'entreprise et l'intégration de celle-ci dans les choix industriels ;
- la compréhension et la réduction des impacts de l'outil de production sur la biodiversité aquatique et terrestre ;
- l'amélioration des pratiques de compensation écologique et la prise en compte des interactions entre les services écosystémiques et les activités de l'entreprise ;
- l'identification de solutions pour la restauration et le rétablissement de la continuité sédimentaire des cours d'eau.

Principales actions menées en 2015 :

- évaluation de l'efficacité des mesures d'atténuation des éclusées mises en place sur 13 rivières françaises ;
- analyse des comportements de dévalaison des anguilles sur le Rhin ;
- bilan des tests du dispositif « Scoop a fish » visant à réduire la mortalité des poissons dans les prises d'eau ;
- identification, analyse et tests d'indicateurs d'évaluation de la qualité écologique du foncier d'EDF ;
- travaux sur la modélisation de la viabilité des populations afin de pouvoir à terme, mieux estimer les impacts de l'entreprise et mieux concevoir les mesures en faveur de la biodiversité ;
- identification et analyse de modèles d'évaluation des services écosystémiques basés sur des outils cartographiques afin de pouvoir caractériser de manière quantitative les interactions entre les services écosystémiques et les activités de l'entreprise.

Stratégie nationale pour la biodiversité (SNB) 2011-2020 en France

Après avoir signé en 2012 son adhésion à la SNB, EDF a formalisé en 2014 son engagement biodiversité à travers un programme d'actions pour la période 2014-2017. Ce programme, qui a pour ambition de contribuer à freiner l'érosion de la biodiversité et d'être solidaire des dynamiques territoriales, a été approuvé par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

3.2.2.6.2 Sensibilité des sites de production à la biodiversité (indicateurs G4 : EN 11 et EN 14)

Le Groupe est gestionnaire d'espaces naturels. Ainsi, EDF gère en France 41 000 hectares de foncier. La grande majorité des sites de production d'EDF se situe dans ou à proximité de sites protégés (80 % des sites hydrauliques sont dans ou à proximité d'un site Natura 2000), préservés de l'agriculture et de l'urbanisation et à proximité de cours d'eau, facteurs qui favorisent la biodiversité. Les centrales thermiques et nucléaires effectuent leurs prélèvements et rejets dans les rivières ou dans la mer.

NOMBRE DE SITES EDF SITUÉS À MOINS DE 5 KILOMÈTRES D'UNE AIRE PROTÉGÉE (PAR CATÉGORIES UICN)

	France		
Catégories UICN	**Métropole**	**Outre-mer**	**Royaume-Uni**
I	34	8	0
II	18	16	0
III	190	3	1
IV	79	16	10
V	142	4	2
VI	0	0	0
Natura 2000	310	0	5
Zones riches en biodiversité	532	24	4

Les sites EDF sont implantés sur des communes qui abritent le nombre d'espèces menacées suivantes (G4-EN14) :

	Catégories UICN d'espèces menacées					
	Liste rouge mondiale			Liste rouge nationale		
Pays	**CR**	**EN**	**VU**	**CR**	**EN**	**VU**
France métropolitaine	5	10	37	19	67	219

CR : en danger critique ; EN : en danger : VU : espèces vulnérables.

1. *Mise en place déjà effective d'un guide générique et des guides thématiques « Hydraulique », « Nucléaire », « Immobilier » et « Thermique à flamme ».*

PRINCIPALES ACTIONS MENÉES EN 2015

EDF	■ EDF s'est engagé dans une démarche de cartographie de la valeur et du potentiel écologique de son foncier, notamment sur la base d'une méthodologie développée et adaptée par le Muséum national d'histoire naturelle (indice de qualité écologique IQE). Des prédiagnostics permettant cette évaluation couvrent à fin 2015 environ 22 % du foncier d'EDF SA.
EDF Énergies Nouvelles	■ Mise en place d'une gestion différenciée de la végétation sur ses centrales solaires en France.
EDF Energy	■ Réalisation d'inventaires sur la totalité du foncier en propriété (1 480 hectares). Programme de surveillance annuel de la biodiversité.
EDF Polska	■ 1 200 hectares d'EDF Polska ont été inventoriés par la Ligue de protection de la nature, couvrant tous les sites d'EDF Polska.

3.2.2.6.3 Caractérisation et gestion des impacts (indicateur G4 : EN 12)

Les potentiels impacts génériques des activités de production du groupe EDF concernent principalement :

- l'eau et la biodiversité aquatique, en raison notamment des ouvrages thermiques (à flamme et nucléaire) ;
- les habitats naturels terrestres ainsi que la faune et la flore qu'ils abritent, au cours des chantiers de nouveaux projets ou de maintenance ;
- le compartiment aérien (oiseaux et chauves-souris) avec les réseaux aériens de distribution et les installations éoliennes.

Toutefois, certains espaces des centrales thermiques ou hydrauliques peuvent aussi constituer des espaces de protection ou de reconstitution de biodiversité.

Pour tous les projets d'ampleur, des études précises des effets sur la biodiversité sont systématiquement conduites et formalisées dans les études d'impact environnemental. Des démarches analogues sont également conduites autour des ouvrages en exploitation.

PRINCIPALES ACTIONS MENÉES EN 2015

EDF	■ Programme « continuités écologiques » de la Division de la Production Hydraulique : lancement en 2015 de 50 diagnostics piscicoles et/ou sédimentaires pour préciser les enjeux de continuité par site (4 ouvrages piscicoles ont été réalisés en 2015). ■ Programme « continuité piscicole » : dans le cadre des classements en liste 2, près de 129 ouvrages doivent être équipés dans un délai de 5 ans (horizon 2017-2018) afin de garantir une continuité piscicole et sédimentaire. En 2015 on peut noter : – l'entrée en phase finale du chantier de construction de la passe à poisson de Strasbourg ; – l'inauguration du bras renaturé du Rhin sur près de 8 kilomètres, et la reconstitution d'un ensemble de milieux naturels humides et secs qui permettront le retour de nombreuses espèces. ■ Réduction d'au moins 5 % d'utilisation de produits phytosanitaires par rapport à 2014, en phase avec l'ambition du plan gouvernemental Écophyto de réduction de 50 % de la consommation de produits phytosanitaires au cours de la décennie.
Edison	■ Mise en place du projet « Mosselmonitor » sur la plateforme pétrolière *offshore* de Rospo (mer Adriatique) en partenariat avec l'Institut pour la santé des animaux des Abruzzes. Le programme consiste à utiliser des bouchots de moules comme bio-indicateurs de la qualité des eaux et de la prévention des pollutions. ■ Poursuite du programme « Bio Vega » qui analyse l'état de la biodiversité autour de la plateforme pétrolière de Vega et va déterminer des paramètres de suivi de la faune et de la flore maritimes.

3.2.2.6.4 Actions de protection et de restauration (indicateur G4 : EN 13)

La prise en compte de la biodiversité amène aujourd'hui le groupe EDF à devenir un gestionnaire d'espaces naturels, le plus souvent en partenariat avec des associations locales, soit dans le cadre de la mise en place et de la gestion de mesures compensatoires, soit de façon volontaire sur ses terrains.

Le Groupe accompagne également le déploiement de politiques publiques en faveur de la biodiversité :

- EDF et ERDF sont engagés dans plusieurs plans nationaux d'action en faveur du Desman des Pyrénées, du Vautour moine, du Gypaète barbu, de l'Apron du Rhône, de l'Aigle de Bonelli, et participent aux déclinaisons régionales de ces plans comme le plan Loutre d'Europe en région Centre ;
- les sociétés du Groupe participent à des programmes LIFE, tel l'Alose et le Desman pour EDF, le LIFE Gypconnect pour ERDF, ou bien un LIFE avifaune pour EDF Démász ;
- certains sites du Groupe contribuent aux objectifs de préservation de zones Natura 2000 et mettent en œuvre des contrats Natura 2000 ; le Groupe structure une démarche interne pour intégrer les recommandations de lutte contre les espèces exotiques envahissantes afin de limiter leur expansion sur le territoire. En France, EDF a été retenu par le Fonds unique interministériel pour expérimenter sur des sites pilotes de nouveaux procédés de traitement des espèces invasives, et va y consacrer 500 000 euros sur trois ans. En 2015, lancement des premiers tests pour paramétrer les prototypes sur plusieurs types de sols et de plantes.

PRINCIPALES ACTIONS MENÉES EN 2015

EDF	■ Inauguration du bras renaturé du Rhin, dans le cadre du projet environnemental de Kembs. Cette opération a consisté en la restauration d'un bras de rivière sur près de 8 kilomètres de long, et la reconstitution d'un ensemble de milieux naturels humides et secs qui permettront le retour de nombreuses espèces.
Dunkerque LNG	■ Nidification confirmée des sternes naines et des gravelots à proximité du chantier. Transfert réussi des mesures compensatoires environnementales au Conseil général et définition d'un plan de gestion de ces espaces. Renouvellement de la convention avec les associations naturalistes pour l'observation des espèces sur le site.
Électricité de Strasbourg	■ Construction d'un hamster *road-drome* (Grand Hamster d'Alsace) dans le cadre du déplacement d'une ligne Haute Tension pour la création du contournement autoroutier sud de Strasbourg.
EDF Energy	■ Des passages à faune et des plantations d'arbres ont été mis en place sur le lieu du *by-pass* d'Hinkley Point C Cannington afin de maintenir la connectivité des habitats de chauve-souris et autres espèces. Plus de 67 hectares d'habitat ont été aménagés pour les reptiles déplacés depuis Sizewell C. Achèvement du plan de gestion permettant d'assurer la conservation et l'amélioration de 100 hectares de gravier végétalisés ; l'habitat de Dungeness B auparavant utilisé pour l'extraction de gravier est désormais sous protection Ramsar et Directive Habitat (Zones Spéciales de Conservation et Zones de Protection Spéciales).
Norte Fluminense	■ Reforestation et entretien d'arbres (espèces indigènes) sur les terrains avoisinant le site industriel sur une surface de 11 hectares.

3.2.2.6.5 Mesures compensatoires (indicateur G4 : EU 13)

Le Groupe applique les principes de la *mitigation hierarchy* [1], dont la déclinaison française est la doctrine ERC (Éviter, Réduire, Compenser).

En France, EDF poursuit son action en collaboration avec l'association Initiative Biodiversité Combe-Madame et les acteurs du territoire, qui vise à restaurer des milieux subalpins dans le massif de Belledonne en Isère. Cette expérimentation s'inscrit dans la démarche engagée par le MEDDE pour tester la pertinence et la faisabilité de la compensation par l'offre. En 2015, le démarrage de l'expérimentation a été officialisé par un courrier signé par la Ministre chargée de l'écologie, et EDF a par ailleurs démarré une thèse avec l'IRSTEA et le Muséum national d'histoire naturelle sur l'élaboration d'une méthode de vérification de l'atteinte de l'équivalence écologique. Sur le chantier de construction du terminal gazier de Dunkerque, l'aménagement de l'espace naturel sensible des Hems-Saint-Pol a été finalisé, et les études de suivi des espèces ciblées (Tadorne de Belon, Hirondelle de rivage, fauvettes paludicoles) confirment l'efficacité de l'opération.

Au Royaume-Uni, EDF Energy a acheté 67 hectares de terres arables dans le cadre de sa compensation des impacts de Sizewell C. Le travail a commencé en 2015 en créant 6 hectares de zones humides.

Au Laos, suite aux recommandations de la Banque mondiale et d'experts internationaux, dont l'*International Environmental and Social Panel of Experts,* NTPC participe à la réflexion engagée par le Gouvernement sur la restructuration de l'agence chargée de la protection de l'environnement aux alentours du barrage et de son bassin versant.

3.2.2.6.6 Mécénat et sciences participatives

Avec le mécénat et les sciences participatives, EDF met en œuvre d'autres leviers d'actions à titre volontaire, pour renforcer concrètement la lutte en faveur de la préservation de la biodiversité. EDF soutient la « liste rouge » des espèces menacées de l'UICN (Union internationale pour la conservation de la nature).

En France continentale, l'essentiel de l'action d'EDF porte sur le soutien à la Fête de la nature, dont l'entreprise est partenaire principal depuis 2008.

EDF a organisé 66 manifestations en 2015, au cours desquelles elle propose des ateliers découverte des espèces et des conférences avec les associations locales. EDF participe en Guadeloupe à un programme d'étude des tortues vertes en partenariat avec l'association Kap Natirel. À la Réunion, EDF soutient la Société réunionnaise de protection des oiseaux autour d'un programme de préservation du Pétrel, une espèce endémique. De son côté, Électricité de Strasbourg apporte son soutien à l'Association pour la protection et la réintroduction des cigognes en Alsace-Lorraine. Au Brésil, EDF Norte Fluminense poursuit son action avec l'association Mico Leao Dourado, qui travaille à la création de corridors forestiers au bénéfice du Tamarin-lion doré et qui rassemble des données scientifiques sur ce singe en voie d'extinction.

3.2.3 INFORMATIONS SOCIÉTALES

Dans le respect des règles de conformité et dans le cadre des valeurs et engagements qui guident ses salariés, le Groupe travaille à construire un dialogue de qualité avec l'ensemble de ses parties prenantes (à tous les échelons, internationaux, nationaux et locaux). Ce dialogue prend des formes extrêmement variées (sensibilisation, co-construction de projets, aides, etc.) et débouche sur des contributions significatives à destination des parties prenantes (lutte contre la précarité énergétique, contribution économique et sociale sur les territoires, santé et sécurité des consommateurs notamment). La démarche sociétale d'EDF s'inscrit dans le respect des principes du Pacte mondial des Nations unies. Elle est intégrée dans la politique Développement durable du groupe EDF, l'accord RSE et le Contrat de service public.

3.2.3.1 Éthique et conformité

Dès les années 2000, EDF a identifié le besoin de se doter d'un référentiel éthique afin de partager les valeurs et engagements qui doivent inspirer et guider l'action des salariés du Groupe. Le dispositif a été complété en 2007 par un Mémento éthique d'EDF SA, remplacé et renforcé par un dispositif Groupe en 2013 incluant une nouvelle Charte éthique Groupe. La prévention de la fraude s'est renforcée dès la fin 2010, tandis qu'une politique de prévention de la corruption était en cours de conception en 2015. Un programme de conformité aux règles de la concurrence a été décidé en 2010, de portée Groupe. En matière de prévention des atteintes aux droits de l'homme, le Groupe est signataire du *Global Compact* depuis 2001.

1. *Principe conforme au PF6 de l'IFC : 6e axe* (Performance Standard 6) *du cadre de référence de l'*International Finance Corporation *(Société financière internationale, structure de la Banque Mondiale), dédié à la conservation de la biodiversité et la gestion durable des ressources naturelles vivantes.*

En décembre 2015, une Direction Éthique et Conformité Groupe a été créée au sein du Secrétariat Général. Elle a pour mission d'accroître la visibilité de la capacité du Groupe à maîtriser les risques liés à la conformité, en définissant une politique éthique et de conformité au périmètre Groupe et en proposant un cadre de gestion et de contrôle harmonisé à l'échelle du Groupe.

Référentiel éthique

La décision prise par la Direction du Groupe de renouveler et d'adapter sa gouvernance éthique a conduit à l'élaboration concertée et à l'adoption par le Comité exécutif et le Conseil d'administration d'EDF de la Charte éthique Groupe.

Construite autour des trois valeurs du Groupe (respect, solidarité, responsabilité), cette Charte décrit les engagements éthiques du Groupe et ceux des salariés. Elle complète les lois, règles et conventions nationales et internationales auxquelles se réfèrent les sociétés du Groupe, sans prétendre couvrir l'exhaustivité des dilemmes éthiques de chacune d'entre elles. Elle est accessible directement sur le site edf.com, en français et en anglais, les traductions locales ayant été assurées par les sociétés. Une fois le déploiement terminé, les sociétés du Groupe se sont concentrées sur des actions de consolidation. Ainsi en 2015, Edison et EDF Luminus ont déployé un *e-learning* spécifique sur la base d'un kit remis à la ligne managériale. Démász a mis en place un nouvel outil pour communiquer régulièrement sur les messages éthiques. EDF Polska a mené des ateliers autour des trois valeurs du Groupe, tandis qu'EDF Norte Fluminense mettait en place son dispositif d'alerte permettant de concilier les exigences de la législation brésilienne récente et les principes du Groupe EDF en la matière.

Le Groupe s'est doté d'une organisation et de procédures qui garantissent à tous ses collaborateurs l'accès aux outils et informations afin de guider leurs décisions et leurs actions au quotidien, d'interlocuteurs identifiés et d'un système de droit d'alerte, accessible 24 h/24, 7 j/7 [1], confidentiel et sécurisé. La gouvernance est structurée comme suit :

- le Comité d'éthique du Conseil d'administration veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion de la société ;
- la Commission Éthique et Déontologie du Groupe, organe de conseil, de consultation et d'appui, formule des avis et adresse des recommandations au *management* sur tout sujet relatif à l'éthique du Groupe et à sa mise en œuvre. Elle répond également à toute consultation interne ou externe et à toute alerte éthique de niveau Groupe (alertes dites « centrales »). Elle est destinataire des *reporting* du délégué éthique d'EDF sur le bilan des alertes centrales et de chaque société sur le bilan des alertes locales, et la mise en œuvre de la démarche éthique. Son Président rapporte, au nom de la Commission, au Président-Directeur Général d'EDF, ainsi qu'au Comité d'éthique du Conseil d'administration d'EDF ;
- un interlocuteur éthique : dans chaque société du Groupe, un délégué est désigné par le dirigeant de la société. Pour EDF SA, il existe un réseau de Correspondants Éthique de Direction et d'Unités.

En termes de *reporting,* le système d'alerte Groupe a conduit au traitement de 101 dossiers dont 91 alertes éthiques qui lui ont été déclarées en 2015 (soit +21 % par rapport à 2014). La majorité des alertes remontées par les salariés du Groupe était relative à l'engagement « respect de la personne », une situation stable depuis plusieurs années.

Motifs des alertes éthiques via le système Groupe	2015	2014	2013
Respect de la personne	47	26	23
dont harcèlement	*16*	*12*	*3*
dont discrimination	*16*	*9*	*12*
dont reconnaissance	*15*	*5*	*8*
Intégrité	15	4	3
dont corruption	*0*	*0*	*0*
dont fraude	*11*	*2*	*1*
dont conflit d'intérêts	*2*	*1*	*1*
dont favoritisme	*2*	*1*	*1*
Performance	9	1	0
Environnement	7	8	2
Solidarité	5	1	1
Autres	8	35	1
TOTAL	**91**	**75**	**30**

1. *edf.fr/groupe-edf/responsable-et-engage/ethique-et-responsabilite-d-entreprise/alerte-ethique.*

Le taux d'alertes clôturées par le dialogue, l'information ou une intervention de la ligne managériale en 2015 s'établit à 89 %, tandis que 11 % ont fait l'objet de mesures correctives ou de sanctions disciplinaires pouvant aller jusqu'au licenciement. 51 % sont remontées par les salariés, le reste se répartissant entre tiers (31 %) et clients (16 %), les fournisseurs ne représentant qu'une part marginale. Dès 2014, en complément des alertes suivies par la Commission, EDF a mis en place auprès des sociétés un système de *reporting* des cas de manquement grave à l'éthique traités directement par les sociétés. Pour 2015, 60 cas ont été détectés par les sociétés et se répartissent comme suit :

		Répartition géographique			
Types de cas de manquement grave à l'éthique	**Nombre de cas détectés dans l'année**	**EDF SA**	**France (hors EDF SA)**	**Europe (hors France) l'Audit ou les RH**	**International (hors Europe)**
1. Non-respect de la personne	30	13	11	5	1
2. Fraude (1)	29	0	4	19	6
3. Atteinte aux Droits de l'Homme	0	0	0	0	0
4. Atteinte au droit de la concurrence	1	0	0	1	0
5. Atteinte grave à l'environnement	0	0	0	0	0
TOTAL	**60**	**13**	**15**	**25**	**7**

(1) Dont aucun cas de corruption. Il n'y a pas eu d'amende ou de pénalité en relation avec la corruption.

Prévention de la fraude

En 2015, dans le cadre du plan d'action de lutte contre la fraude, les actions de sensibilisation pour renforcer la robustesse et l'efficacité des dispositifs de maîtrise des risques de fraude se sont poursuivies. De plus, un référentiel de traitement des alertes fraude a été mis à disposition dans la communauté *Managers* de l'intranet du Groupe. Fondé sur la décision du Président sur la fraude et la Charte éthique Groupe, et intitulé « Comment traiter les alertes fraude », ce guide (en français et en anglais) à vocation didactique et pédagogique vise à donner aux *managers* du Groupe des lignes directrices pour un traitement approprié des alertes – ou des écarts qui peuvent révéler des fraudes – en protégeant les droits de l'ensemble des personnes concernées, dans le respect des règles et des valeurs du Groupe. Une plaquette d'information (en français et en anglais) destinée à l'ensemble des salariés d'EDF est également disponible depuis juin 2015.

Prévention de la corruption

En 2015, un groupe de travail a formalisé un référentiel conformité anti-corruption du Groupe, à la demande du Secrétaire général.

En lien avec la Direction juridique Groupe, une politique de conformité anti-corruption comprenant un référentiel, des notes d'application et un *e-learning* à l'échelle du Groupe sera déployé courant 2016 par la Direction Éthique et Conformité Groupe.

Respect des règles de concurrence

Le respect des règles de concurrence constitue une priorité absolue pour le groupe EDF. Pour réduire l'exposition du Groupe aux risques liés à l'application du droit de la concurrence dans un contexte d'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité, d'internationalisation du Groupe et d'aggravation des sanctions, un programme de conformité aux règles de concurrence a été décidé par le Président le 22 décembre 2010, applicable à l'ensemble des Directions et filiales. Ce programme comporte un ensemble de mesures de sensibilisation, de formation et de contrôle destinées à diffuser au mieux la culture du droit de la concurrence au sein du Groupe et à responsabiliser les salariés et collaborateurs sur le respect des règles de concurrence. Ce programme se traduit notamment par le déploiement de formations en ligne ou présentielles auprès des salariés du Groupe les plus exposés au risque concurrence. Au 31 décembre 2015, plus de 5 431 salariés ont ainsi été formés dans le cadre d'un programme d'*e-learning* développé en plusieurs langues, en France et à l'étranger [1]. En parallèle, des guides de bonnes pratiques et des publications régulières sur l'actualité en droit de la concurrence sont largement diffusés et accessibles sur un site intranet dédié. En complément des mesures de sensibilisation, des actions de contrôle ont également été déployées depuis 2013, dans le but d'auditer les procédures mises en place au sein du Groupe.

Si le programme de conformité concurrence d'EDF n'est pas opposable aux tiers et ne s'impose donc pas à eux, en revanche il est clair que l'impératif de respect des règles de concurrence découlant du programme s'applique dans les relations que les salariés du groupe EDF ont avec les clients, concurrents, partenaires et fournisseurs.

Une évaluation des litiges existants a été réalisée et, en application des critères retenus pour effectuer des provisions, les litiges en cours n'ont pas été provisionnés. Le programme de conformité aux règles de concurrence fait l'objet d'un rapport annuel et est soumis aux procédures de contrôle interne du groupe EDF.

3.2.3.2 Respect des droits de l'homme

Le groupe EDF s'engage à respecter les droits de l'homme, partout où il opère, dans ses activités et dans l'ensemble de sa chaîne de valeur.

Les Principes directeurs des Nations unies relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme, adoptés en 2011, constituent le texte de référence du Groupe en matière de respect des droits de l'homme.

Par ailleurs, dans sa Charte éthique, il est également indiqué que le groupe EDF se référait explicitement à la Déclaration universelle des droits de l'homme, aux conventions de l'Organisation internationale du travail (OIT) garantissant les principes et les droits fondamentaux du travail et luttant contre les discriminations, aux principes directeurs de l'Organisation de coopération et de développement économiques à l'intention des entreprises multinationales, à la Déclaration sur l'élimination de toutes les formes de discriminations à l'égard des femmes et à la Déclaration sur les droits de l'enfant.

En 2009, dans l'accord sur la responsabilité sociale du groupe EDF toujours en vigueur, le Groupe s'engage « à respecter et à faire respecter », dans toutes les sociétés où il exerce le contrôle, les conventions fondamentales de l'OIT, notamment les conventions 87 et 98 garantissant la liberté syndicale et les principes de la négociation collective. En 2012, EDF conclut la signature d'une

1. Dont 2 405 en France et 2 936 au périmètre international avec pour principaux contributeurs EDF Energy, Edison, EDF Polska et Bert. À cela s'ajoute le lancement en 2015 de modules spécifiques à certains métiers, tels que la fin des tarifs réglementés ou les contrats de long terme, destinés aux commerciaux.

convention collective en Chine[1]. Le Comité syndical d'EDF Chine (7 membres élus pour 5 ans) représente les salariés d'EDF Chine dans le respect des lois chinoises mais aussi des principes et valeurs du groupe EDF. En 2013, le groupe EDF a en outre pris l'engagement de *« ne tolérer aucune violation des droits de l'homme, fraude et corruption, dans toutes ses sociétés et chez ses fournisseurs »* dans ses engagements de responsabilité d'entreprise présentés à l'Assemblée générale.

Le Groupe s'est donné comme objectif que 13 sociétés du groupe EDF aient obtenu en 2017 le niveau *Advanced* du *Global Compact* des Nations unies auquel EDF a adhéré dès 2001 (à fin 2015, 14 sociétés sont désormais signataires du *Global Compact,* dont Dalkia, et 3 ont atteint le niveau *Advanced* : EDF, Edison et EDF Luminus). Le Groupe s'est également engagé à introduire des clauses éthiques dans ses contrats d'achats.

Afin d'identifier et d'évaluer les incidences négatives effectives ou potentielles de ses activités ou de celles de ses fournisseurs, EDF :

- prend en compte les impacts sur les droits de l'homme dans les critères de criblage de ses investissements notamment dans les pays considérés comme à risque et dans l'accompagnement de ses projets ;
- effectue des audits sur les chaînes d'approvisionnement sensibles (charbon dans le cadre de l'association Bettercoal, uranium) ainsi que plus de 45 audits de fournisseurs relevant de segments d'achats à risques[2].

Le groupe EDF a également décidé d'engager une sensibilisation de l'ensemble de son personnel sur la question des droits de l'homme. EDF a développé avec l'association EDH (Entreprises pour les droits de l'homme), dont il est membre fondateur, un programme d'*e-learning* sur les droits de l'homme qui sera progressivement déployé à partir de fin 2015. En outre, EDH propose une formation approfondie d'une journée pour les *managers* et salariés exposés.

EDF a mis en place un dispositif d'alerte éthique qui permet aux salariés mais également aux autres parties prenantes (clients, fournisseurs, tiers) de faire remonter leurs demandes ou leurs réclamations. Ce dispositif fait l'objet d'un *reporting* quantitatif annuel (en 2015, aucune alerte n'a concerné le motif « droits de l'homme[3] »). À EDF Energy, un dispositif dénommé « Safecall » permet également aux salariés et aux fournisseurs de faire part de leurs préoccupations.

Par ailleurs, certaines entités ou filiales du Groupe ont renforcé en 2015 ce dispositif par des dispositions complémentaires :

- en maintenant une certification SA 8000 – Norte Fluminense ;
- en débutant la mise en œuvre du *UK Modern Slavery Act* – EDF Energy ;
- en adhérant à une plate-forme collective d'autoévaluation des fournisseurs – Direction de la Production Nucléaire et Thermique ;
- en amorçant un *reporting* droits de l'homme sur la base du GRI G4 – Edison.

3.2.3.3 Transparence fiscale

EDF a mis en place une politique fiscale Groupe pour déterminer les principes applicables aux relations avec ses clients, avec les autorités publiques institutionnelles ou fiscales et avec ses partenaires financiers et commerciaux.

3.2.3.3.1 La politique fiscale Groupe

Un périmètre large

La politique couvre l'ensemble des impôts du Groupe : impôts directs et indirects, taxes, contributions, prélèvements de nature fiscale ou douanière à la charge finale de l'entreprise ou de ses clients (lorsqu'EDF est simplement collecteur pour le compte de tiers).

Elle doit être appliquée dans tout le Groupe, par toutes ses entités quelle que soit leur nature ou leur situation géographique. Tout le personnel du Groupe doit respecter cette politique qui vise à préserver la réputation du Groupe et à réduire les risques fiscaux auxquels il s'expose par ses activités.

Des orientations claires

Renforcer la performance fiscale du Groupe dans le strict respect des lois et réglementations fiscales nationales et internationales. Maîtriser les risques fiscaux par une amélioration continue et systématique, dans toutes les entités du Groupe, du recensement et de la gestion des risques fiscaux, grâce notamment à des revues fiscales régulières et des plans d'actions adéquats. Organiser le *reporting* et les actions nécessaires à la gestion prévisionnelle continue et optimisée du *cash* fiscal[4], ainsi qu'une gestion attentive du taux effectif Groupe. Entretenir une relation transparente et constructive avec les autorités fiscales et publiques.

Des principes éthiques

EDF applique une politique de prix de transfert conforme aux principes de l'OCDE pour justifier les revenus qui en découlent et payer les montants d'impôts dus dans toutes les juridictions où le Groupe est implanté. EDF ne dispose pas d'implantation juridique (société, succursale ou bureau de représentation) dans un territoire inscrit dans la liste des États et territoires non coopératifs tels que définis par la législation française et internationale. Une présence dans ces États doit impérativement n'être sous-tendue que par des raisons d'activité économique et en aucun cas par de pures raisons fiscales. De même, les flux via ces pays sont prohibés s'ils ne sont justifiés que par des raisons fiscales.

Présence au Luxembourg et en Irlande

Comme l'ensemble des grands groupes français et étrangers, EDF recourt à des captives et à des mutuelles pour compléter les couvertures données par les marchés traditionnels de l'assurance. Les captives et les mutuelles permettent à EDF de diminuer le coût de ses programmes d'assurance et le montant des primes payées au marché de l'assurance. Deux captives d'EDF sont situées respectivement en Irlande et au Luxembourg :

- Wagram Insurance Company Ltd. (EDF 100 %), société d'assurance créée en 2003 à Dublin qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- Océane Re (EDF 99,98 %), société de réassurance créée en 2003 au Luxembourg pour réassurer le risque de responsabilité civile nucléaire d'EDF.

3.2.3.3.2 Les impôts payés par le Groupe

En 2015, le groupe EDF a supporté une charge de 3 641 millions d'euros d'impôts et de taxes en EBITDA, en hausse de 48 millions d'euros par rapport à 2014 soit +1,3 % (dont +0,6 % en croissance organique). Cette variation intègre notamment une hausse des impôts et taxes sur le marché nucléaire au Royaume Uni. L'impôt sur le résultat payé par le Groupe s'élève à 1 508 millions d'euros en 2015 (2 614 millions d'euros en 2014) : la baisse du décaissement d'impôt sur les sociétés de 1 105 millions d'euros est essentiellement due aux écarts en France sur les soldes d'impôts relatifs aux exercices précédents et à la diminution des acomptes d'impôts versés en 2015. Le taux effectif d'impôt (TEI) est de 28,5 % en 2015.

1. *Le contrat collectif a été mis en place en 2013, pour les salariés de la holding en Chine, avec pour objectifs principaux d'améliorer de façon continue les conditions de travail et d'emploi des salariés, et de promouvoir le dialogue social.*
2. *45 audits réalisés dans 10 pays (Chine, Bangladesh, Tunisie, Pologne notamment).*
3. *Voir section 3.2.3.1 (« Éthique et conformité »).* Reporting *des sociétés du Groupe pour les seuls cas de manquements graves.*
4. Cash *fiscal : impôt décaissé.*

DÉTAIL DES IMPÔTS PAYÉS DANS LES PAYS DES FILIALES DU GROUPE INTÉGRÉES GLOBALEMENT OU EN PROPORTIONNEL

(en millions d'euros) **Pays**	2015	2014	2013
France	1 041	2 045	1 446
Italie	47	214	122
Royaume-Uni	157	145	158
Égypte	30	95	103
Belgique	168	76	77
Norvège	-38	-40	-58
Chine	7	20	28
Hongrie	17	14	12
Pologne	12	10	19
Brésil	33	7	13
Portugal	4	7	10
États-Unis	5	4	-3
Pays-Bas	5	4	3
Canada	16	3	2
Mexique	ns	3	ns
Autres pays	5	7	6
TOTAL	**1 508**	**2 614**	**1 936**

DÉTAIL DES IMPÔTS PAYÉS DANS LES AUTRES PAYS

(en millions d'euros) **Pays**	2015	2014	2013
Luxembourg	1	2	ns
Vietnam	2	2	2
Singapour	2	1	1
Grèce	ns	1	1
Japon	ns	1	-6
Irlande	ns	0	ns
Suisse	ns	0	0
Allemagne	1	0	6
Espagne	ns	ns	2
Autriche	0	ns	ns
TOTAL	**5**	**7**	**6**

3.2.3.4 Écoute et dialogue avec les parties prenantes

Le Groupe a fait de l'écoute et du dialogue avec ses parties prenantes un axe majeur du déploiement de ses activités et de ses projets et ce, à tous les échelons des territoires. La démarche est construite sur la base de dispositifs d'écoute dont les produits de sortie permettent de nourrir les instances de dialogue. Dans une recherche d'amélioration continue, ce dialogue enrichit à son tour les projets, les outils et la connaissance des attentes des parties prenantes. Cette ambition est traduite dans la politique Développement durable du Groupe, assortie de préconisations élaborées avec les sociétés du Groupe, et qui leur sont applicables.

Ainsi, à partir d'un diagnostic des attentes des parties prenantes, et dans une recherche d'amélioration continue, chaque entité et société du Groupe déploie les modalités les plus adaptées à son contexte particulier. Le groupe EDF s'est engagé à favoriser la transparence et le dialogue sur les sujets sensibles avec toutes ses parties prenantes, sous forme d'un objectif visant à passer, entre 2013 et 2015, de 3 à 8 sociétés ayant mis en place un « espace de dialogue formalisé ». À fin 2015, 4 « espaces » sont actifs (EDF SA, EDF Energy, Edison et ERDF).

L'écoute et le dialogue avec les parties prenantes sont transverses aux activités opérationnelles et en projet, sont portées par le *management* et représentées par le membre du Comité exécutif en charge du Développement durable.

3.2.3.4.1 Dispositifs d'écoute

Les dispositifs d'écoute sont nombreux ; on peut les scinder en deux principaux ensembles : la mise en place de « baromètres » ainsi que le dialogue issu des partenariats stratégiques conclus par EDF. L'un comme l'autre supposent la réalisation de cartographies des parties prenantes.

LES DÉMARCHES DE CARTOGRAPHIE DES PARTIES PRENANTES

Cartographie des parties prenantes d'EDF

L'écoute des attentes de nos parties prenantes nous permet d'affiner nos stratégies et politiques.

Les principales parties prenantes du niveau central EDF en lien avec la Direction du Développement durable sont présentées ci-contre.

La cartographie des parties prenantes d'EDF permet aux Directions métiers de s'organiser autour de :

- la concertation de proximité des sites de production et pour les nouveaux projets industriels ;
- les relations avec les clients, fournisseurs, partenaires sectoriels, associations socioprofessionnelles, collectivités publiques et institutions nationales et internationales ;
- les partenariats opérationnels avec les ONG et le monde universitaire ;
- la réunion d'experts ou de personnalités dans des conseils ou panels indépendants apportant au Groupe un éclairage critique externe ;
- la sensibilisation-formation de publics, notamment jeunes, aux enjeux de l'énergie et du Développement durable.

Avec pour objectif d'« éviter, réduire ou compenser » les impacts de son activité sur l'environnement, de la qualité de ce dialogue avec toutes ses parties prenantes dépend la réussite de sa politique de Développement durable et la performance même du Groupe.

Les entités d'EDF et leurs parties prenantes identifient et définissent ensemble leurs zones d'influences. Les attentes des parties prenantes font l'objet d'une analyse pour devenir éventuellement des obligations de conformité.

L'utilisation de baromètres et enquêtes de satisfaction

L'écoute organisée des attentes des parties prenantes est devenue un incontournable de l'action opérationnelle des entités et sociétés du Groupe ; elle est historiquement très développée chez EDF Energy, ainsi que dans les entités où la dimension marketing est inhérente à l'exercice traditionnel du métier (Direction Commerce et Dalkia notamment) ; au sein du Groupe, ces baromètres connaissent néanmoins un déploiement important dans d'autres domaines, tels que le nucléaire, l'hydraulique ou le thermique.

- Baromètre des riverains de la production nucléaire [1], de la production thermique [2], et de la production hydraulique [3] : Menées depuis 2009 par l'institut de sondages IPSOS, ces études ont pour objectif de mesurer la perception des riverains concernant la relation aux ouvrages et à l'énergie. Dix-neuf sites de production nucléaire, 7 sites thermiques, 15 sites hydrauliques et 2 sites nucléaires en déconstruction (Creys-Malville et Brennilis) ont été concernés par ce baromètre en 2015.
- Baromètre des prestataires de la production nucléaire [4] et de la production thermique [5] : le regard des prestataires sur EDF « donneur d'ordre » est mesuré régulièrement grâce à des baromètres, afin de prendre en considération les progrès à apporter en matière de conditions de réalisation des prestations.
- Baromètre Développement durable [6] (BDD) : dispositif de suivi de l'opinion française et européenne sur les sujets à l'environnement, les énergies, le Développement durable, diligenté par la R&D d'EDF dans cinq pays européens. En 2015, il confirme que la dégradation de l'environnement n'est pas la principale préoccupation des Européens, à l'exception de l'Allemagne, et dans une moindre mesure de la France.
- Baromètre Interne des Perceptions de l'Environnement (BIPE [7]) : c'est un sondage réalisé auprès d'un échantillon des agents d'EDF et d'ERDF. Le questionnaire, largement remanié cette année, s'articule autour des thématiques suivantes : problèmes environnementaux, différentes sources d'énergie et leur impact sur l'environnement et enjeux environnementaux plus spécifiques à EDF, sous l'angle institutionnel ou professionnel.

Au Royaume-Uni, EDF Energy mène des réunions régulières (trois à quatre fois par an) avec les parties prenantes locales sur les questions liées à ses activités et à leurs impacts. EDF Energy s'est récemment associé à un sondage externe réalisé par PWC afin d'identifier et de produire les produits et services les mieux adaptés aux clients de chacun des segments. Toutes les modalités d'enquête sont mobilisées, quantitative ou qualitative, sous forme d'interview de face-à-face, téléphonique ou d'utilisation des réseaux sociaux.

Une stratégie de partenariats Développement durable revisitée

Les partenariats Développement durable sont pour EDF un moyen de dialogue incontournable avec les parties prenantes sur des sujets à fort enjeu pour ses activités. Ils ont pour vocation de permettre à l'entreprise une meilleure compréhension des attentes de son environnement et sont également un moyen d'apporter des expertises nouvelles aux sociétés et aux Directions du Groupe. Ils comprennent trois volets principaux : partenariats stratégiques et de recherche, partenariats biodiversité et partenariats sociétaux. Dans le contexte du débat mondial sur la transition énergétique vers des économies moins carbonées, EDF a reconduit ses partenariats stratégiques avec les *think tanks* de l'Institut du Développement durable et des relations internationales (IDDRI) et de la Fondation Nicolas-Hulot pour la nature et l'homme (FNH). Face au renforcement des réglementations européennes et à l'émergence d'une nouvelle gouvernance de l'environnement, avec notamment la création en France d'une agence de la biodiversité en 2015, la biodiversité est plus que jamais pour EDF un enjeu de pérennisation et de développement de ses activités. Les partenariats de long terme avec le Muséum national d'histoire naturelle (MNHN), l'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN), la Ligue pour la protection des oiseaux (LPO), le Conservatoire du littoral, les Réserves naturelles de France (RNF) ou la Fédération nationale pour la pêche en France favorisent les échanges techniques et le dialogue entre le monde associatif et les métiers de l'entreprise.

3.2.3.4.2 Instances de dialogue

Entre initiatives volontaires et participation aux instances réglementaires, les instances de dialogue qu'EDF institue ou auxquelles il participe sont nombreuses et de nature variée. Parmi celles-ci [8] :

- Commission du débat public, intervenue notamment sur les trois projets éoliens en mer d'EDF Énergies Nouvelles ;
- Commissions locales d'information (CLI), qui assurent de façon réglementaire une mission d'information des riverains sur l'activité des installations nucléaires. Lors du dernier bilan, elles portaient essentiellement sur la protection des populations et les investissements de renforcement de la sûreté nucléaire suite à l'accident de Fukushima ;
- instances locales et régionales de l'eau, comme les Comités de bassin et les Commissions locales de l'eau (CLE) ;
- des comités de suivi (EPR Flamanville, barrage de Poutès, Terminal méthanier de Dunkerque, etc.) ;
- les panels indépendants [9], plusieurs panels d'experts apportant aux dirigeants du Groupe et à ses sociétés leur vision externe sur les grands sujets qui intéressent EDF ; les ordres du jour sont à l'initiative des deux parties et les recommandations formulées font l'objet d'une prise en compte réexaminée deux ans après les travaux :
  - le *Sustainable Development Panel* (SD Panel) est une instance de dialogue, rassemblant des personnalités internationales, indépendantes et spécialistes de domaines relatifs aux enjeux du Groupe. En 2015, il a été réuni sur le sujet de l'eau, dans son rapport à l'énergie, dans son rapport au changement climatique, et sur les questions de multi-usages et de création de valeur autour des aménagements hydroélectriques. Dans un contexte de pression accrue sur la ressource, le SD Panel a encouragé EDF à poursuivre son investissement de longue date sur cet enjeu confirmé comme majeur pour les entreprises du secteur énergétique. Le Conseil Développement durable France, lui aussi composé de personnalités externes et représentatives des différents enjeux liés à l'impact des installations et des activités d'EDF, questionne le plus en amont possible les dirigeants opérationnels et les experts de l'entreprise sur les options qu'elle se propose de prendre en matière de Développement durable. En 2015, le Panel international et le Conseil France ont été réunis autour des orientations stratégiques du Groupe EDF (CAP 2030) ; en amont du déploiement de la démarche, la démarche a pu intégrer les préconisations des Conseils invitant à mieux distinguer les tendances lourdes, les incertitudes et les ruptures possibles de manière à fonctionner en réponse par des scénarios alternatifs ;
  - le *Stakeholder Advisory Panel* conseille le Directeur Général et le Comité exécutif d'EDF Energy sur la stratégie de l'entreprise et des sujets de Développement durable. Composé de cinq membres indépendants, le Panel a notamment traité du projet Hinkley Point en 2015 et, en amont de la COP 21, des positions d'EDF Energy en matière de climat.

1. *Source : IPSOS Public Affairs, Baromètre d'opinion auprès des riverains des sites de production, centrales nucléaires, vague 7, 2015.*
2. *IPSOS Public Affairs, Baromètre d'opinion auprès des riverains des sites de production, centrales thermiques, vague 7, 2015.*
3. *IPSOS Public Affairs, Baromètre d'opinion auprès des riverains des sites de production, centrales hydrauliques, vague 7, 2015.*
4. *École polytechnique, CRG, baromètre prestataires DPN, bilan 2014.*
5. *Source : Baromètre prestataires, Comité STSR du 4 juin 2015.*
6. *Source : « Résultats de la vague 2014 du Baromètre Développement durable ».*
7. *Source : « Résultat de la vague 2014 du Baromètre Interne des Perceptions de l'Environnement ».*
8. *Indépendamment du dispositif de médiation organisé par EDF pour les clients.*
9. *Il s'agit de la modalité la plus formelle des « espaces de dialogue formalisé ».*

En 2015, ERDF a mis en place un Conseil de parties prenantes sur le modèle du Conseil Développement durable, réunissant dix experts qualifiés indépendants dans des domaines intéressant l'entreprise (économie, innovation, territoire, numérique…). La première réunion s'est tenue en décembre 2015 sur le thème du déploiement des compteurs Linky.

Il existe d'autres panels dédiés à des sujets connexes au Développement durable, tels que le Conseil scientifique d'EDF et le Conseil médical d'EDF.

La concertation territoriale au fil de l'eau : quelques exemples en 2015

Au-delà de l'échange régulier que le Groupe entretient avec ses parties prenantes institutionnelles, les entités et sociétés du Groupe s'emparent du sujet de la concertation, ce qui conduit certaines d'entre elles à formaliser leurs engagements sous forme de charte (par exemple à la DPIT ou chez EDF EN). De manière générale, cette concertation aux différentes échelles territoriales s'effectue soit spécifiquement à l'occasion de projets, soit au fil de l'eau dans le simple cadre de l'exercice opérationnel des activités pérennes.

À titre d'illustrations, Dalkia participe aux travaux des conseils régionaux en Île-de-France et dans le Nord-Pas-de-Calais, aux travaux des Fédérations professionnelles à l'échelle nationale française (FEDENE, AMORCE, SER, FBE, IGD, MEDEF, etc.) et européenne (EFIEES, EuroHeat & Power, etc.). En matière de production hydraulique, des démarches de co-construction sont conduites au niveau des Agences « Une Rivière, un Territoire », par exemple dans le massif du Jura est avec les acteurs socioprofessionnels des départements de l'Ain et du Jura en vue de partager le diagnostic économique du territoire et d'identifier collectivement les axes de travail de la future agence. Dans les Pyrénées, en vallée d'Aspe, une concertation volontaire a permis d'identifier 4 axes structurants (environnement et usages de l'eau, développement économique, développement territorial et touristique, implication du territoire dans la vie de la concession) en vue d'élaborer un pacte territorial avec les acteurs locaux de la vallée.

3.2.3.4.3 Amélioration continue du dialogue avec les parties prenantes

Un fonctionnement en amélioration continue permet de mieux intégrer les attentes des parties prenantes dans les projets et dans l'exercice de l'activité ; mais cela permet également de parfaire les méthodes d'écoute et de dialogue, notamment dans l'utilisation d'internet et des réseaux sociaux.

Une utilisation accrue de l'internet et des réseaux sociaux

EDF Energy et Edison ont une pratique déjà expérimentée de l'écoute et du dialogue au moyen des outils de l'internet. Ainsi par exemple, chaque centrale nucléaire anglaise tient des réunions régulières avec les communautés locales dont les comptes-rendus sont rapidement publiés sur internet, de même que les performances quotidiennes de la centrale ; une *newsletter* mensuelle, également publiée sur internet, est adressée aux parties prenantes locales et aux autorités.

En 2015, c'est la Direction d'EDF Commerce qui a pour la première fois, en France, organisé un *chat* avec les associations de consommateurs. Elle a d'ailleurs obtenu le label Afnor sur les dispositifs d'écoute.

En 2015, le parc éolien de Wesley en Afrique du Sud, attribué en avril à InnoWind, filiale d'EDF EN, a fait l'objet d'une démarche de concertation spécifique dès l'amont de la construction du parc afin de sensibiliser les communautés locales (visites d'un parc existant analogue). Une assistance permanente gérée par des salariés parlant la langue locale (xhosa) a été mise en place pour les communautés locales. Le Directeur du projet de construction du parc éolien assurera l'interface entre InnoWind et les communautés locales, notamment la bonne transmission des informations sur l'état d'avancement du projet et restera le point de contact en cas de question ou de réclamation.

L'intégration des attentes des parties prenantes

Les dispositifs d'écoute et de dialogue ont vocation à favoriser la compréhension des attentes des parties prenantes, en vue de mieux en tenir compte, et bien souvent de les intégrer dans la version finale d'un projet. À l'image de quelques cas connus (Nam Theun, Guerlédan notamment), les entités et sociétés du Groupe ont continué en 2015 à s'inscrire dans ce schéma, comme c'est le cas de SEI qui formalise les partenariats adéquats, par exemple avec les Fédérations de pêche (Corse, Réunion) ou avec les Agences de l'eau (Corse, Guyane), de MECO qui en fait un axe majeur de son SME, ou de SOCODEI dans sa conduite de projets ICPE.

EDF Luminus intègre également les demandes des riverains de manière systématique. En 2015, cela s'est par exemple manifesté par un travail spécifique visant à réduire les nuisances sonores des éoliennes[1]. Un nouveau dispositif technique (dentelures *Trailing Edge Serrations*) a été installé sur le parc éolien de Florette et Leuze, ainsi que sur les nouveaux parcs de Olen-Geel, Dendermonde et Bilzen.

3.2.3.5 Sensibilisation des publics externes au Développement durable

Engagées à contribuer à l'effort éducatif sur les questions liées à l'énergie, les sociétés du Groupe ont poursuivi et renforcé leurs actions de sensibilisation du grand public, de leurs clients, des jeunes, mais aussi des professionnels et des collectivités territoriales, aux enjeux du Développement durable et à la maîtrise de l'énergie. Des actions spécifiques ont été menées dans la perspective de la COP 21 qui s'est tenue en décembre 2015 à Paris.

De nombreux sites ont été ouverts au grand public, aux acteurs économiques, organismes nationaux et ministères.

En France, chaque année, une centaine de sites de production nucléaire, thermique, et hydraulique accueillent 430 000 visiteurs qui participent, préalablement à la visite de la centrale, à une conférence pédagogique sur son fonctionnement et les actions mises en place pour réduire l'impact du site sur l'environnement. 45 de ces sites offrent au grand public des « espaces de découverte » proposant des animations pédagogiques sur les enjeux liés à l'énergie, à la protection de l'environnement et à la maîtrise de l'énergie. Les sites de production d'EDF participent aux manifestations nationales comme la « Fête de la nature », la « Fête de la science », la « Semaine européenne du Développement durable ». Pour la 5e édition des « Journées de l'industrie électriques EDF », 20 000 personnes ont été accueillies, dont 800 ont parcouru des circuits « bas carbone » combinant la visite d'une centrale nucléaire avec un parc éolien ou celle d'un site hydraulique avec une centrale solaire. En 2015, 20 espaces de découverte (bâtiment et contenu) ont été rendus accessibles aux personnes à mobilité réduite, déficientes visuelles et auditives. Sur le site de recherche de la R&D à Chatou, une centaine d'industriels, des PME, des *start-up,* des organismes nationaux et ministères, étaient présents le 6 juillet pour la journée intitulée « Recherche et innovation pour le climat et l'environnement ». Labellisé *side event* de la conférence internationale *Our commun future climate change* à l'Unesco, l'événement a également obtenu le label COP 21.

SOCODEI a organisé à l'attention d'élus, d'actionnaires EDF, de journalistes, de scolaires et d'étudiants des visites commentées du centre nucléaire de traitement et de conditionnement des déchets faiblement radioactifs. À Dunkerque, l'espace exposition du terminal méthanier a accueilli plus de 4 600 visiteurs. À EDF Energy, chaque site nucléaire dispose d'un centre d'accueil du public (plus de 45 000 personnes accueillies en 2015) proposant

1. *Plus largement, il existe différentes sources sonores dues aux activités du groupe EDF, que ce soit dans ses activités traditionnelles, centrales nucléaires, thermiques ou hydrauliques (fonctionnement des aéroréfrigérants, transformateurs, groupes turboalternateurs, ventilations, pompes), lignes THT et HT, postes, ou dans des activités plus récentes, les éoliennes. Tant vis-à-vis des travailleurs que pour les populations riveraines, la démarche d'EDF consiste à prévoir, évaluer et réduire le bruit à la source autant que possible.*

des expositions sur le Développement durable. En Pologne, 4 500 visiteurs ont été accueillis lors des événements portes ouvertes organisés par EDF Polska.

En France, dans le quartier en rénovation d'Empalot à Toulouse, un atelier solidaire associant de nombreuses parties prenantes locales a été créé par EDF. L'objectif du projet est de lutter contre la précarité énergétique en impliquant les habitants dans la rénovation énergétique de leurs logements. Une sensibilisation visant à réduire la facture énergétique et l'approvisionnement en eau, la prévention des dangers, des formations pratiques à la peinture et au bricolage et le prêt d'outils sont proposés aux habitants. Les personnes les plus en difficultés peuvent bénéficier d'un accompagnement à domicile encadré par un animateur technique.

Électricité de Strasbourg a créé la « plateforme de rénovation de l'habitat alsacien » comportant un simulateur de performance énergétique qui propose aux propriétaires et artisans un accompagnement global pour réaliser une rénovation de qualité.

Les sociétés du Groupe ont développé de nombreuses actions en direction des jeunes. En 2015, 20 500 écoles et associations ont participé au programme d'éducation environnementale lancé par EDF Energy en 2008 (« The Pod »). En Italie, 5 500 étudiants et 2 500 parents ont participé en 2015 au programme Eco génération 2.0 initié par Edison dans le but de diffuser et de développer la culture Développement durable et de renforcer les liens d'un réseau structuré d'écoles et d'instances locales autour du Développement durable.

En France, dans le cadre de son partenariat signé en 2002 avec le ministère de l'Éducation nationale et investi de sa mission de service public, EDF propose dans les écoles, de la primaire à la classe terminale, en lien avec les programmes scolaires, des conférences animées par un prestataire spécialisé en pédagogie, sur l'énergie, l'électricité et le Développement durable. Cette action est complétée par la mise à disposition de ressources pédagogiques dédiées, sur son site internet edf.fr. Dans la perspective de la COP 21, des actions spécifiques ont été créées sur le thème du changement climatique. Ainsi, le jeu « Cleanopolis » lancé par EDF en France en novembre 2015, disponible gratuitement sur l'App Store et Google Play, a pour objectif de sensibiliser les jeunes joueurs au changement climatique tout en s'amusant.

3.2.3.6 Actions dans le domaine sociétal

La dimension sociétale fait partie intégrante de la politique de Développement durable Groupe et s'inscrit dans le respect des principes du Pacte mondial des Nations unies.

Ce volet s'organise autour de trois grandes orientations, en cohérence avec les Engagements de responsabilité d'entreprise du Groupe :

- favoriser l'accès à l'énergie et l'éco-efficacité énergétique pour les personnes vulnérables ;
- contribuer au développement économique et social des territoires où EDF opère ;
- contribuer au débat sur le Développement durable et les activités d'EDF, en favorisant le dialogue local et la connaissance des enjeux énergétiques.

Dans ce domaine, la Direction Développement durable anime un réseau dédié composé des correspondants des différentes entités du Groupe. Ce réseau se rencontre annuellement pour échanger sur les bonnes pratiques des sociétés et partager les principales actions engagées.

3.2.3.6.1 Contribution à la lutte contre la précarité énergétique et accès à l'énergie

Contribution à la lutte contre la précarité énergétique

L'approche choisie par le Groupe est d'aider ses clients en difficulté en mettant en œuvre efficacement les dispositifs publics, en les accompagnant grâce à des conseils adaptés, des aides ponctuelles, et en développant des actions préventives de plus long terme pour réduire la consommation des ménages les plus vulnérables.

La loi TEPCV a été promulguée en août 2015. Plusieurs dispositifs concernent la lutte contre la précarité énergétique : la mise en place du Chèque énergie devant se substituer début 2018 aux tarifs sociaux de l'énergie (expérimentation prévue durant deux ans), la mise en place d'un afficheur déporté des consommations en temps réel et en euros chez les clients en difficulté, et la mise en place d'une obligation CEE précarité s'ajoutant au dispositif classique des CEE.

Dans ce contexte, le groupe EDF poursuit son implication dans la lutte contre la précarité énergétique, renforce sa contribution aux programmes existants et met en œuvre des solutions nouvelles, spécifiques aux pays concernés. Cette implication se matérialise par l'intégration de cet enjeu dans ses Engagements de responsabilité d'entreprise et au travers d'actions volontaires, sur les trois volets de sa politique solidarité : aide au paiement, accompagnement et prévention.

En France, EDF mène une politique Solidarité volontariste auprès des clients les plus démunis en agissant d'abord en appui des dispositifs publics existants. Ainsi, EDF met en œuvre les tarifs sociaux de l'électricité (tarif première nécessité – TPN) et du gaz naturel (tarif spécial de solidarité – TSS), avec gratuité de la mise en service pour l'électricité. Ces tarifs sociaux sont compensés par la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) pour le TPN et la Contribution au Tarif Spécial de Solidarité du Gaz (CTSSG) pour le TSS.

Le nombre de clients bénéficiaires du tarif de première nécessité (TPN) est de 3,2 millions à fin 2015, tous fournisseurs confondus. En France métropolitaine, ce nombre est de 2,5 millions pour EDF. En Corse et dans les départements d'outre-mer, le nombre de clients bénéficiaires du tarif première nécessité (TPN) est de 241 360 (contre 199 142 en 2014). EDF est aussi, en France métropolitaine, le premier contributeur des Fonds de solidarité logement (FSL) auprès des collectivités territoriales, avec une contribution de 22 millions d'euros en 2015. En Corse et dans les départements d'outre-mer, les montants alloués au FSL sont restés stables, 2 711 familles ont pu bénéficier d'une aide au paiement pour un montant total de 537 800 euros. Environ 350 conseillers solidarité d'EDF travaillent avec les acteurs locaux de la solidarité pour accompagner les personnes en situation de précarité, notamment en matière d'aide au paiement de factures. Ils ont instruit 498 000 demandes en 2015. EDF propose des solutions personnalisées et oriente vers les services sociaux dès que nécessaire.

EDF a renforcé les moyens d'alertes et de suivi auprès des clients fragiles (clients TPN, ou aidés par les Fonds de solidarité logement) lors de l'entrée dans la trêve hivernale (mailing, campagne SMS, campagne d'appels téléphoniques automatiques), pour que ces clients puissent conserver leur fourniture d'électricité. Pendant la trêve hivernale, une vaste campagne de contacts téléphoniques sortants et personnalisés a été réalisée en France métropolitaine auprès des clients bénéficiant de la protection hivernale et toujours en situation d'impayés, pour les sensibiliser au risque de dettes trop importantes en sortie de trêve hivernale.

EDF poursuit sa politique de partenariat avec les structures de médiation sociale. L'action menée avec ces structures, à travers plus de 180 points d'accueil favorisant la présence territoriale au plus près des clients, porte notamment sur l'information et l'explication de la facture d'énergie, la sensibilisation aux gestes permettant d'économiser l'énergie. Lors d'actions ponctuelles, EDF met également à disposition des kits contenant des équipements économes en énergie (lampes basse consommation, économiseurs d'eau, coupe-veille).

Les Points d'information multi-services (PIMMS), qui ont fêté leurs 20 ans en novembre 2015, contribuent à maintenir un lien de proximité avec l'ensemble des clients en matière d'accessibilité au service, de compréhension des factures et de démarches d'aide au paiement. Ces partenariats se déroulent au plus près de l'action des élus et des territoires qui en ont besoin. EDF, membre fondateur, assure la présidence de l'Union nationale des PIMMS.

Concernant le volet prévention, EDF développe des actions de long terme qui portent notamment sur l'amélioration de la performance énergétique des logements des personnes en situation de précarité énergétique. L'entreprise poursuit son engagement dans le programme de rénovation des logements « Habiter mieux », piloté par l'Agence nationale d'amélioration de l'habitat (ANAH). 49 700 logements ont fait l'objet d'un engagement de rénovation en 2015 pour un objectif de 45 000 logements, avec une participation financière d'EDF de 29 millions d'euros.

Parmi les contributions volontaires de l'entreprise, le programme « Toits d'abord », en partenariat avec la Fondation Abbé-Pierre, a participé à la rénovation thermique de plus de 1 500 logements dits « très sociaux ». Le partenariat a été reconduit pour 2015 à hauteur de 1,53 million d'euros. Le programme « Médiaterre », en partenariat avec Unis-Cité, aide les résidents de plus de 60 quartiers populaires à modifier leur comportement en matière de consommation d'énergie grâce à des conseils délivrés par des jeunes en service civique.

Enfin, les équipes R&D d'EDF développent depuis 2010 un projet « Précarité énergétique », doté d'un budget de plus d'un million d'euros par an, qui répond à deux objectifs : connaître et analyser le contexte de la précarité énergétique et anticiper son évolution ; et développer des innovations directement au service des clients en situation de précarité énergétique. En 2015 a été mis en place, à titre expérimental, un portefeuille d'une douzaine d'innovations technico-sociales à destination des clients en situation de précarité énergétique autour du paiement de la consommation et de la rénovation. Premier résultat obtenu, le développement et l'ouverture de « L'Atelier Solidaire », basé sur un modèle économique *Social business,* dans le quartier d'Empalot à Toulouse.

Dans les autres sociétés du Groupe

Toutes les sociétés du Groupe ayant un portefeuille de clients particuliers mènent des actions contribuant à la lutte contre la précarité énergétique.

Dalkia propose aux collectivités locales et aux gestionnaires de bâtiments une offre complémentaire de détection des ménages en situation de précarité énergétique, dans le cadre de ses services à l'identification des bâtiments les plus énergivores. Ses plans d'accompagnement articulent aide financière via un Fonds de solidarité, mise en place de tarification progressive et *coaching* énergétique. Le montant alloué aux dispositifs de lutte contre la précarité énergétique varie de 0,2 à 1 % du contrat global, suivant l'importance du réseau de chaleur et de son chiffre d'affaires.

Concernant les dispositifs à titre volontaire, EDF Energy a réinterrogé en 2014 ses processus de soutien aux personnes vulnérables et renforcé ses programmes collaboratifs, notamment avec les associations. Le service *Personalised Support Service* (PSS) apporte de façon groupée une information efficace concernant l'ensemble des conseils et services d'EDF Energy pour les clients vulnérables. En janvier 2015, l'outil numérique en libre-service PSS a été lancé, pour aider les clients à accéder rapidement à tous les services de soutien. 1 883 clients ont traité leur problématique grâce à cet outil en 2015, et EDF Energy a l'ambition de faire progresser ses résultats en 2016.

En Hongrie, EDF Démász poursuit son partenariat volontaire avec l'Ordre de Malte *(Maltese charity service),* qui a apporté en 2015 à 2 463 clients vulnérables identifiés par l'association et ayant opté pour un compteur à prépaiement, une aide financière de 50 % pour le paiement de leur facture d'électricité.

Accès à l'énergie

En matière d'accès à l'électricité, EDF a poursuivi en 2015 son engagement via ses sociétés de services décentralisées au Sénégal, en Afrique du Sud et au Bostwana. EDF s'implique également en faveur de l'accès à l'électricité, véritable vecteur de développement, avec le programme « EDF Help » de la Fondation EDF (programmes humanitaires, appui au développement, situations d'urgence – voir la section 1.4.5.3.9 « Mission Accès à l'Énergie »).

EDF SEI renforce la collaboration locale, notamment avec les syndicats d'électricité et le FACE (fonds d'amortissement des charges d'électrification) pour proposer des modèles en rupture et des solutions durables qui permettent d'apporter le service public de l'électricité à tous et notamment dans certains sites isolés de Guyane et de la Réunion.

3.2.3.6.2 Contribution au développement économique et social des territoires

L'action du groupe EDF permet de contribuer au développement économique local et à la cohésion sociale des territoires.

Contribution au développement économique

Les activités industrielles et commerciales du groupe EDF génèrent de l'emploi local, direct ou indirect, des achats locaux et le versement de taxes qui soutiennent le développement local. Le Groupe s'est doté d'une méthode fiable et auditable reposant sur le modèle « World Input-Output Database », pour calculer le nombre d'emplois indirects. En 2015, il s'élevait à 544 189 emplois ETP (périmètre des sociétés du Groupe concernées : EDF SA, ERDF, EDF Energy, Edison, EDF Énergies Nouvelles, EDF Luminus, EDF Polska, Électricité de Strasbourg, Tiru et Dalkia). En 2015, les activités du Groupe représentaient 159 112 emplois directs.

EDF est le premier investisseur en France et l'un des tout premiers en Europe, avec une contribution de près de 9 milliards d'euros d'investissements nets à l'économie française en 2015[1]. C'est aussi le premier client des PME, avec 3,4 milliards d'euros de commandes en 2015 auprès de 38 500 petites et moyennes entreprises.

Dans un contexte de crise économique et en réponse aux attentes des territoires de développer pour les projets énergétiques locaux, EDF agit sur plusieurs axes :

- préserver la compétitivité des entreprises en leur offrant l'énergie la moins chère possible et en les accompagnant à réduire leur facture énergétique en consommant moins et mieux ;
- renforcer la part des achats liés à ses investissements auprès d'entreprises régionales ;
- investir les nouvelles filières génératrices d'emploi et de développement économique local, tels que l'éolien en mer avec EDF Énergies Nouvelles (7 000 emplois directs et indirects prévus dans le cadre du développement de 1,5 GW de capacités d'éolien en mer), la filière nucléaire ou les services énergétiques avec Dalkia ;
- mettre en œuvre des partenariats innovants, avec les entreprises ou collectivités locales pour définir des projets locaux, intégrant progressivement davantage de productions locales et de pilotage local de la demande en énergie.

À titre d'illustration, plusieurs projets d'envergure témoignent de cette contribution majeure : Grand carénage, Flamanville, Meuse et Haute Marne.

« Grand carénage » est un projet qui traduit la volonté d'allonger la durée de fonctionnement des centrales nucléaires au-delà de 40 ans, dans les meilleures conditions de sûreté nucléaire (en intégrant notamment les modifications post-Fukushima), de sécurité et de protection de l'environnement, et qui nécessite de poursuivre la réalisation de volumes de travaux de maintenance importants sur la période 2014-2025. Pour répondre à ce défi impliquant l'ensemble de la filière nucléaire sur un horizon de temps court, un programme « Projet industriel » a été mis en place afin de se mettre en capacité d'intégrer, avec nos partenaires industriels, l'important volume de travaux sur un parc de 58 réacteurs en fonctionnement. Il s'agit notamment de mettre en œuvre une stratégie industrielle, pour chaque segment de maintenance, permettant de sécuriser les capacités industrielles des fournisseurs d'études, de fabrication, de montage, de requalification. De nouveaux bâtiments, de nouveaux parcs de stationnement seront également construits pour accueillir dans les meilleures conditions l'ensemble des intervenants.

1. *Hors Linky et nouveaux investissements, et hors EDF EN/Dalkia.*

En 2015, la centrale de Paluel a concrétisé une première échéance sous forme d'une visite décennale du palier 1 300 MW. Après un diagnostic du territoire, le *sourcing* local de compétences nécessaires pour EDF et ses partenaires a été lancé dans le cadre d'un partenariat avec Pôle Emploi. Des forums ont été organisés entre donneurs d'ordre EDF et entreprises locales notamment dans les domaines de la mécanique, de la robinetterie, de l'électricité et de la chaudronnerie.

La centrale a également développé avec la communauté de communes de la Côte d'Albâtre une démarche de convergence entre projets économiques des collectivités locales et besoins de la centrale (par exemple, adéquation des besoins prévisionnels de logements pour les prestataires de la centrale avec la création de structures d'accueil dans le cadre du développement du tourisme vert de la région, nouveaux schémas d'aménagement routier).

S'agissant de l'EPR en construction à Flamanville, EDF contribue au développement économique et social local par :

- un plan d'accompagnement : volet aménagement des infrastructures du territoire en fonction des besoins du projet EPR, avec 58 opérations concertées et actées en 2009 par lettre ministérielle. Les réalisations notables en 2015 ont concerné : la construction des gymnases des Pieux et de Flamanville, l'aménagement du port de Dielette, la rénovation et la construction de plusieurs structures de restauration scolaires (Tréauville, Grosville…). 47 des 58 opérations programmées sont finalisées, et les 11 autres sont engagées pour un montant total de 125 millions d'euros avec une contribution d'EDF de 35 à 40 millions d'euros à terme (27 millions d'euros en 2015) ;
- un volet Ressources Humaines Formation : plan d'action visant à favoriser un recrutement local de ressources pour EDF et pour ses prestataires ou sous-traitants. Les réalisations notables en 2015 sont : 70 000 heures de formations financées par la région et Pôle Emploi, en légère croissance par rapport aux années précédentes. 953 demandeurs d'emplois formés dont 838 embauchés à l'issu de l'action de formation (soit un taux de réussite de 88 %) ;
- l'accueil sur le territoire d'une population nouvelle (4 000 personnes) qui contribue au quotidien à la vie locale et économique du territoire et à l'emploi indirect.

Le centre de stockage géologique des déchets radioactifs, s'il est autorisé, sera implanté à la frontière de la Meuse et de la Haute-Marne. Au-delà de ses obligations fiscales, EDF mène dans ce territoire depuis 2006 un programme d'accompagnement économique en coopération avec les acteurs locaux.

EDF y a implanté des activités importantes, comme ses archives industrielles ou la plate-forme logistique pour les pièces de rechange du parc nucléaire.

La prochaine implantation sera celle d'une base de maintenance pour les centrales nucléaires, à Saint-Dizier, d'ici fin 2017. EDF accompagne les entreprises locales pour leur permettre de mieux répondre à ses appels d'offres et à ceux de ses fournisseurs. Depuis 2006, ce sont ainsi 124 millions d'euros de commandes qui ont été passées aux entreprises meusiennes et haut-marnaises. Au total, 1 470 emplois ont été maintenus ou crées par l'action d'EDF dans ce territoire. Les efforts portés sur la formation aux métiers du nucléaire, les aides exceptionnelles pour la rénovation des logements, de l'éclairage public et pour le développement des énergies renouvelables en zone rurale complètent ce dispositif, qui a pour objectif de préparer la Meuse et la Haute-Marne à l'accueil du projet industriel.

Contribution à la cohésion sociale et territoriale

En France, EDF assure depuis sa création une mission de service public qui vise notamment à diminuer les inégalités territoriales. L'accord national « + de services au public », signé en 2010, vise à développer l'accès aux services dans les territoires ruraux et implique aux côtés de l'État neuf grands opérateurs ayant des missions de service public, dont EDF. Les opérateurs mutualisent leurs moyens et leurs savoir-faire pour étoffer l'accès à leurs offres de services pour les populations rurales, grâce à des points d'accueil physiques multiservices (PIMMS) et un accès dématérialisé à ces services.

EDF a réaffirmé son engagement en faveur des quartiers prioritaires de la politique de la ville en signant la convention spécifique d'application de la charte « Entreprises et quartiers » avec le ministère délégué à la Ville, pour la période 2014-2015. La charte se structure autour de cinq axes, qui correspondent chacun à une priorité d'EDF : éducation/orientation, emploi/insertion/formation, développement économique, proximité et accessibilité, et soutien aux initiatives locales – mécénat de solidarité.

En matière de contribution à l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap, depuis 1990, au travers de neuf accords d'entreprise successifs, EDF soutient les personnes handicapées dans leur volonté de réussir une vie professionnelle compatible avec leur situation (recrutements, alternance, achats aux ESAT [1]…).

Ou encore dans le cadre de sa démarche d'achats responsables et au plus près des territoires, EDF a développé des actions d'achats responsables de proximité comme de l'éco-pâturage sur le CNPE de Civaux et à la centrale de Cordemais.

Fondation EDF

EDF, par le biais de sa Fondation d'entreprise, soutient des projets d'intérêt général en France et à l'international. Elle fait de la solidarité sa priorité. En 2015, elle a révisé sa stratégie en privilégiant trois domaines d'intervention : l'inclusion sociale, l'autonomie et l'intervention humanitaire. L'objectif est d'aider chacun à trouver sa place dans une société plus juste et plus humaine en soutenant des initiatives innovantes qui associent les salariés du Groupe (fondation.edf.com).

3.2.3.6.3 Achats responsables

Les enjeux de la sous-traitance au sein du groupe EDF sont décrits dans la section 3.3.4.1 « La sous-traitance responsable : une réalité ».

Démarche d'achats responsables

Dans le cadre de sa démarche achats responsables, EDF met à disposition de ses fournisseurs un service leur permettant de réduire le délai de règlement de vingt à trente jours, par mise à disposition d'une plateforme internet dédiée. À fin 2015, plus de 3 000 fournisseurs ont adhéré à ce service.

Une Charte Développement durable mise en place par la Direction des Achats et réactualisée en 2014 s'applique à tous les fournisseurs du Groupe, et prévoit, sur la base d'audits, la possibilité de résilier un contrat si le fournisseur ne la respecte pas.

La Direction des Achats du Groupe a formalisé un guide d'entretien Développement durable et des formations adaptées à destination des acheteurs, afin de les aider à aborder les thématiques Développement durable lors des rencontres avec les fournisseurs.

Dalkia a lancé en juin 2015 ses nouveaux engagements Développement durable comportant notamment l'engagement : « développer avec nos partenaires une démarche d'achats responsables ». Des travaux sont en cours concernant la mise à jour de la clause Développement durable (DD) dans les conditions générales d'achats et la rédaction d'une charte DD avec les fournisseurs pour intégration dans les contrats-cadres. Une *hotline* dédiée permet aux partenaires d'avoir une vision claire et instantanée de la situation de leurs règlements.

La Direction Commerce d'EDF, dans le respect du formalisme propre aux appels d'offres, a intégré, dans les critères d'aptitude, l'exigence d'une politique sociale labellisée. À cet égard, les nouveaux contrats sur la période 2014-2017 sont signés avec des prestataires ayant obtenu le label « Centre de relations clients externalisés [2] ». Par ailleurs, EDF s'est vu renouveler en juin 2015 le Label de responsabilité sociale, en tant que donneur d'ordre dans le domaine de la relation client.

1. *Établissement et service d'aide par le travail.*
2. *Créé sous l'égide du ministère de l'Emploi en 2004, avec l'AFRC (Association relations clients externalisés), le SP2C (Syndicat des professionnels des centres de contacts) et les organisations syndicales, ce label est attribué pour trois ans et distingue les bonnes pratiques sociales dans les entreprises de relation client.*

En juillet 2015, EDF a obtenu le label « Relations Fournisseur Responsables », de la part du Comité d'attribution de la Médiation Inter-entreprises, placé notamment sous la tutelle du ministère de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique. L'obtention du label, attribué pour une période de trois ans, fait suite à un audit du groupe Vigeo. Les domaines analysés lors de cet examen exigeant ont été le respect des intérêts des fournisseurs, dont celui des délais de paiement, l'impact des achats sur la compétitivité et l'intégration des critères environnementaux et sociétaux dans le processus de contractualisation.

ERDF a établi sa « Charte RSE Fournisseurs », pièce contractuelle des marchés, et a mis en place une médiation avec ses fournisseurs.

Évaluation des fournisseurs

La prise en compte effective des enjeux environnementaux et sociétaux chez les fournisseurs s'exerce concrètement à travers la mise en place systématique de questionnaires d'autoévaluation et, sur la base d'une analyse de criticité, de la réalisation d'audits en matière de Développement durable et de responsabilité sociale chez des fournisseurs de rang 1, portant notamment sur :

- la maîtrise de leurs risques, y compris ceux relatifs à leur outil de fabrication ;
- la réalisation d'un bilan carbone de leurs sites de production ou de leurs prestations ;
- la réalisation d'une étude d'impact de leur activité sur la biodiversité ;
- la mise en œuvre de politiques d'innovation pour développer des technologies de substitutions favorables à l'environnement ou permettant des économies de ressources et des réductions d'émissions polluantes ;
- la mise en place d'un programme de réduction des déchets ;
- la mise en œuvre d'une politique volontaire favorisant le développement du tissu économique local.

En 2015, la Direction des Achats du groupe EDF a réalisé 186 évaluations « Développement durable – Responsabilité Sociale » (contre 129 en 2014 et 60 en 2013), dont 45 audits, pour un objectif annoncé de 100 évaluations.

Dans les sociétés du Groupe, des modalités de dialogue avec les fournisseurs sont mises en place et des évaluations similaires (audits, autoévaluations) sont menées.

En France, EDF a adhéré à l'ACESIA (Afnor), et utilise cette plateforme numérique visant à favoriser une relation « client-fournisseur » responsable et durable. Cet outil permet aux acheteurs et fournisseurs de partager une démarche de progrès continue en matière de responsabilité sociale.

Chaîne d'approvisionnement du charbon et de l'uranium

EDF est membre fondateur (2011) de *Bettercoal* [1], initiative réunissant aujourd'hui 13 énergéticiens et 4 ports et terminaux charbon européens. Des contacts sont en cours pour l'accueil de nouveaux membres. Cette initiative internationale vise à faire progresser la responsabilité des entreprises dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, tout particulièrement au niveau des sites miniers, et à s'assurer que les droits fondamentaux (droits de l'homme, conditions de travail, vie des travailleurs et des communautés, protection de l'environnement) sont respectés.

À fin 2015, la démarche opérationnelle démarrée en 2014 cumule plus de 30 autoévaluations, enregistrées dans le système documentaire de *Bettercoal*, et plusieurs nouveaux audits de sites sont en cours de négociation.

Concernant les achats d'uranium, EDF est vigilant quant au respect des clauses « Développement durable » spécifiques intégrées dans les contrats sourcés, et procède à des audits de sites miniers.

3.2.3.6.4 Mesures prises en faveur de la santé et de la sécurité des consommateurs

EDF déploie de longue date tous dispositifs d'information et de sensibilisation en matière de santé et de sécurité, dans les domaines de la production, du réseau ou de la relation clientèle.

S'agissant de sites de production, des informations sont fournies sur l'activité, les risques et les impacts sanitaires des installations. Depuis 2014, des rendez-vous « Nucléaire et santé » sont organisés sur les centrales nucléaires autour du thème des rayonnements ionisants. En 2015, huit conférences ont été organisées à Penly, Tricastin, Fesseinheim, Gravelines, Saint-Laurent, Paluel, Saint-Alban, Cattenom en direction de plus de 1 000 professionnels de santé invités dans un rayon de 50 kilomètres autour des centrales.

Depuis plusieurs années, ERDF diffuse des conseils de prudence aux personnes qui pratiquent une activité professionnelle ou de loisirs à proximité des lignes électriques. Un site internet spécifique a été mis en place (http://www.souslesligne-prudence). Dans un souci analogue, des campagnes d'information en matière d'élagage ont été conduites en Guadeloupe, en Martinique et à la Réunion. EDF Démász a sensibilisé ses clients entreprises sur les risques du travail à proximité des réseaux.

S'agissant des sociétés qui commercialisent de l'énergie, des informations relatives à la sécurité électrique et/ou à la sécurité gaz sont mises à la disposition des clients. Elles déploient également des offres de services complémentaires tels que le service de diagnostic sécurité électrique dédié aux clients particuliers, et qui vise notamment en France à contrôler la sécurité de leur installation privative.

En 2015, la Direction Commerce d'EDF a systématiquement adressé à tout client souscrivant une offre de gaz naturel avec EDF une notice d'information sur la sécurité gaz ; ce sont ainsi 400 000 clients qui ont été sensibilisés.

Électricité de Strasbourg délivre des informations sur les risques inhérents à l'usage de l'électricité et du gaz et aux équipements électriques, en lien notamment avec l'association Promotelec pour le diagnostic de l'installation électrique (http://particuliers.es.energies.fr). EDF Energy a formé ses conseillers clientèle afin de pouvoir détecter d'éventuels signes de problème de sécurité lors des discussions avec ses clients. En Pologne, comme dans toutes les sociétés du Groupe, des informations relatives à la sécurité électrique et gaz sont consultables en ligne.

En direction des jeunes publics, EDF a développé une série de « petits mémos sur la sécurité » destinés à rappeler les différentes consignes de sécurité à l'intérieur et à l'extérieur de la maison (http://kit-branche-toi-securite.edf.com). En Corse, trente séances de sensibilisation au risque électrique ont été organisées dans les écoles, en partenariat avec le tissu associatif local.

Des travaux sont actuellement menés sur les enjeux du domaine santé/environnement pour EDF en vue d'en affiner les contours et d'en renforcer la place au sein de sa politique de Développement durable.

1. *Bettercoal, initiative internationale regroupant les industriels suivants : EDF, DONG Energy, Enel/Endesa, E.ON, GDF Suez/Electrabel, RWE, Vattenfall/Nuon et Fortum.*

3.3 Ressources humaines

Dans un environnement en pleine évolution, la dimension humaine est plus que jamais au cœur du projet stratégique d'EDF, un élément clé de la performance du Groupe.

Pour faire face à ses enjeux industriels, EDF se doit de rester un employeur socialement responsable et engagé, référent en termes de professionnalisme et d'implication de ses salariés, en développant leurs compétences et la diversité de leurs profils. Le Groupe cherche également à être exemplaire en matière d'innovation sociale en impulsant une démarche participative et en facilitant l'échange de bonnes pratiques, afin d'instaurer une performance durable.

Partout où le Groupe opère, la santé et la sécurité de ses salariés comme celles de ses sous-traitants sont une priorité absolue. En France comme à l'international, EDF, groupe intégré, agit dans le respect de ses valeurs, en exigeant de tout son corps social intégrité et respect des droits fondamentaux.

Une « Ambition Humaine » a cette année été définie dans le cadre de CAP 2030. Elle repose sur cinq piliers détaillés en actions concrètes :

- développer une culture du numérique et de nouveaux modes de travail ;
- responsabiliser et simplifier les modalités de travail ;
- développer et adapter les compétences ;
- transformer le modèle de reconnaissance ;
- être une référence en santé et sécurité.

3.3.1 L'EXCELLENCE PROFESSIONNELLE : EMPLOI ET DÉVELOPPEMENT DES COMPÉTENCES

3.3.1.1 Les effectifs Groupe stables en 2015

Les effectifs consolidés du groupe EDF s'élevaient à près de 159 000 personnes au 31 décembre 2015 dont 45 % pour EDF et 25 % pour ERDF.

Effectifs du Groupe en France

En 2015, les effectifs des deux principales sociétés du Groupe en France (EDF et ERDF) sont restés stables, avec un taux de remplacement des départs à la retraite de plus de 100 %. Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs du Groupe en France au cours des trois derniers exercices :

	2015	2014	2013
EDF – domaine non régulé :	**71 580**	**72 181**	**71 088**
Production et Ingénierie	41 789	41 545	40 268
Commerce	10 860	11 543	11 731
Fonctions centrales	11 450	11 473	11 475
Systèmes Énergétiques Insulaires	2 985	3 005	3 086
CDI et CDD non statutaires	4 496	4 615	4 528
ERDF – domaine régulé	**39 030**	**38 859**	**38 666**
Autres filiales France :	**22 796**	**21 067**	**19 738**
Électricité de Strasbourg, TIRU, EDF EN, SOCODEI, CHAM, EDF PEI, EDF Optimal Solutions (en 2013 et 2014)	6 760	6 860	6 682
Dalkia, Citelum	16 036	14 207	n. a.
TOTAL FRANCE	**133 406**	**132 107**	**129 492**

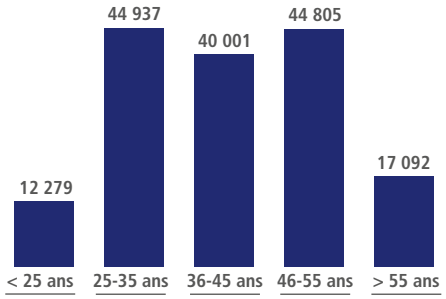
n. a. = non applicable.

Effectifs du Groupe à l'international (filiales consolidées)

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs (part du Groupe), des filiales et participations internationales retenues dans le périmètre de consolidation au cours des trois derniers exercices :

	2015	2014	2013
EDF Energy (Royaume-Uni)	**13 920**	**14 716**	**15 162**
EDF Trading (Royaume-Uni)	**988**	**1 011**	**1 028**
Edison (Italie)	**3 066**	**3 101**	**3 240**
Autres filiales étrangères :	**7 732**	**7 226**	**9 545**
Europe de l'Est	3 938	4 257	4 699
Europe de l'Ouest et Méditerranée-Afrique	3 467	2 804	3 350
Asie-Pacifique	224	76	74
Amériques	103	89	1 422
TOTAL INTERNATIONAL	**25 706**	**26 054**	**28 975**

Le graphique ci-dessous présente la pyramide des âges dans le Groupe en 2015 (France et hors France) :



3.3.1.2 Les niveaux de recrutement en 2015

En 2015, les recrutements ont eu pour objet au sein du groupe EDF :

- le renouvellement des compétences lié aux prévisions de départs massifs à la retraite ;
- le gréement technique des projets engagés.

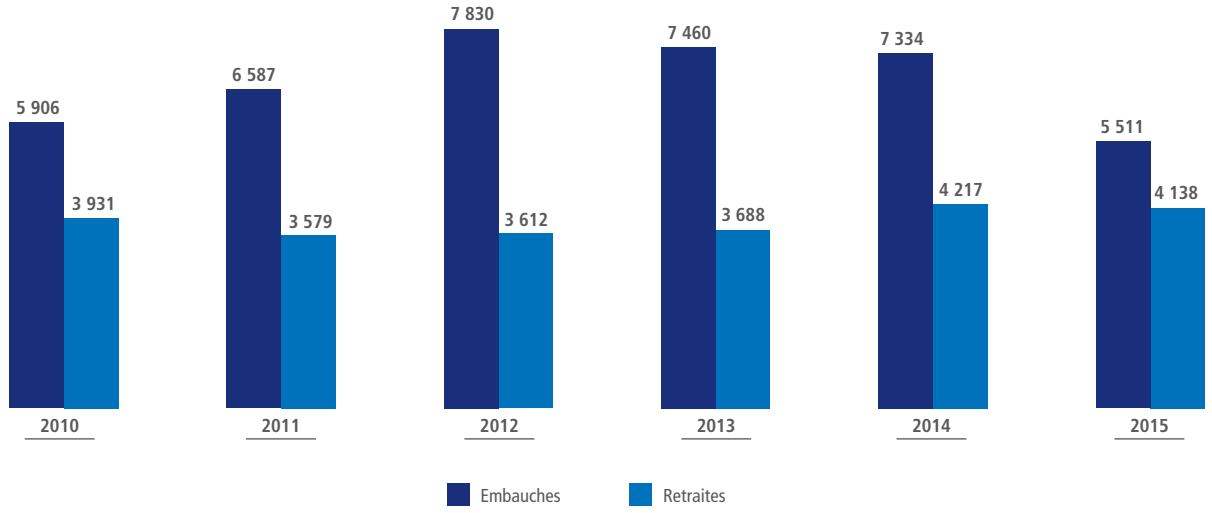
Le niveau de recrutement au sein d'EDF reste élevé, malgré une inversion de tendance due à différents facteurs.

Le domaine technique concentre en 2015 à lui seul 58 % des effectifs et 70 % des recrutements d'EDF. La fin des anticipations des départs en retraite massifs a eu un effet modérateur sur la dynamique de croissance des effectifs et sur les embauches.

Le domaine commercial, du fait de la baisse des effectifs de la Direction Commerce dans un contexte réglementaire concurrentiel et technologique en forte évolution, représente 14 % des effectifs et 5 % des embauches.

Le domaine « fonctions support » représente 28 % des effectifs et 25 % des embauches.

Le graphique ci-dessous présente les recrutements effectués ainsi que les départs à la retraite observés depuis 2010 dans les sociétés du Groupe dont le siège est situé en France (hors Dalkia et Citelum).



Une attractivité du groupe EDF maintenue à haut niveau en 2015

L'attractivité d'EDF comme employeur reste un enjeu majeur.

Les résultats des enquêtes menées auprès des étudiants en école d'ingénieurs montrent qu'EDF résiste à une certaine désaffection du secteur en se classant à la sixième place du classement « Ingénieurs » d'Universum (derrière Airbus, Google, Thales, Dassault Aviation et Safran), à la cinquième chez Trendence (devant Dassault) et à la seconde place de l'enquête « Étudiants et jeunes diplômés ingénieurs » administrée par QuatreVents. Ainsi, pour les *alumni* (anciens élèves), EDF se hisse en tête des classements : « *entreprise la plus attractive auprès des cadres* » selon le classement Figaro Économie de juin 2015 et « *employeur préféré des alumni ingénieurs* » du classement Universum.

À l'été 2015, le contenu du site carrière d'EDF a évolué en intégrant le projet « one EDF » qui consiste à disposer d'une plateforme numérique unique et à faire converger l'ensemble des sites d'EDF en France. Il offre dorénavant aux internautes et candidats un site simplifié, avec une large place laissée à l'image et aux vidéos, et leur garantit une meilleure navigation quel que soit le support utilisé (site *responsive design*).

Parallèlement, la proximité à l'égard des candidats étudiants et jeunes diplômés a été renforcée. À titre d'illustration, on peut citer l'organisation de six *chats* sur l'année (*chat* vidéo et *chat live*), ou encore la mobilisation du réseau des « *Graduates* d'EDF » (anciens des écoles cibles d'EDF) pour un projet « Ambassadeurs 2.0 », afin d'échanger directement avec les candidats.

La rubrique « EDF recrute » continue d'attirer chaque année plus de 3 millions de visiteurs ; en 2015, 400 000 candidatures ont été déposées en ligne. L'écosystème digital autour du site s'est également renforcé. Le compte LinkedIn associé enregistre en fin d'année 2015 près de 100 000 abonnés. Le compte Twitter quant à lui dénombre plus de 2 500 *followers*. Ainsi, le taux d'engagement des internautes a été multiplié par deux.

En 2015, en articulation avec le nouvel appel d'offres et la refonte du processus de recrutement, l'objectif a été de qualifier davantage les candidatures et de renforcer la sélection en amont.

En 2016, la priorité sera donnée à la mobilité interne par rapport au recrutement avec des viviers internes mieux qualifiés afin de gérer la décroissance de certains métiers, les évolutions de structure de nos recrutements, moins d'ingénieurs et toujours beaucoup de techniciens, et la maîtrise de nos coûts ont conduit à repenser nos événements liés aux recrutements.

EDF a participé le 6 juin 2015, pour la première année, au challenge du « Monde des Grandes Écoles et Universités », un événement partagé avec sept autres grandes entreprises (ADP, Atos, Disney, Generali, Lagardère, Nestlé et Renault), qui combine forum métiers, sport et handicap. Cette journée a été l'occasion, pour les principales filiales françaises et européennes du Groupe, de rencontrer plus de 2 000 étudiants et jeunes diplômés et d'organiser près de 200 entretiens individualisés.

Dans le même temps, EDF a souhaité renforcer la proximité auprès des cibles de techniciens (bac +2 ou 3), en concevant avec les Directions Régionales de l'Emploi (DRE), après identification des établissements d'enseignement cibles en local, un dispositif complet de rencontres régionales coordonné sur l'ensemble du territoire (vidéos métiers, quizz, journée découverte des métiers du Groupe, etc.). Ce projet « Technicien, c'est bien ! » sera déployé sur l'année 2016.

Enfin, le travail d'optimisation des relations avec l'enseignement supérieur et la recherche a permis de prioriser les actions en direction des grandes écoles d'ingénieurs et des universités, organisées avec l'appui du réseau des quelque 1 400 ambassadeurs d'« EDF *Graduates Network* ».

Les projets de numérisation des liens avec les étudiants tout au long de l'année compléteront efficacement en 2016 les relations directes avec ces derniers sur les forums ou campus, par la mise en ligne, directement sur les sites des écoles, des offres de stage et d'alternance.

Par ailleurs, le Comité des Partenariats a décidé la création d'une « Commission ESR » (enseignement supérieur et recherche), présidée par la DRH Groupe. Celle-ci regroupe l'ensemble des grands métiers d'EDF SA (R&D – DPI – Stratégie…) et ERDF, et assure un pilotage resserré des partenariats avec l'enseignement supérieur (chaires, subventions et soutiens aux enseignements, taxes d'apprentissage, contrats de recherche). Elle offre enfin une vision claire et partagée des différents enjeux et niveaux de financement.

Un accueil et une intégration organisés et renforcés, appréciés par les nouveaux salariés

L'intégration et la fidélisation des nouveaux embauchés sont un enjeu important pour le groupe EDF, qui a accueilli de 2010 à 2014 près de 6 000 nouveaux embauchés par an et près de 8 866 en 2015. Ces flux importants ont impliqué la mise en place de dispositifs d'intégration de ces nouveaux embauchés, essentiellement des jeunes. Pour cela, une démarche d'intégration est poursuivie pour les nouveaux embauchés au niveau Groupe.

La mise en place d'outils communs est complétée, pour les cadres ayant trois à quatre ans d'ancienneté, par un événement d'intégration Groupe portant sur ses enjeux stratégiques et valorisant les parcours professionnels Groupe : le *2days2gether*. En France, le programme d'intégration et de fidélisation des nouveaux embauchés est organisé sur quatre ans : intégration dans l'Unité (année 1), puis au niveau du métier (notamment via les Académies des métiers, année 2), suivie d'une intégration régionale et transmétier pour favoriser l'ouverture sur d'autres environnements professionnels (année 3) et enfin internationale, pour les cadres, avec *2days2gether* (année 4). Par ailleurs, chacune des 14 Académies des métiers est chargée de définir les modalités d'intégration et de professionnalisation des nouveaux arrivants, sur son périmètre de compétence.

3.3.1.3 Le développement des compétences : préparer l'avenir

Dans un contexte complexe et en forte évolution, le développement des compétences des salariés du groupe EDF est un levier essentiel de l'ambition humaine de la stratégie CAP 2030. Après EDF, la démarche « Horizons Compétences », approche méthodologique de gestion prévisionnelle des emplois et des compétences (GPEC) se poursuit dans les autres entreprises et filiales du Groupe EDF en France (ERDF, Dalkia, Tiru) et à l'étranger (formation de la division Chine en 2015, préparation en cours de la formation d'EDF Energy) au moyen notamment de formations spécifiques des responsables RH.

Pour EDF, la formation est un investissement qui doit à la fois favoriser la performance et la transformation des métiers, tout en garantissant les compétences nécessaires à la maîtrise de ses installations industrielles et de ses missions de service public.

L'investissement, en 2015, s'est concrétisé par de nouveaux modes de transmission des savoirs dans de nouveaux espaces adaptés :

- 87 % des salariés du Groupe ont suivi au moins une formation dans l'année, pour une durée moyenne de 66 heures ;
- la numérisation de la formation s'est renforcée, pour toucher plus facilement plus d'apprenants (salariés et sous-traitants), à distance, en toute sécurité, sur des cursus de plus en plus modernes et partagés : utilisation de la réalité virtuelle et augmentée, simulateurs, *MOOC, serious games,* modules *e-learning,* etc. ;
- de nouvelles modalités de transmission des savoir-faire professionnels, voire intergénérationnels, ont été développées, en particulier avec la mise en place de communautés d'apprentissage ou de pratiques ;
- la signature, à l'unanimité, en 2015, d'un avenant à l'accord relatif à la formation professionnelle continue dans la branche des Industries électriques et gazières (IEG), déclinant les nouveaux dispositifs de professionnalisation tels que le Compte Personnel de Formation.

Ces formations s'appuient sur un réseau de campus, qui s'étend et se modernise :

- campus numériques, d'une part, avec le déploiement progressif de plateformes permettant d'apprendre « en numérique », à distance (3 salariés du Groupe sur 4 y ont aujourd'hui accès) ;
- campus physiques, d'autre part, avec un réseau de plus de trente sites de formation, qui s'est étoffé en 2015 pour disposer d'une offre large en termes de formation tertiaire et de formations techniques sur les différents métiers du Groupe, avec une couverture géographique plus complète, en France comme en Europe. Un tout nouveau campus Groupe a ainsi été inauguré en juin 2015, à Cannington, au Royaume-Uni, permettant la formation de salariés, d'étudiants (en partenariat avec des universités locales) et l'organisation d'événements internes. Le campus Dalkia, à Lomme, offre des infrastructures de pointe sur la formation aux services énergétiques. Un autre campus Groupe est par ailleurs en cours de construction au cœur du campus scientifique Paris-Saclay. Ce site, dont l'inauguration est prévue en 2016, sera le plus grand centre industriel de recherche et de formation d'Europe, avec 70 salles de formation et des espaces d'apprentissage technique intégrant notamment des chantiers-écoles et des simulateurs de centrales nucléaires.

L'offre de formations dispensée dans ces différents campus est optimisée et adaptée aux besoins en compétences du Groupe par quatorze « Académies des métiers » (techniques et transverses) et une « Université Groupe et *Management* » (UGM).

Pour bénéficier dans la durée d'un dispositif de formation agile et multimodal, une politique Groupe « Formation & développement des compétences » a été signée par le Président-Directeur Général en novembre 2015.

Trois principes clés guident cette politique, applicable dans l'ensemble des entreprises du groupe EDF, en France et à l'étranger :

- anticiper et accompagner les évolutions des métiers et l'adaptation des compétences nécessaires pour préparer l'avenir ;
- faire de la formation un vecteur de performance ;
- préparer et accompagner l'évolution des salariés dans leurs missions actuelles et futures, et favoriser leur mobilité et leur employabilité.

Ces principes se déclinent en objectifs très concrets, tels que la volonté de développer la formation digitale à hauteur de 20 % des volumes de formation globaux du Groupe en 2020, ou encore d'évaluer 30 % des programmes de formation sur leur impact en situation de travail ou sur leur contribution à l'amélioration de la performance opérationnelle.

L'UGM, créée en 2010, est destinée à former les 26 200 *managers* du Groupe. Elle figure parmi les 17 universités d'entreprise de grands groupes mondiaux bénéficiant de l'accréditation internationale CLIP *(Corporate Learning Improvement Process),* ce qui la place parmi les meilleures universités d'entreprises.

L'UGM contribue à l'intégration et à l'internationalisation du groupe EDF. Elle permet de développer les compétences des *managers* du Groupe en matière de *leadership, management,* conduite du changement et pensée stratégique au moyen de formations éprouvées et des outils pédagogiques modernes (*e-learning, coaching,* mentorat). Aujourd'hui, l'UGM professionnalise des *managers* de pratiquement toutes les zones géographiques où le Groupe est implanté : Asie-Pacifique, Royaume-Uni, Italie, France et Europe centrale.

En 2015, l'UGM a élargi les accès à la plateforme *e-learning* de l'Université Groupe aux *managers* habilités de France, Hongrie, Italie, Belgique, Pologne, Chine et du Royaume-Uni. En 2015, cette plateforme a permis de délivrer 13 000 heures de formation et ainsi de relayer le déploiement de CAP 2030 par la présence de formations relais pour expliquer les enjeux. Au-delà de l'*e-learning*, l'UGM propose 45 cursus et a formé 1 500 *managers* en 2015. L'UGM propose également des programmes à destination des talents et des dirigeants du Groupe. En 2015, au moins 250 dirigeants et 400 talents ont bénéficié de ces formations.

Les formations promotionnelles favorisent l'ascenseur social à tous les niveaux

Au sein d'EDF, l'ascenseur social est une réalité : plus de 35 % des 35 000 cadres actuels du groupe EDF en France (EDF, ERDF) sont en effet devenus cadres au cours de leur parcours professionnel.

Pour favoriser cette dynamique, des formations promotionnelles sont proposées chaque année pour aider les salariés à accélérer leur carrière et changer de collège. 276 salariés d'EDF et d'ERDF sont entrés en formation promotionnelle en 2015.

Parmi les dispositifs les plus innovants, EDF a notamment développé le cursus original « Cap Exécution Cadre » permettant aux salariés du collège exécution de devenir cadre en quatre ans. Plus de vingt salariés suivent ce tout nouveau cursus en 2015.

L'alternance : le groupe EDF reste une des entreprises les plus engagées en la matière

Avec 5 585 alternants présents fin 2015, soit 5,3 % des effectifs d'EDF et d'ERDF, le Groupe maintient son engagement en faveur de l'alternance, à la fois pour répondre à ses besoins en renouvellement de compétences (12 % des embauches dans les collèges maîtrise et exécution et 33 % pour le collège cadre sont pourvus par des alternants), mais également pour agir en faveur de la qualification et de l'insertion professionnelle des jeunes ou des personnes éloignées de l'emploi (voir section 3.3.4.2 « Une contribution forte au développement des territoires par l'insertion professionnelle ») :

- 97 % des alternants accueillis obtiennent leur diplôme ;
- un an après la fin de leur contrat, 88 % ont un emploi ou poursuivent leurs études ;
- plus d'un alternant sur deux a été recruté dans le Groupe ou prépare un diplôme de niveau supérieur en alternance au sein du Groupe.

Pour les alternants que le Groupe n'embauche pas à la fin de leur contrat d'alternance, plusieurs dispositifs leur sont proposés :

- des ateliers d'accompagnement vers l'emploi organisés en coopération avec Pôle Emploi sur l'ensemble du territoire ;
- l'adhésion à la plate-forme « engagement jeune » regroupant une cinquantaine de grands groupes et de nombreuses PME et ETI (entreprises de taille intermédiaire), permettant aux alternants d'EDF de déposer leur *curriculum vitae* avec des commentaires de recommandation émanant de leur tuteur ;
- l'accompagnement à la création d'entreprise pour les alternants ayant un projet ;
- l'expérimentation de prestations par des cabinets spécialisés dans le recrutement pour aider les alternants dans leur recherche d'emploi.

3.3.1.4 Une gestion de carrière adaptée

La gestion des talents et des dirigeants

Le groupe EDF a développé un système d'identification des talents qui fait référence. La politique Groupe « Talents » de 2011 fait l'objet d'une revue dans les différentes filiales du Groupe.

Par ailleurs, la gestion des parcours des dirigeants est organisée sous le contrôle du Groupe. Des *people review* par métier et par zone géographique sont organisées afin de s'assurer de l'évolution de carrière des dirigeants et de leur nomination dans des postes appropriés.

La gestion des parcours professionnels des salariés

La nouvelle politique Groupe « Formation & développement des compétences », signée en novembre 2015, intègre plusieurs objectifs liés à l'accompagnement des salariés dans leurs parcours, ainsi qu'à leur mobilité et à leur employabilité.

Cette politique systématise notamment, dans toute entreprise du Groupe, un entretien annuel sur le projet professionnel de chaque salarié. Elle vise également à ce que chaque salarié, quelle que soit son entité, puisse être accompagné, s'il le souhaite, dans la construction de son parcours professionnel. Enfin, le suivi des salariés sans formation depuis trois ans ou plus sera étendu dans l'ensemble du Groupe.

Ces pratiques sont déjà bien ancrées dans le Groupe. En 2015, 75 % des salariés du Groupe ont bénéficié d'un entretien, permettant notamment au salarié d'échanger avec son *manager* sur son projet professionnel et ses besoins de formation.

En complément, pour les salariés du Groupe, l'entreprise poursuit ses actions avec deux axes majeurs :

- faciliter l'accès à l'information sur les métiers et les parcours ;
- mettre en œuvre les moyens pour accompagner le salarié sur son projet.

En France, ces axes sont déployés à travers plusieurs dispositifs, tels que :

- la communauté « Mon parcours professionnel », sur l'intranet EDF ;
- la diffusion d'un guide pratique « Votre parcours professionnel » ;
- le nouvel outil « Cart'Emploi » permettant de visualiser la répartition des emplois par famille professionnelle et par zone géographique ;
- les entretiens proposés à différentes étapes de la carrière ;
- l'accompagnement personnalisé sur le projet professionnel grâce à des conseillers « parcours professionnels ».

Pour ces derniers, un nouveau cursus de professionnalisation partagé entre entreprises du Groupe en France a été lancé en novembre 2015, facilitant ainsi le développement d'une culture « mobilité » commune entre les sociétés.

Au-delà des actions mises en œuvre pour fluidifier les parcours internes au sein du Groupe, EDF accompagne également ses salariés qui ont des projets de parcours externes, soit pour réaliser, pendant quelques années, un parcours salarié dans une société externe au Groupe, soit pour créer ou reprendre une entreprise. Chaque année, EDF aide entre 50 et 80 salariés et depuis peu des alternants à devenir chefs d'entreprise, chacun d'eux créant en moyenne près de trois emplois.

La gestion des âges

2015 est la dernière année du contrat de génération 2013-2015, impliquant 88 sociétés du groupe EDF en France. Malgré un léger fléchissement sur le recrutement de salariés de plus de 50 ans, les résultats [1] devraient être en ligne avec les objectifs qui prévoient :

- le recrutement en CDI de 10 000 jeunes de 28 ans et moins sur 3 ans (8 110 recrutements à fin 2014) ;
- le recrutement en CDI de 300 salariés de plus de 50 ans (210 recrutements à fin 2014) ;
- le maintien dans l'emploi de 13 000 salariés de 55 ans et plus (14 080 maintiens dans l'emploi à fin 2014).

Plusieurs actions concrètes et opérationnelles ont été réalisées en 2015 (diffusion d'un dispositif d'entretien de fin de carrière, séminaire « Groupe France » sur le *management* des âges et le contrat de génération, expérimentation d'ateliers de coopération intergénérationnelle, participation à la journée européenne de solidarité intergénérationnelle, etc.). Toutes ces actions répondent à des besoins identifiés avec les métiers de l'entreprise et concourent à faire évoluer les représentations culturelles ainsi que les pratiques en ressources humaines et managériales, en lien avec les fondamentaux de la diversité et de la qualité de vie au travail.

La renégociation à venir pour la période 2016-2018 devrait renforcer le lien entre contrat de génération, gestion prévisionnelle des emplois et des compétences (GPEC) et formation.

3.3.2 LA SANTÉ ET LA SÉCURITÉ DE NOS SALARIÉS ET DES SALARIÉS DE NOS PRESTATAIRES SONT UNE PRIORITÉ ABSOLUE

3.3.2.1 Garantir les meilleures conditions de santé et de sécurité au travail pour tous

Depuis janvier 2014, la politique santé et sécurité du Groupe définit un cadre de cohérence commun dans lequel viennent s'inscrire les politiques des différentes filiales du Groupe ainsi que leur plan d'actions. Cette politique Groupe s'applique à toutes les sociétés contrôlées par le groupe EDF, dans tous les pays où EDF opère, et concerne ses salariés comme ceux de ses sous-traitants intervenant sur ses installations et dans ses locaux. Elle prévoit la mise en place d'une revue annuelle Groupe santé-sécurité.

Lors de la première revue annuelle Groupe ont été définies les grandes orientations stratégiques santé et sécurité du programme CAP 2030 autour desquelles s'articule le plan d'actions triennal qui va se décliner dans chacune des sociétés du Groupe :

- faire de la santé et de la sécurité un engagement majeur du Groupe et une composante essentielle de sa culture ;
- placer les *managers* au cœur du déploiement de la politique santé sécurité ;
- responsabiliser tous les salariés au quotidien ;
- préserver et promouvoir la santé de tous : salariés, prestataires, clients et riverains.

Éradiquer les accidents mortels, diminuer le nombre d'accident et réduire l'absentéisme au travail

Les accidents du travail

Dans le cadre de la politique Groupe de 2014, EDF s'est engagé à diviser par deux le taux de fréquence des accidents du travail de ses salariés entre 2013 et 2017 (Engagement de responsabilité d'entreprise).

Le Groupe enregistre une amélioration progressive du taux de fréquence (nombre d'accidents du travail ayant entraîné un arrêt de travail supérieur à un jour, décomptés dans l'année en cours et par million d'heures travaillées. Les temps d'arrêt sont rapportés à l'année où ils sont pris même si l'accident a eu lieu l'année précédente).

1. *Les données 2015 ne sont pas disponibles à la date du présent document de référence.*

(Données Groupe)	2015	2014	2013
Taux de fréquence salariés du Groupe [1]	3,2	3,1	3,1

(1) Le taux de fréquence 2015 prend en compte l'intégration de 7 nouvelles sociétés au sein d'EDF Luminus et Dalkia. À périmètre équivalent à celui de 2014, le taux de fréquence 2015 est de 2,9, en ligne avec les objectifs fixés

Désormais, chaque entité du Groupe suit l'accidentologie de ses prestataires, à l'instar de ce qui se faisait déjà depuis plusieurs années dans certaines entités du Groupe.

En 2015, le Groupe a réaffirmé son engagement pour poursuivre la réduction de son taux de fréquence dans les prochaines années pour les salariés et les prestataires (Engagement de responsabilité d'entreprise).

Les décès au travail

Après une évolution favorable, on observe en 2015 une stagnation du nombre de décès au travail (accidents et malaises) avec une hausse des décès au travail chez les prestataires.

(Données Groupe)	2015	2014	2013
Nombre total de décès salariés et prestataires	16	15	13
dont nombre de décès salariés :	*3* [1]	*4*	*4*
dont nombre de décès prestataires :	*13* [2]	*11*	*9*

(1) Avec 3 décès liés aux accidents « cœur de métiers ».
(2) Avec 7 décès liés aux accidents « cœurs de métiers ».
Les accidents dits « cœur de métier » sont des accidents liés aux risques majeurs : électrique, chute de hauteur, routier et manipulation de charges lourdes.

En 2015, la première campagne de communication au niveau Groupe sur la santé et la sécurité a été déployée dans toutes les entités. Elle porte sur 10 règles vitales, sélectionnées à partir d'une analyse des accidents mortels qui ont frappé ERDF et EDF sur les 30 dernières années, que chacun doit observer dans la réalisation de son travail pour éviter les accidents graves, se protéger et protéger son entourage.

Pour continuer à développer la culture sécurité, d'autres initiatives ont été prises ou poursuivies en 2015 (mise à disposition des *managers* d'un outil de formation, diffusion de retours d'expérience vidéo suite à des accidents graves – Royaume-Uni, Pologne – diffusion d'un message « sécurité » au début des réunions, etc.).

L'absentéisme au travail

Parmi les axes de travail retenus, la prévention du stress et des troubles musculosquelettiques (TMS), les deux causes principales d'absentéisme, ont fait l'objet d'initiatives de niveau Groupe en 2014 et 2015.

En 2015, un guide sur la prévention des TMS a été élaboré et diffusé dans chaque entité du Groupe et vient compléter la panoplie de guides déjà réalisés et diffusés, sur les thématiques de la prévention des pratiques addictives, de la santé et de l'allongement de la vie professionnelle, ou du maintien et du retour à l'emploi des personnes en état de vulnérabilité psychique.

La santé au travail, un axe majeur

En France, le groupe EDF emploie des personnels spécialistes en santé au travail : 180 médecins du travail, 270 infirmiers en santé au travail, des médecins experts en toxicologie, en ergonomie, en épidémiologie, en radioprotection. Outre le suivi médical des salariés, ces personnels de santé sont impliqués dans la mise en place des programmes de prévention primaire et sont parties prenantes de toutes les instances de dialogue social, dans le domaine de la santé au travail.

Les maladies professionnelles

Les données annuelles publiées par les sociétés françaises du Groupe (en particulier EDF et ERDF) mettent en avant, comme principales causes de maladies professionnelles, l'amiante (pleurésie, plaques pleurales, cancer du poumon primitif), les gestes et postures (affection de l'épaule, tendinite, canal carpien), les affections provoquées par des rayonnements ionisants, la silice (pneumoconiose) et les bruits lésionnels (surdité).

L'amiante

Dans le passé, le groupe EDF a utilisé des produits, des matériaux et des installations contenant de l'amiante. Conformément à la réglementation en vigueur en France, la substitution des matériaux contenant de l'amiante dans les établissements et installations d'EDF a commencé dès la fin des années 1980 ; tous les matériaux contenant de l'amiante ont été traités, et EDF a mis en place des mesures d'information et des modalités de protection des salariés et des tiers intervenant dans l'entreprise.

EDF a signé en juillet 1998 un accord, réactualisé en juin 2002, pour la prévention et la réparation de l'exposition au risque amiante avec l'ensemble des fédérations syndicales. À la suite de cet accord, EDF a mis en place un dispositif de préretraite pour les travailleurs effectivement reconnus comme étant atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante. Une aide et un complément de pension bénévoles financés par EDF ont été instaurés. EDF a également fourni un accompagnement social des salariés malades et de leurs familles grâce à une information et un soutien dans les démarches d'indemnisation. Pour une description de procédures en cours, voir la section 2.4 (« Procédures judiciaires et arbitrages ») ci-avant.

Les rayonnements ionisants

La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. En France, la dose individuelle annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans ; au Royaume-Uni, elle a suivi la même décroissance, principalement grâce à la gouvernance optimisée des travaux de maintenance et de réparation. En France comme au Royaume-Uni, en 2015 et depuis 2003, aucun intervenant, salarié ou prestataire n'a dépassé le seuil réglementaire (dose individuelle sur 12 mois glissants).

En France, en 2015, la dose collective moyenne est de 0,71 homme-sievert par réacteur (0,72 et 0,79 homme-sievert par réacteur en 2014 et 2013). Ce très bon résultat au-delà de l'objectif est le résultat de l'optimisation des chantiers, de la réduction du volume des activités, de la baisse sensible des prolongations d'arrêt.

Au Royaume-Uni, en 2015, la dose collective moyenne est de 0,048 homme-sievert pour le réacteur REP (elle était de 0,365 en 2014 et de 0,386 en 2013) et de 0,067 homme-sievert par réacteur pour ceux de type RAG (elle était de 0,074 en 2014 et 0,034 en 2013). Le niveau actuel est comparable aux valeurs moyennes enregistrées par les exploitants de réacteurs à eau pressurisée à volume égal de maintenance. EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA *(As Low as Reasonably Achievable)* de maîtrise de la dosimétrie collective pour tenir compte des volumes de travaux induits par le projet industriel sur le parc en exploitation dans les années à venir.

Pour les années à venir, compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort devra porter de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont à amener au niveau des meilleures et de poursuivre les efforts de maîtrise et de réduction des doses sur les métiers les plus exposants.

3.3.2.2 Faire de la santé au travail un objet de dialogue social

Dans le Groupe, le dialogue social en matière de santé au travail intervient à trois niveaux :

- l'échelle européenne (présentation des actions engagées au cours de l'année au groupe de travail santé-sécurité du Comité d'entreprise européen) ;
- au niveau du Groupe en France (avec la présentation des sujets et chiffres clés de l'année au Comité de Groupe France) ;
- et à l'échelle d'EDF, avec un Groupe national de santé au travail émettant des recommandations sur quatre thèmes que sont : la prévention du risque amiante, l'impact des évolutions des métiers au sein des équipes médicales, l'élaboration d'un plan d'action santé au travail et la communication en santé au travail.

En 2015, la présentation des nouvelles orientations stratégiques du Groupe, découlant du programme CAP 2030, a été réalisée devant les différentes instances du groupe EDF (CCE d'EDF, Comité d'entreprise européen et Comité de Groupe France).

3.3.2.3 Réunir les conditions de bien-être : organisation et qualité de vie au travail

Qualité de vie au travail

La qualité de vie au travail recouvre l'organisation du travail, les relations au travail, le développement professionnel, les environnements de travail et les équilibres de vie. Elle constitue un levier pour améliorer conjointement la santé des salariés et la performance des organisations.

Afin de franchir une étape dans la prise en compte de l'ensemble de ces leviers au sein du Groupe, un observatoire national de la qualité de vie au travail a été mis en place associant *managers*, organisations syndicales, médecins, experts externes. Il exerce une mission de veille sur les conditions de travail, commande des études et formule des recommandations.

À l'échelle du Groupe, l'amélioration de la qualité de vie au travail et de la santé s'est traduite par la mise en œuvre d'échanges d'expériences, de comparaison de données, d'études ou d'observation de pratiques au sein des métiers ou sociétés (communauté *Health and Safety* Groupe, *learning expeditions* en France, au Royaume-Uni, en Pologne et aux Pays-Bas). Trois études menées avec les principales filiales du Groupe ont permis d'éclairer les évolutions du travail : l'une sur l'absentéisme, une seconde sur les équilibres entre temps personnel et temps de travail et l'impact sur la performance, et une troisième sur l'usage des outils collaboratifs.

Au niveau d'EDF, un séminaire sur le bilan de l'accord « Prévenir les risques psychosociaux et améliorer la qualité de vie au travail » réunissant *managers* et représentants syndicaux s'est déroulé au mois de mars 2015. Ce bilan a notamment mis l'accent sur les processus d'apprentissage des acteurs pour aborder ces questions. Aujourd'hui, il existe 83 groupes multidisciplinaires qui viennent en appui et en soutien du *management*. Un *e-learning* permet de se former au *management* de la qualité de vie au travail, et des prestataires internes et externes habilités par la DRH Groupe peuvent être mobilisés à la demande des unités en cas de besoin.

Les risques psychosociaux

Au sein d'EDF SA, une action a été menée avec les partenaires sociaux et a conduit à la mise en place de dispositifs permettant de prévenir et de traiter les situations de mal-être ; on peut citer notamment la formation et la sensibilisation des *managers,* la mise en place d'enquêtes sur le sujet, le développement de 80 groupes multidisciplinaires, qui traitent de situations individuelles et collectives.

ERDF a mis en place plus d'une trentaine de groupes multidisciplinaires qui s'efforcent d'agir en matière de prévention primaire. Dans le même objectif, ERDF développe des outils spécifiques d'analyse d'impact en amont des transformations.

Des efforts sont également entrepris au niveau international : EDF Energy a intégré dans son programme *Better Energy* une nouvelle dimension autour du bien-être *(well-being)* qui prend en compte les dimensions mentales de la santé, et Edison, avec son programme *Edison per te,* propose aux salariés, depuis 2008, des bilans médicaux globaux sur la base du volontariat.

Organisation et temps de travail

Pour répondre aux besoins liés à l'activité de chaque société et notamment la continuité de l'exploitation, le personnel peut être amené à travailler en service continu 365 jours par an ou à assurer une astreinte en dehors des heures ouvrables.

Ces dispositions sont adaptées au fil du temps en fonction de l'évolution du contexte de chaque société, de la législation et de nouvelles pratiques d'organisation du travail permises notamment par l'évolution des technologies de la communication.

À titre d'exemple, pour les sociétés implantées en France, la durée du travail est, depuis le 1er janvier 1999, de 35 heures par semaine avec un fonctionnement des services sur 5 jours au minimum.

Pour répondre aux enjeux industriels et commerciaux et à l'évolution du contexte d'EDF, des plans d'actions par métier sont mis en œuvre depuis 2014, après une phase de diagnostic, pour adapter les organisations et corriger certaines pratiques révélées par le diagnostic réalisé dans le cadre du projet « Performance et organisation du travail ». Lancé en avril 2013, ce projet vise à améliorer la performance collective en optimisant les organisations du travail, à intégrer l'évolution des technologies et des lois instituant le forfait jours et à favoriser et reconnaître l'autonomie des cadres.

Une négociation collective visant à intégrer les évolutions législatives intervenues (forfait jours) a été ouverte le 5 février 2015, les discussions sont en cours pour adapter les dispositions en vigueur à EDF en introduisant notamment au niveau d'EDF SA le forfait jours pour les cadres ainsi que des innovations dans les modes de travail, comme le télétravail.

3.3.3 RÉMUNÉRATION ET PROTECTION SOCIALE : UN EMPLOYEUR ATTRACTIF

La rémunération globale est un levier essentiel de la reconnaissance de la contribution de chacun à la performance du Groupe. Elle participe à l'engagement des collaborateurs et à la fidélisation des talents, et contribue à l'attractivité du Groupe.

À ce titre, le Groupe s'engage à offrir à ses salariés une rémunération juste et compétitive, en étant très attentif à la qualité et au niveau de la protection sociale qu'il propose, notamment en matière de couverture contre les risques majeurs de la vie. Le Groupe a ainsi formalisé une politique globale de rémunération et d'avantages sociaux en 2013. Elle concerne l'ensemble des salariés des principales sociétés contrôlées du Groupe.

Depuis 2014, les principales sociétés étrangères du Groupe font l'objet d'une revue de leurs systèmes de rémunération et protection sociale au regard de cette politique. À l'issue de chaque revue conduite par la Direction des Ressources Humaines Groupe, un plan d'actions à mener est défini conjointement avec la filiale, dont l'exécution est suivie au cours des revues ultérieures.

En parallèle, un réseau des responsables rémunération et avantages sociaux a été mis en place pour compléter le dispositif afin de présenter la politique et de partager les bonnes pratiques.

3.3.3.1 Une politique de rémunération globale juste et compétitive

La politique de rémunération globale est guidée par quatre principes qui font l'objet d'une revue par la Direction des Ressources Humaines Groupe :

- la compétitivité par rapport au marché externe ;
- la cohérence et l'équité interne ;
- la soutenabilité financière ;
- la communication.

Elle s'articule autour d'une rémunération fixe et d'une rémunération variable individuelle et/ou collective qui vient reconnaître l'atteinte des objectifs, en lien avec les résultats économiques des entreprises. Il existe un lien direct et visible entre la contribution du salarié et la rémunération associée.

Les sociétés du Groupe garantissent le respect des minima légaux ou professionnels de chaque pays et l'absence de discrimination.

Sur le volet « communication », chaque salarié reçoit une information sur les règles et dispositifs de rémunération avec un maximum de transparence dans le respect des principes énoncés ci-dessus. Chaque salarié du groupe EDF doit avoir une visibilité sur sa rémunération globale. Pour ce faire, en France, EDF et ERDF mettent à la disposition de chacun de leurs salariés un bilan complet individualisé de leur rémunération annuelle et de ses composantes.

Des dispositifs de rémunération variable au service de la performance

Dans le Groupe, la majorité des salariés bénéficie d'une rémunération variable de la performance, individuelle ou collective. Les modalités de cette rémunération variable diffèrent d'une société à l'autre du Groupe, en fonction d'accords historiques et des réglementations applicables.

À EDF Démász (Hongrie), tous les collaborateurs sont éligibles à une rémunération variable individuelle de performance, reconnaissant l'atteinte des objectifs à trois niveaux : performance de l'entreprise, performance de l'entité d'appartenance, et performance individuelle.

À EDF Energy (Royaume-Uni), un système analogue s'applique à la majorité des collaborateurs.

À Edison (Italie), l'ensemble des salariés, hors dirigeants, bénéficient de dispositifs de rémunération de la performance collective, basés sur des critères de rentabilité et de productivité (*Premio di Risultato* et *Premio di Produttivita*).

À EDF Luminus (Belgique), les cadres et la majorité des non-cadres sont éligibles à des dispositifs de rémunération de la performance individuelle et collective.

En 2014, la Division Chine a également introduit une rémunération variable individuelle de performance pour les salariés basés à Pékin, destinée à stimuler et à reconnaître la performance collective.

Au sein d'EDF, l'ensemble des cadres sont éligibles à une rémunération variable individuelle de la performance. Avec une valeur moyenne de 8 % du salaire annuel par cadre, l'entreprise est dans la moyenne des grandes sociétés françaises. Par ailleurs, EDF a fait le choix d'instituer un dispositif de rémunération variable individuelle pour l'ensemble de ses salariés non cadres, qui a représenté en 2015 environ 2 % de leur salaire annuel.

EDF et ERDF portent une attention particulière à la professionnalisation de leurs *managers* sur les questions de rémunération pour donner tout son sens à la politique de rémunération.

En France, EDF et ERDF font bénéficier leurs salariés d'un dispositif d'intéressement aux résultats, depuis plus de 20 ans pour EDF et depuis sa filialisation pour ERDF. Des dispositifs similaires existent dans la plupart des filiales européennes du Groupe. Les salariés d'EDF et ERDF ont le choix entre percevoir l'intéressement et/ou l'affecter, soit au plan d'épargne Groupe (PEG), soit au plan d'épargne pour la retraite collectif du Groupe (PERCO, voir ci-dessous).

Les accords d'intéressement d'EDF et ERDF sont triennaux et prévoient que le montant d'intéressement à verser sera déterminé en fonction de l'atteinte d'objectifs nationaux reflétant la performance des entreprises dans ses différentes composantes (économique, métiers, sociale et environnementale). En 2014, EDF a signé avec ses partenaires sociaux un nouvel accord d'intéressement, qui retient les cinq critères nationaux de performance suivants : la progression de l'EBITDA du Groupe, la production d'électricité, la satisfaction des clients, la formation des salariés à la santé et sécurité et la maîtrise des émissions de CO_2 dans les bâtiments tertiaires.

En 2015, l'accord EDF SA a permis de verser aux salariés d'EDF au titre de 2014 un montant de 150 millions d'euros soit un montant moyen de 2 107 euros par bénéficiaire.

En 2015, ERDF a versé au titre de l'intéressement 2014 la somme de 84,6 millions d'euros soit un montant moyen de 2 160 euros par bénéficiaire.

EDF et ERDF ne sont pas éligibles au dispositif de participation.

Une politique d'épargne salariale complète

Le plan d'épargne Groupe (PEG)

Il est ouvert aux salariés d'EDF et des sociétés françaises du Groupe dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital et ayant adhéré au PEG.

Cinq Fonds Communs de Placement diversifiés, dont un fonds d'investissement socialement responsable, un fonds d'économie solidaire et le fonds « Actions EDF », sont ouverts à la souscription.

Le PEG du groupe EDF totalise fin 2015 un encours de 4,36 milliards d'euros.

L'intéressement ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps que les salariés affectent au PEG sont abondés selon des conditions négociées dans chaque société.

Le plan d'épargne retraite collectif (PERCO)

Le PERCO du groupe EDF est ouvert aux salariés d'EDF et des sociétés françaises dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital et ayant adhéré au PERCO.

Deux Fonds Communs de Placement sont proposés aux salariés : un fonds d'économie solidaire et le fonds à compartiments « Cap Horizons » proposant une gestion pilotée de l'épargne investie en fonction de l'âge de départ à la retraite.

Le PERCO totalise un encours EDF et ERDF, à fin 2015, de 582,063 millions d'euros. L'intéressement ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps que les salariés affectent au PERCO sont abondés selon des conditions négociées dans chaque société.

En 2015, Dalkia et EDF EN ont adhéré aux PEG et PERCO du groupe EDF. Environ 7 500 salariés épargnants de ces sociétés (porteurs de parts) ont transféré leurs avoirs pour un montant de 40 millions d'euros dans les dispositifs d'épargne salariale du Groupe.

Le compte épargne temps (CET)

Des accords CET ont été signés au sein des principales filiales françaises du Groupe, notamment au sein d'EDF et d'ERDF.

Au 31 décembre 2015, la valorisation des heures épargnées sur le CET des salariés d'EDF et ERDF s'élève à 723 millions d'euros. Ce dispositif négocié permet aux salariés qui souhaitent prendre un congé de disposer d'une indemnité correspondant au temps épargné. Il est également possible de monétiser le temps épargné selon l'accord CET en vigueur ou de réaliser des transferts vers le PEG et le PERCO.

L'actionnariat salarié

Les salariés et anciens salariés du groupe EDF détenaient au 31 décembre 2015 un total de 31 512 465 actions EDF, représentant 1,64 % du capital social. Ce nombre comprend, d'une part, 27 122 068 actions (représentant 1,41 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne groupe EDF et du plan d'épargne groupe EDF International). Ce nombre comprend, d'autre part, près de 4 390 397 actions, représentant 0,23 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés. L'essentiel des titres détenus par les salariés le sont dans le cadre du plan d'épargne Groupe.

3.3.3.2 La politique de protection sociale

La politique Groupe en matière d'avantages sociaux est guidée par trois principes :

- un principe de responsabilité, qui recouvre trois exigences :
  - garantie d'une couverture sociale, en matière de santé, de prévoyance et de retraite,
  - non-discrimination (l'accès à la couverture santé ne doit pas être subordonné à l'état de santé du salarié),
  - respect de la réglementation ;
- un principe d'équilibre entre compétitivité et durabilité :
  - le niveau combiné de la rémunération et des avantages sociaux répond aux besoins d'attractivité des sociétés du Groupe sur leur marché local,
  - les avantages sociaux doivent pouvoir être maintenus dans la durée, et pour cela être financièrement soutenables à long terme tant pour les salariés que pour l'employeur ;
- un principe d'appropriation par les bénéficiaires :
  - les salariés sont informés du contenu des avantages sociaux de manière à leur en faciliter la compréhension et l'accès effectif.

Le statut du personnel des Industries électriques et gazières : un régime de protection sociale spécifique

En France, la grande majorité des effectifs du Groupe est en activité au sein des entreprises issues des « opérateurs historiques » (EDF, ERDF, PEI) qui relèvent du statut des Industries électriques et gazières (IEG). C'est également le cas, notamment, d'une partie du groupe Tiru et des principales composantes d'Électricité de Strasbourg.

Les avantages sociaux au sein de ces « opérateurs historiques » ont été largement structurés à travers la loi du 8 avril 1946 organisant le monopole de production et de distribution de l'électricité et le maintien d'un régime spécial de sécurité sociale intégré à un statut professionnel des salariés de la branche des IEG (décret du 22 juin 1946). Aujourd'hui encore, les principaux avantages sociaux qui différencient EDF d'autres grands groupes relèvent de ces textes législatifs ou réglementaires : régime spécial de retraite, régime spécial de maladie pour l'incapacité de travail, d'une part, et pour les frais de santé, d'autre part, comportant un étage complémentaire obligatoire couvrant également les retraités, activités sociales mutualisées au sein de la branche professionnelle, financées par 1 % du chiffre d'affaires et gérées de façon autonome par les syndicats.

À ce corpus, qui est resté très stable pendant des décennies, s'ajoute un avantage en nature historiquement assis sur une décision d'entreprise qui porte sur le gaz et l'électricité fournis par les opérateurs historiques aux salariés et maintenu au profit des retraités.

Des changements importants sont survenus au cours de la dernière décennie :

- l'ouverture de capital d'EDF et l'application des normes comptables internationales ont obligé à évaluer et à provisionner les engagements en faveur des retraités. Le maintien de régimes professionnels spéciaux de retraites et de frais de santé face à cette exigence a été rendu possible par une refonte de leur financement : adossement à la solidarité nationale pour les retraites et renforcement de la solidarité actifs-retraités pour la couverture complémentaire maladie ;
- le régime spécial de retraite a par ailleurs, comme les autres régimes spéciaux de retraite de la sphère publique, été de plus en plus intégré dans les mouvements de réformes des régimes obligatoires de retraite engagés par les gouvernements successifs. À l'exception du mode de calcul de la pension (taux spécifique, appliqué à un salaire de fin de carrière, sur une assiette réduite), les principaux paramètres (âge d'ouverture des droits, durée de cotisation requise…) sont en cours de convergence avec le régime de droit commun ; de nombreuses autres règles de portée moindre demeurent spécifiques. Par ailleurs, la définition des services actifs, permettant des départs en retraite plus précoces, a été révisée et leur prise en compte profondément refondue pour les nouveaux embauchés, à travers la création d'un compte épargne jour retraite.

Enfin, contrairement aux autres avantages historiques, le niveau de la couverture santé, invalidité et décès des salariés est apparu sensiblement en retrait des pratiques des grands groupes, ce qui a conduit à partir de 2008 à la mise en place, par accord au niveau de la branche professionnelle, de couvertures complémentaires dans ces trois domaines.

La protection sociale des autres salariés du Groupe

Les autres salariés du Groupe en France relèvent de plusieurs conventions collectives et peuvent bénéficier d'avantages sociaux mis en place par leur employeur propre. Chaque employeur doit donc veiller à la cohérence des avantages offerts avec la politique Groupe présentée ci-dessus. Cette question fait l'objet d'un dialogue régulier avec la Direction Ressources Humaines du Groupe.

Il en va de même des sociétés du Groupe hors de France, pour lesquelles le contexte réglementaire propre à chaque pays est également à prendre en compte.

Les activités sociales

La gestion des activités sociales et culturelles est dévolue, contrairement au droit commun, à des organismes spécifiques au niveau de la branche des IEG.

La Caisse centrale d'activités sociales (CCAS), les caisses mutuelles et d'action sociale (CAS) et le Comité de coordination des CAS sont dotés de la personnalité morale et sont totalement indépendants d'EDF. La CCAS est administrée exclusivement par les représentants du personnel, et est placée sous la tutelle des pouvoirs publics.

3.3.4 UN EMPLOYEUR ENGAGÉ AUX CÔTÉS DE SES PARTIES PRENANTES

Le groupe EDF agit de façon responsable dans le cadre de la promotion de la diversité et du respect des droits humains aux côtés de ses parties prenantes : salariés, sous-traitants, représentants du personnel. Son action s'étend également aux populations en tant que contributeur au développement des territoires sur lesquels il opère.

3.3.4.1 La sous-traitance responsable : une réalité

La politique de sous-traitance du groupe EDF est articulée autour de trois axes majeurs :

- donner de la visibilité aux prestataires et disposer de fournisseurs partenaires dans la durée ;
- faire progresser le Groupe dans ses pratiques de sous-traitance en définissant des critères d'aide à la décision en termes stratégiques, économiques, de compétences et d'impact social ;
- développer des pratiques de sous-traitance socialement responsable, entre autres à travers l'accord signé le 19 octobre 2006 sur la sous-traitance socialement responsable au sein d'EDF et l'accord RSE du groupe EDF signé en 2005 et renouvelé en 2009.

Les engagements de l'accord RSE Groupe

L'accord RSE du groupe EDF (voir section 3.3.4.5 « Un dialogue social de qualité ») marque la volonté de veiller à ce que les entreprises de sous-traitance auxquelles les sociétés font appel effectuent un travail de qualité dans le respect de la loi et des normes internationales en vigueur (par exemple concernant l'interdiction du travail des enfants). Elles s'efforcent de permettre aux entreprises sous-traitantes et à leurs salariés d'intervenir pour leur compte dans des conditions de travail et de santé-sécurité au meilleur niveau des entreprises du secteur et du pays concernés.

Les engagements de l'accord RSE Groupe impactant les sous-traitants portent particulièrement sur :

- le respect de la loi ;
- la santé et la sécurité des salariés ;
- le comportement éthique avec les clients, et particulièrement le respect de la personne et l'intégrité ;
- le respect de l'environnement.

Des procédures appropriées de sélection et d'évaluation des sous-traitants, répondant à ces exigences, ont été mises en place. Tout manquement grave, et non corrigé après observations, à la législation, aux règles relatives à la santé-sécurité des salariés, aux principes régissant les relations avec les clients ou à la réglementation en vigueur en matière d'environnement peut entraîner l'arrêt des relations avec l'entreprise sous-traitante, dans le respect des obligations contractuelles.

Par ailleurs, le sous-traitant doit reprendre envers tout sous-traitant avec lequel il aurait éventuellement contracté, pour la mission considérée, les exigences que lui a fixées le groupe EDF.

Les domaines de la sous-traitance au sein d'EDF

Au sein d'EDF, les grands sujets de la sous-traitance concernent les activités industrielles et commerciales, ainsi que celles relatives aux Systèmes d'Information.

Dans le domaine industriel

En 2015, le cahier des charges sociales (comprenant les règles transparentes communes à l'ensemble des acteurs de la filière nucléaire, y compris la sous-traitance) élaboré au sein du Comité stratégique de la filière nucléaire (CSFN) a été systématiquement intégré aux appels d'offres. Le projet industriel d'EDF fait l'objet de présentations aux fournisseurs, afin de permettre au tissu industriel d'anticiper les besoins de l'entreprise. Par ailleurs, le parcours de formation en matière de sécurité des intervenants prestataires du nucléaire a été réactualisé et est progressivement déployé afin de mieux prendre en compte les situations réelles d'intervention. Les premiers retours d'expérience montrent d'ores et déjà la satisfaction des entreprises prestataires.

Dans le domaine des Systèmes d'Information

L'ambition de disposer d'« *un SI efficient et porteur d'avenir au cœur de la stratégie des métiers et de la vie des salariés* » se décline par la volonté de garder la maîtrise de ce qui constitue le cœur de métier et donc les Systèmes d'Information qui les supportent. La DSI Groupe d'EDF demande aux métiers et aux DSI d'utiliser une méthode d'analyse en trois axes pour déterminer l'intérêt qu'il y a à faire ou à faire faire :

- positionner l'application SI sur l'axe « activité stratégique – spécificité du besoin » ;
- définir la maturité des offres de services disponibles sur le marché et la criticité du SI vis-à-vis de la stratégie et de la performance métier ;
- définir la criticité des données de l'application.

Lors des appels d'offres, la vigilance est renforcée sur les conditions de formation et de *turnover* des prestataires. Ces points font désormais partie intégrante des éléments d'analyse des offres techniques des sociétés.

Dans le domaine commercial

La sous-traitance permet de répondre aux demandes croissantes mais fluctuantes des clients. Le recours à l'externalisation dans les activités de commercialisateur apporte la souplesse nécessaire pour répondre aux variations du volume des demandes clients, stabiliser la charge d'activité interne, couvrir l'amplitude horaire pendant laquelle les clients particuliers peuvent contacter le service clients (notamment en soirée et le samedi) et pour faire face à d'éventuels aléas techniques.

Tous les centres de relation client EDF, internes comme externes, sont localisés en métropole. EDF a obtenu le troisième renouvellement du label « Responsabilité sociale » des centres de relation clientèle ainsi que le deuxième renouvellement du label « Donneur d'ordre responsable », renouvelé en juillet 2015.

Dans le domaine de la distribution

En adhérant en juin 2012 au Pacte mondial des Nations Unies, ERDF a confirmé son engagement à promouvoir dans ses activités les principes de la Responsabilité Sociale d'Entreprise (RSE) : protection de l'environnement, respect des droits de l'homme et des normes du travail et lutte contre la corruption.

Pour partager son engagement avec ses fournisseurs de travaux, services et fournitures, ERDF a publié et diffusé en 2015 une « Charte RSE Fournisseurs d'ERDF », qui a pour vocation de s'appliquer à toutes les relations contractuelles entre ERDF et ses différents fournisseurs.

L'adhésion formelle d'un fournisseur à cette Charte s'organise, soit au moment de sa qualification, soit à l'occasion d'un appel d'offres.

Des baromètres « prestataires » d'EDF

Le regard des prestataires sur EDF « donneur d'ordres » est mesuré régulièrement grâce à des baromètres au sein de certains métiers, afin de prendre en considération les progrès à apporter en matière de conditions de réalisation des prestations (voir section 3.2.3.6.2 « Contribution au développement économique et social des territoires »).

3.3.4.2 Une contribution forte au développement des territoires par l'insertion professionnelle

L'engagement du Groupe en faveur de l'insertion professionnelle

Le Groupe maintient un dispositif d'alternance ambitieux, dont la vocation d'ascenseur social est une finalité sans cesse renouvelée (voir section 3.3.1.3 « Le développement des compétences : préparer l'avenir »).

L'alternance est considérée comme un levier indispensable pour développer l'insertion professionnelle des jeunes ou des personnes éloignées de l'emploi, et leur permettre d'acquérir ou de compléter une qualification.

Le Groupe dépasse tous les ans depuis 2010 l'objectif qu'il s'est fixé d'accueillir chaque année plus de 100 alternants de niveau CAP, avec un emploi ou une poursuite d'études à la clé.

Certaines offres d'alternance sont spécifiquement proposées à des jeunes en grande difficulté sociale, en lien avec des structures dédiées à l'insertion professionnelle. Ces offres les préparent à l'obtention d'une qualification correspondant au moins au premier niveau de qualification professionnelle.

Des coopérations sont engagées avec des acteurs locaux et régionaux de l'emploi et de la formation (missions locales, écoles de la deuxième chance, AFPA, Compagnons du Devoir, etc.) afin de favoriser l'orientation des jeunes, notamment issus des quartiers prioritaires, vers les métiers porteurs.

Par sa politique d'attribution de la taxe d'apprentissage ou par des cotisations, le groupe EDF soutient financièrement des organismes qui œuvrent pour l'insertion professionnelle (écoles de la deuxième chance, Compagnons du Devoir, Association Jeunesse et Entreprise, C Génial, Nos quartiers ont des talents, etc.).

Contribution à l'insertion professionnelle

Mise en place de clauses sociales dans les marchés

EDF inscrit, dans certains de ses marchés soumis à concurrence, l'application de clauses d'insertion, qui prévoient concrètement de réserver une partie des heures de main-d'œuvre à l'embauche de publics éloignés de l'emploi.

Mis en œuvre notamment dans le cadre de grands chantiers tels que l'EPR Flamanville 3, le Cycle Combiné Gaz de Bouchain ou l'aménagement hydroélectrique de Romanche-Gavet, l'entreprise travaille en partenariat avec des acteurs locaux de l'emploi (Pôle Emploi, Maisons de l'emploi et de la formation, Chambres de commerce et d'industrie…). Les principaux bénéficiaires sont les jeunes de moins de 26 ans ayant un faible niveau de formation, les demandeurs d'emploi de longue durée, les jeunes n'ayant jamais travaillé, les bénéficiaires des minima sociaux ou les personnes relevant de la loi de 2005 sur le handicap.

Achats au secteur adapté et protégé et aux entreprises d'insertion

Les achats au secteur protégé et adapté

La Direction des Achats du Groupe a poursuivi en 2015 son action pour accroître ou assurer les volumes d'achats confiés aux secteurs protégé et adapté conformément aux dispositions de l'accord 2013-2015 d'EDF SA pour « *l'égalité des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap* ».

Les achats au secteur de l'insertion

EDF poursuit ses achats au secteur de l'insertion par l'activité économique, notamment aux entreprises d'insertion. En 2014, le volume d'achats s'est établi à 1,4 million d'euros [1].

3.3.4.3 La promotion et le respect de toutes les diversités

Le groupe EDF s'attache à promouvoir la diversité, comme levier de performance pour :

- mieux percevoir la diversité des clients et répondre au mieux à leurs attentes ;
- mieux refléter la société dans laquelle il évolue ;
- permettre aux femmes et aux hommes d'exprimer au mieux leurs talents.

Dès 2005, l'entreprise a souhaité consacrer plusieurs articles de son accord mondial de Responsabilité Sociale d'Entreprise à la lutte contre toutes les formes de discriminations, au respect de la diversité et à la promotion de l'égalité des chances. Avec la Charte Éthique Groupe, cet accord constitue le principal cadre de référence des sociétés du Groupe. Les enjeux de l'ensemble des orientations stratégiques en matière de diversité sont portés par la DRH Groupe.

Parmi les onze engagements de Responsabilité Sociale d'Entreprise, publiés dès 2013, figure celui de « maintenir l'excellence professionnelle et la performance de ses équipes par la formation et la promotion de la diversité ». Cet engagement est associé à un objectif de féminisation du vivier des futurs dirigeants. À fin 2015, 26 % des viviers de futurs dirigeants sont des femmes. Ces objectifs reflètent l'ambition plus large du Groupe d'atteindre un niveau de féminisation de ses instances dirigeantes équivalent à celui de son encadrement (28 % en France, 27 % à la taille du Groupe). Pour EDF SA, la mixité des Comités de Direction atteint, fin 2015, 26 % et l'entreprise s'est donnée comme cible d'atteindre 28 % à l'horizon 2018.

À l'échelle du Groupe, le niveau et la formalisation d'engagements plus spécifiques au plan local varient selon le cadre législatif en vigueur.

En France, le principe est également celui d'un fonctionnement en réseau et d'une subsidiarité qui permet à chaque société du Groupe d'agir sur des champs complémentaires. Dalkia, par exemple, est détenteur du label « Diversité », tandis qu'EDF porte le label « Égalité professionnelle » depuis sa création en 2006.

Les engagements « Diversité » d'EDF ont donné lieu à la création de plusieurs programmes de sensibilisation et de professionnalisation des *managers*, des acteurs de la filière RH, des représentants du personnel et des salariés. Plus de 8 500 salariés ont ainsi été formés, sur les sept dernières années, dans le cadre de ces programmes.

En matière de diversité, les actions des sociétés françaises sont le plus souvent structurées autour d'accords collectifs sur l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, le handicap et le *management* des âges. Des outils tels que des *serious games* ont été développés et diffusés autour du *management* de la diversité, de l'égalité professionnelle et de l'intergénérationnel.

1. *Les données 2015 ne sont pas disponibles à la date du présent document de référence.*

Pour prévenir tout risque de discrimination, EDF mène régulièrement des études et des tests réguliers de ses processus RH. EDF s'est ainsi associé, en 2012, à l'étude interentreprises « stéréotypes et origine » menée par l'Institut du mécénat de solidarité avant de prolonger ces travaux, en 2013, par un « baromètre interne égalité des chances » en partenariat avec le MEDEF. L'entreprise a également réalisé, depuis 2008, cinq tests sur ses principaux processus RH tels que le recrutement, l'alternance ou l'accès aux stages.

3.3.4.3.1 Soutien aux initiatives des réseaux de salariés

La promotion des diversités passe également par le soutien apporté aux initiatives des réseaux de salariés. Ces réseaux (minorités ethniques, femmes, parents salariés, handicap, LGBT) sont aujourd'hui actifs dans de nombreuses sociétés du Groupe et concernent plusieurs milliers de salariés.

Réseaux internes	Société	Date de lancement	Nombre de membres au 31/12/2015
Femmes	EDF SA	2004 Interp'Elles qui devient Énergies de femmes en 2015	2 200
	EDF Energy	2009	1 023
	EDF Polska	2014	100
LGBT Lesbienne	EDF SA	2011 Energay	120
	EDF Energy	2010	233
Minorités ethniques	EDF Energy	2010 *(Black Asian Multicultural-Ethny)*	283
Handicap	EDF SA	1987 (Mission Handicap)	2 180
	EDF Energy	2010 *(Disability and Carers Network)*	615
Parents	EDF Energy	2014	124

Ces réseaux développent des initiatives d'échanges, de sensibilisation et parfois du « mentorat ». À titre d'exemple, en 2015, l'entreprise compte un peu plus de 250 marraines « Elles bougent » qui se mobilisent, sur leurs territoires, pour sensibiliser les jeunes filles à l'attractivité des métiers techniques du Groupe.

En France, le réseau « Énergies de femmes » et « Energay » (association de lesbiennes, gays, bisexuels et transsexuels d'EDF et des IEG) bénéficient depuis 2012 d'un soutien financier et logistique d'EDF. Par ailleurs, EDF a pérennisé son partenariat avec l'association « L'Autre Cercle » qui milite contre les discriminations fondées sur l'orientation sexuelle et l'homophobie en milieu professionnel. Ce partenariat avec l'association « L'Autre Cercle » a été concrétisé par la signature, le 21 décembre 2015, d'une charte d'engagement LGBT (lesbiennes gay, bisexuelles ou transgenres).

Les travaux conduits en commun avec ces associations ont permis à l'entreprise de publier en juin 2015 un document « Repères » sur le respect des orientations sexuelles en entreprise, à l'attention des *managers* et des RH. Il complète, dans une approche similaire, un document « Repères » sur le fait religieux qu'EDF avait publié en 2010.

3.3.4.3.2 Égalité entre femmes et hommes

L'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes est un important levier de transformation et de modernisation des organisations. C'est un élément structurant de la politique diversité du Groupe.

Plusieurs sociétés du Groupe se sont engagées dans une démarche de labellisation européenne sur l'égalité professionnelle (EDF, EDF Energy et EDF Polska en 2014, Fenice en 2015) et ont ainsi obtenu le *Gender Equality European & International Standard* (GEEIS). EDF et WIN France ont créé un prix « Fem'Energia » qui depuis 2006 récompense et soutient les femmes actives dans le secteur du nucléaire.

À titre d'exemple, EDF s'engage :

Principales ambitions	Objectifs associés
À sensibiliser l'ensemble de son personnel aux biais qu'introduisent les stéréotypes et à lutter contre toute forme de discrimination, de sexisme au travail et plus généralement contre les violences faites aux femmes.	Mise en place et déploiement d'un module de formation adapté à un format collectif de travail, avec l'ambition de former 100 % des équipes de travail d'ici à 2020.
À mettre en place des dispositifs qui garantissent l'égalité salariale, qui neutralisent l'impact de la maternité ou de l'adoption sur l'évolution professionnelle, et qui s'attachent également à mieux comprendre, analyser et traiter les écarts de rémunération quand ils persistent.	Préserver l'égalité salariale « à travail égal, compétences égales et valeur égale », atteinte depuis 2009. Examen systématique de la situation salariale des femmes de retour d'un congé maternité. Audit & analyse externes des écarts salariaux dans l'entreprise (chercheurs de l'INED/INSEE).
À garantir un égal accès à la formation professionnelle et promotionnelle.	Bilans annuels de formation sexués. Suivi sexué des salariés sans formation depuis 3 ans. Prise en charge des frais de garde induits par les départs en formation promotionnelle et pour toute formation et dès le premier jour de formation pour les parents isolés.
À mobiliser l'ensemble des moyens et des acteurs des parcours professionnels pour faire évoluer la représentation genrée des métiers, pour favoriser le recrutement de femmes sur des métiers techniques et, plus globalement, pour permettre une plus grande richesse et mixité professionnelle.	Soutien aux réseaux « Énergies de femmes », « Elles bougent ». Féminisation des recrutements. Promotion des passerelles métiers permettant des reconversions du tertiaire vers le technique.
À favoriser, enfin, l'engagement des salariés par une meilleure articulation des temps de vie, par des conditions de travail adaptées et une qualité de vie encourageant les femmes à occuper des postes clés et à responsabilités dans l'entreprise.	Charte de la parentalité signée et déclinée. Guide de la parentalité produit vis-à-vis des salariés. Une ambition de mixité des équipes de Direction.

3.3.4.3.3 Mesures prises en faveur de l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap

Vision Groupe

L'accord Groupe de Responsabilité Sociale d'Entreprise fait mention de la question du handicap dans deux de ses articles. Dans le cadre des contextes législatifs qui leur sont propres, les sociétés du Groupe mettent en place des actions de sensibilisation au handicap pour les salariés (dont les actions de sensibilisation dédiées aux salariés en relation avec la clientèle). Elles concluent des partenariats locaux avec des associations œuvrant dans le domaine du handicap et s'attachent à rendre accessible locaux et postes de travail.

EDF et ERDF font respectivement vivre leur accord handicap, tous deux signés en 2013 à l'unanimité des organisations syndicales représentatives, et qui impactent quelque 3 600 salariés reconnus travailleurs handicapés fin 2015.

L'accord d'EDF insiste sur les conditions propres à favoriser l'égalité des chances à tous les stades de la vie professionnelle, celui d'ERDF sur l'accessibilité aux différents métiers de l'entreprise, aux formations qu'elle propose et à un parcours professionnel dynamique. EDF vient d'engager en novembre 2015 la négociation d'un nouvel accord handicap.

Quelques chiffres clés :

- Depuis 2013, année de signature de l'accord sur la période 2013-2015, pour EDF SA et sur la période 2013-2016 pour ERDF :
  - EDF a signé 136 contrats d'alternance et recruté 311 personnes en situation de handicap ;
  - ERDF a signé 142 contrats d'alternance et recruté 259 personnes en situation de handicap.
- De nouveaux outils ont été proposés aux acteurs en cohérence avec les axes de l'accord : brochures sur les achats au secteur protégé pour porter les enjeux des achats à ce secteur, films, etc. Plusieurs de ces films ont été primés au cours des différentes éditions du festival Regards Croisés « Handicap et travail ».
- Dans le cadre de son accord handicap 2013-2015, le groupe Électricité de Strasbourg a atteint en 2015 un taux de 8,7 % de travailleurs handicapés. Le groupe Électricité de Strasbourg a signé le 18 décembre 2015 le 3e accord en faveur de l'emploi des personnes en situation de handicap couvrant la période 2016-2018.

3.3.4.4 L'anticipation et la gestion maîtrisée des réorganisations et des restructurations

Le Groupe, conscient de la nécessaire adaptabilité des organisations aux évolutions du contexte économique et social, tant en France que hors de France, a signé dès 2005 (renouvelé en 2009) un accord sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise. L'implication du *management* et la place particulière accordée au dialogue avec les salariés et leurs représentants sont des leviers majeurs.

3.3.4.5 Un dialogue social de qualité

L'une des priorités d'EDF est de continuer à faire vivre un dialogue social de qualité, pour accompagner les transformations industrielles de l'entreprise et contribuer au développement de ses collaborateurs.

En France

Au sein d'EDF, il existe à ce jour 56 Comités d'établissement, un Comité central d'entreprise (CCE), un Comité de Groupe France, 104 établissements pour les délégués du personnel et 207 Comités d'hygiène, de sécurité et des conditions de travail (CHSCT). Les présidents de ces instances sont réunis régulièrement pour des échanges et des partages de bonnes pratiques.

Le Comité central d'entreprise

Le CCE d'EDF a tenu 18 séances en 2015, au cours desquelles une cinquantaine de dossiers ont été présentés. Les projets les plus structurants y ont fait l'objet d'échanges nourris, comme l'évolution de l'organisation d'EDF et le rapprochement d'EDF et d'AREVA. Les commissions du CCE sont très actives, notamment la Commission économique, la Commission centrale emploi-formation et la Commission santé-sécurité.

En 2015, le dialogue social au niveau de l'entreprise a été marqué par la concertation et la négociation autour d'un projet d'avenant à l'accord du 25 janvier 1999 portant sur l'organisation et sur le temps de travail. Par ailleurs, l'avenant 2015 à l'accord d'intéressement d'EDF 2014-2016 a été signé le 12 juin 2015 par trois organisations syndicales représentatives.

Le Comité de Groupe France

Le Comité de Groupe France, lieu d'intégration de la concertation à l'échelle France et qui regroupe 28 élus des principales filiales du Groupe (EDF, ERDF, Dalkia, Tiru, EDF EN, etc.), s'est réuni à quatre reprises en 2015, dont une séance d'installation dans le cadre du renouvellement de sa composition pour le nouveau mandat notamment au cours de 2015-2018.

Au-delà des thématiques légales, sur lesquelles il est informé régulièrement, le Comité de Groupe France échange sur les dossiers de la formation professionnelle et de la santé au travail.

À l'international

Le Comité d'entreprise européen

Depuis fin 2001, le Groupe a mis en place un Comité d'entreprise européen (CEE), consulté sur les politiques majeures du Groupe. À travers les groupes de travail du CEE, un certain nombre de réflexions ont pu être engagées sur les politiques de ressources humaines à l'échelle internationale, notamment dans le domaine de la santé-sécurité au sein des différentes sociétés du Groupe en Europe.

Un avenant à l'accord sur le fonctionnement du CEE a été signé en juin 2015 permettant un renforcement de la représentation des sociétés étrangères dans le dialogue social au niveau *corporate*.

Lors des deux réunions ordinaires tenues en 2015, ont été abordées notamment la stratégie de développement international du Groupe ainsi que la déclinaison de CAP 2030 au sein du Groupe. Par ailleurs, une séance exceptionnelle du CEE a été organisée dans le but d'informer les membres de l'instance sur les conditions de la cession de la société BE Zrt en Hongrie. Lors de cette séance, ont été en particulier présentées les conditions d'accompagnement social de la cession.

L'accord RSE et sa gouvernance

Le Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale du Groupe (CDRS) est issu de l'accord-cadre RSE signé en 2005 puis renouvelé en 2009 par l'ensemble des représentants des salariés et les organisations syndicales des principales sociétés du Groupe, ainsi que par les fédérations syndicales internationales du secteur d'activité.

Cet accord structure le dialogue social autour de la question RSE. Il a permis au Groupe de se doter d'un socle d'engagements partagés et d'orientations communes qui contribuent au renouvellement et à l'élargissement des thèmes de dialogue social. Chaque année, lors du Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale, le Président du Groupe et la Directrice des Ressources Humaines rencontrent les représentants syndicaux des sociétés adhérentes à l'accord RSE pour échanger sur la stratégie du Groupe, l'actualité sociale et le *reporting* des actions de RSE menées par le Groupe l'année N-1.

3.3.4.6 Le regard des salariés : l'enquête d'engagement *My EDF*

À l'issue de la première édition de l'enquête interne d'engagement *My EDF*, menée en novembre 2012 auprès de l'ensemble des salariés du Groupe, un plan de restitution des résultats aux salariés a été mis en œuvre. Les sociétés ont élaboré des plans d'action pour renforcer ou enclencher des dynamiques de progrès à partir des résultats constatés sur leur périmètre. Ce dispositif est, depuis, reconduit chaque année.

La quatrième édition de l'enquête est intervenue aux mois de septembre et octobre 2015. Une importante campagne de communication interne a été organisée pour encourager les salariés à exprimer leur avis (vidéos, affiches et kit de communication).

La participation des salariés (77 % et près de 109 000 répondants), en nette progression par rapport à celle de la première édition (63,8 %), démontre l'intérêt des salariés du Groupe pour cette enquête, et les résultats de la quatrième édition se traduisent par de nets progrès dans la perception des politiques de ressources humaines : +5 points en trois ans dans la mise en œuvre du processus d'évaluation annuelle, +4 points sur la connaissance des parcours professionnels, +4 points sur la valorisation de la diversité, +7 points sur l'attention portée aux conditions de travail des sous-traitants. L'engagement des salariés se maintient à un taux satisfaisant de 71 % au niveau du Groupe. L'étude montre que la confiance dans le *management* de proximité est un atout fort (74 %). Globalement, 72 % de salariés se déclarent satisfaits du contenu de leur travail. Enfin les salariés sont plus nombreux à considérer que l'attention que l'on porte à l'innovation dans leur entreprise est satisfaisante (+7 points en trois ans).

3.4 Dispositif de *reporting* et éléments méthodologiques

3.4.1 DISPOSITIF DE *REPORTING*

Le *reporting* s'appuie sur les indicateurs extra-financiers définis par la *Global Reporting Initiative,* s'inscrit dans le cadre des obligations de la loi française NRE et de l'article 225 de la loi Grenelle 2 (décret d'application du 24 avril 2012) et s'adosse aux engagements internationaux du *Global Compact,* dont le Groupe figure parmi les premiers signataires.

Le contenu et la forme du *reporting* du Groupe font l'objet d'une démarche d'amélioration continue, au-delà des exigences de la loi française.

Le Groupe s'est engagé dans une démarche progressive de vérification de la fiabilité de ses indicateurs et informations sociales, environnementales et sociétales par ses Commissaires aux comptes, d'abord à titre volontaire depuis 2007, puis en conformité avec l'article L. 225-102-1 du Code du commerce depuis 2013.

Par ailleurs, en 2013, le Groupe s'est également engagé à ce que 13 sociétés adhèrent et aient obtenu d'ici fin 2017 le niveau *Advanced* du *Global Compact* des Nations Unies, attribué sur les bases d'un *reporting* détaillé sur quatre items : droits de l'homme, conditions de travail, environnement et lutte contre la corruption. À fin 2015, 14 sociétés du Groupe sont adhérentes au *Global Compact*, dont 3 ont obtenu le niveau *Advanced* : EDF, Edison et EDF Luminus.

Les informations de Développement durable publiées par le Groupe sont la base des évaluations formées par les agences de notation ou les départements d'analyse extra-financière agissant pour le compte d'investisseurs.

3.4.2 ÉLÉMENTS MÉTHODOLOGIQUES SUR LES DONNÉES ENVIRONNEMENTALES ET SOCIALES

3.4.2.1 Périmètre de *reporting*

Principes

Le périmètre couvert par le processus de *reporting* (indicateurs économiques, environnementaux et sociaux) correspond à l'ensemble du groupe EDF tel que défini par la consolidation financière. Plus précisément, ce périmètre englobe EDF et les filiales intégrées de manière globale (intégration de 100 % de la valeur des indicateurs sociaux et environnementaux). Les filiales mises en équivalence sont exclues du champ de collecte.

Le périmètre couvert par le processus de *reporting* est défini sur la base :

- du périmètre de consolidation établi par la Direction Financière ;
- de critères liés à la pertinence en termes d'impact environnemental et social des activités des filiales.

Concernant les données environnementales, certaines filiales incluses dans le périmètre financier pourront ne pas figurer dans le périmètre Développement durable en raison de leur activité ou de leur taille peu significative au regard des enjeux environnementaux. Les critères de sélection sont :

- activités industrielles (production, distribution et transport) significatives en termes d'impacts environnementaux ;
- entités acquises depuis plus d'un an ;
- entités encore présentes dans le périmètre de consolidation au 31/12/2015.

Par ailleurs, au sein de ces filiales, les activités de construction (des nouveaux actifs) sont exclues. À ce titre, pour les activités de production d'hydrocarbures, les activités de prospections et d'exploration sont également exclues. Concernant les données sociales, les critères de sélection sont :

- sociétés dont l'effectif physique est significatif en termes de ressources humaines (supérieur à 50) ;
- sociétés acquises depuis plus de six mois.

Pour 2015, les écarts entre les périmètres de *reporting* des indicateurs sociaux et environnementaux sont les suivants :

- filiales prises en compte par le *reporting* des indicateurs environnementaux et non par le *reporting* des indicateurs sociaux : EDF Belgium (Belgique), Figlec (Chine) ;
- filiales prises en compte par le *reporting* des indicateurs sociaux et non par le *reporting* des indicateurs environnementaux : CHAM et Citelum (France), EDF Paliwa (Pologne), China Holding depuis le 1er janvier 2015.

Compte tenu des difficultés de collecte, le périmètre de *reporting* peut varier selon les indicateurs. Il est précisé pour chaque indicateur communiqué, dans le tableau de synthèse.

Évolution des périmètres

Les principaux changements de périmètre en 2015 sont :

- Figlec (Chine), dont la concession a été rétrocédée le 3 septembre 2015 ;
- BE Zrt, cédé le 10 décembre 2015 ;
- Centrale CCGT L'Energia, cédée le 28 mai 2015 par EDF Trading (qui constituait le seul actif de production d'EDF Trading).

Leurs capacités installées ne sont donc pas présentes dans le *reporting* annuel à fin décembre 2015, mais leurs productions et impacts environnementaux sont pris en compte à concurrence de la durée de leur détention sur l'année ;

- Dalkia est consolidée sur l'ensemble de ses activités opérationnelles et de ses filiales en France hormis les contrats PFI (Prestations Forfait Intéressement). Les contrats PFI sont des contrats pour lesquels Dalkia n'est pas responsable de l'approvisionnement en énergie mais s'engage sur la performance des installations en tant qu'exploitant ;
- EDF Optimal Solution est intégrée dans Dalkia.

Entités présentes dans le périmètre de consolidation au 31/12/2015		Périmètre indicateurs environnementaux	Périmètre indicateurs sociaux
France	Électricité de France	X	X
	ERDF	X	X
	EDF PEI	X	X
Autres activités	Électricité de Strasbourg	X	X
	Tiru	X	X
	SOCODEI	X	X
	EDF Énergies Nouvelles	X	X
	Dalkia	X	X
	Citelum		X
	EDF Trading (1)	X	X
	CHAM		X
Royaume-Uni	EDF Energy	X	X
Italie	Edison	X	X
	Fenice	X	X
Autre International	EDF Luminus (Belgique)	X	X
	EDF Belgium (Belgique)	X	
	EDF Polska (Pologne)	X	X
	Kogeneracja (Pologne)	X	X
	Zielona Gorá (Pologne)	X	X
	EDF Paliwa (Pologne)		X
	EDF Démász (Hongrie)	X	X
	BE Zrt (Hongrie)	X	
	EDF Norte Fluminense (Brésil)	X	X
	Figlec (Chine)	X	
	Meco (Vietnam)	X	X
	China Holding		X

(1) Sociétés dont les résultats extrafinanciers sont adaptés à la date de cession des actifs.

3.4.2.2 Précisions sur les données environnementales

L'élaboration des données environnementales de ce rapport s'appuie sur des fiches descriptives et méthodologiques. Il s'agit du référentiel de *reporting* du Groupe en vigueur en 2015. L'ensemble des indicateurs relatifs aux consommations et aux émissions sont liés au processus de production d'électricité et de chaleur et aux activités d'hydrocarbures.

Précisions sur les indicateurs relatifs à l'eau prélevée et restituée

Les indicateurs relatifs à l'eau de refroidissement comprennent l'eau prélevée et restituée en rivière, en mer et en nappes phréatiques. Pour les CNPE situés en bord de mer et pour les centrales thermiques, les quantités d'eau de refroidissement prélevées/restituées sont calculées sur la base des temps de fonctionnement et des débits nominaux des pompes.

Cet indicateur n'est pas collecté par EDF RE, filiale d'EDF Énergies Nouvelles aux États-Unis, et certains sites d'EDF Fenice.

Précisions sur les émissions dans l'air

Les émissions de CO_2, SO_2, N_2O, NO_x et CH_4 des centrales thermiques du groupe EDF sont mesurées ou calculées sur la base des analyses des combustibles ou sur la base de facteurs d'émissions standards. Elles couvrent toutes les phases de production d'électricité, y compris les phases de démarrage et d'arrêt de tranches. Les émissions de CO_2 et CH_4 des barrages ne sont pas incluses dans le calcul de l'indicateur.

Les émissions de SF_6 du Groupe sont calculées, en priorité, sur la base d'un bilan de masse des bouteilles de SF_6 ou à défaut par un taux de fuite nominal annuel égal maximum à 2 % du volume de SF_6 contenu dans les appareils (changement du PRG – pouvoir de réchauffement global – de 22,8 t éq. CO_2/t à 26 t éq. CO_2/t).

La société MECO ne collecte pas l'ensemble de ses émissions atmosphériques, dont l'impact n'est pas significatif à l'échelle du Groupe. Pour les émissions de NO_x, MECO a mis à jour le facteur d'émission de ses installations de production, passant de 150 g/GJ à 40,5 g/GJ.

Précisions sur les déchets conventionnels

Les données relatives aux déchets conventionnels ont été obtenues sur la base des informations disponibles à la date de clôture concernant les quantités évacuées et les filières d'élimination. Les données reportées ne sont pas exhaustives pour ce qui concerne les déchets industriels conventionnels de Tiru, Dalkia et EDF Énergies Nouvelles et de certains sites opérationnels d'EDF Fenice. Les déchets de construction et de déconstruction sont pris en compte dans le présent *reporting* lorsque leur gestion relève de la responsabilité du groupe EDF. Les déchets dont la gestion relève de la responsabilité des prestataires ne sont en revanche pas pris en compte. Concernant ERDF, le *reporting* des déchets est réalisé sur une année glissante, du 1er novembre N-1 au 31 octobre N. Les poteaux béton d'ERDF sont désormais inclus dans le *reporting*.

Précisions sur les déchets radioactifs

Concernant EDF

Les indicateurs relatifs aux « déchets radioactifs de Très Faible Activité (TFA) issus de l'activité et de la déconstruction » tiennent compte :

- du volume réel des déchets TFA directement évacués au Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (CIRES) depuis les sites de production, qui correspond :
  - au volume de déchets produits dans l'année pour les sites en fonctionnement,
  - au volume de déchets expédiés dans l'année pour les sites en déconstruction ;
- du volume réel des colis de déchets TFA expédiés au CIRES depuis Centraco (après transformation) liés au traitement par fusion des déchets métalliques EDF (pas de déchets TFA induits par l'incinération). Ce volume est déterminé pour les sites en fonctionnement et pour les sites en déconstruction au prorata des tonnages livrés.

Les indicateurs relatifs aux « déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité à Vie courte (FMA-VC) issus de l'activité et de la déconstruction » tiennent compte :

- du volume réel des déchets FMA-VC directement évacués au Centre de Stockage de l'Aube (CSA) depuis les sites de production, qui correspond :
  - au volume de déchets produits dans l'année pour les sites en fonctionnement,
  - au volume de déchets expédiés dans l'année pour les sites en déconstruction.

  Il intègre la réduction de volume apportée le cas échéant par le traitement avant stockage (cas des déchets supercompactés) ;
- du volume réel des colis de déchets FMA expédiés au CSA depuis Centraco (après transformation) liés au traitement par incinération et par fusion des déchets EDF. Ce volume est déterminé pour les sites en fonctionnement et pour les sites en déconstruction au prorata des tonnages de déchets métalliques et déchets solides incinérables livrés par les sites en fonctionnement et par les sites en déconstruction.

Le volume de déchets engendré par un reconditionnement de déchets produits et conditionnés au cours d'exercices antérieurs n'est pas comptabilisé, car non significatif.

L'indicateur « Déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à Vie courte produits par les réacteurs en fonctionnement » n'intègre pas les déchets de maintenance exceptionnelle (couvercles de cuve, générateurs de vapeur).

Pour l'indicateur « Déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie longue », le conditionnement des déchets est pris en compte dans le calcul.

Compte tenu des contraintes techniques liées aux opérations de traitement, les colis sont produits environ 10 ans après que les combustibles ont effectivement généré les déchets. Ainsi, l'indicateur est une estimation qui repose sur la pérennité des pratiques actuelles en matière de conditionnement des déchets à vie longue et qui projette sur l'avenir proche le ratio de conditionnement actuel (nombre de colis réalisés effectivement suite au traitement d'une tonne de combustible). Ce ratio dépend essentiellement des mélanges effectués pour optimiser les opérations et est une combinaison :

- pour les déchets directement issus des combustibles usés : de facteurs issus de l'Inventaire national des matières et déchets radioactifs réalisé par l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA) ;
- pour les déchets non issus directement du combustible (grappes de commande…) et pour lesquels une durée de vie moyenne de 10 ans est postulée : sur la base d'un retour d'expérience.

Concernant EDF Energy

Les données relatives à l'indicateur « Déchets radioactifs de Moyenne Activité » des activités nucléaires d'EDF Energy sont fondées sur l'inventaire des déchets radioactifs produits dans l'année, établi par la *Nuclear Decommissioning Authority*. Il s'agit d'une estimation du volume annuel des déchets qui seront considérés et classifiés comme des déchets radioactifs à Moyenne Activité à la fin de vie des sites de production nucléaire. Ces estimations incluent les conditionnements qui seront nécessaires pour assurer le transport des déchets hors des sites. L'ensemble des déchets radioactifs de moyenne activité sont entreposés sur les sites de production nucléaire dans l'attente d'une décision nationale sur leur traitement final.

Les « Déchets radioactifs de Faible Activité » incluent les dessiccants qui sont expédiés en traitement sous forme de déchets de Moyenne Activité conformément à la réglementation en vigueur.

Précisions sur les rejets d'activité

Les rejets d'activité dans l'air et dans l'eau d'EDF en France font l'objet de mesures continues. Les données publiées correspondent :

- à une donnée mesurée pour le tritium, sur la période de décembre N-1 à novembre N ;
- à une donnée calculée à partir de la production, pour le carbone 14, de janvier N à décembre N.

Précisions sur la quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables

Pour Dalkia, la quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables est calculée au prorata des quantités d'énergie renouvelable entrante dans leurs systèmes.

Précisions sur les dépenses environnementales

Les dépenses de protection de l'environnement sont des dépenses déclarées par les différentes entités d'EDF.

La définition retenue des dépenses de protection de l'environnement est issue de la recommandation du Conseil National de la Comptabilité du 21 octobre 2003 (elle-même issue de la recommandation européenne du 30 mai 2001). Les dépenses environnementales sont les dépenses supplémentaires identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que l'entreprise a occasionnés ou pourrait occasionner par ses activités, à l'environnement.

Ces coûts sont liés, entre autres :

- à l'élimination des déchets et aux efforts entrepris pour en limiter la quantité ;
- à la lutte contre la pollution des sols, des eaux de surface et des eaux souterraines ;

- à la préservation de la qualité de l'air et du climat ;
- à la réduction des émissions sonores ;
- à la protection de la biodiversité et du paysage ;
- à la déconstruction de centrales.

L'évaluation porte sur des coûts hors taxes répartis sur trois postes principaux :

- les dépenses d'exploitation (y compris les études relevant de dépenses d'exploitation), hors les dépenses ayant précédemment fait l'objet d'une provision ;
- les dépenses d'investissement (y compris les études afférentes) ;
- les dotations aux provisions (notamment celles liées à la protection contre les rayonnements), y compris les charges d'actualisation.

3.4.2.3 Précisions sur les données sociales

Depuis 2011, la population considérée dans la collecte est l'ensemble des salariés ayant un contrat de travail non suspendu avec une des sociétés du Groupe.

Précision sur le calcul des effectifs et mouvements

L'effectif comprend des salariés qui sont co-employés par EDF et Engie. Ainsi, un employé travaillant à 50 % pour EDF est compté pour 0,5 dans l'effectif publié.

Les indicateurs « Autres arrivées » et « Autres départs » comprennent notamment :

- les mouvements entre sociétés du Groupe ;
- les mouvements des effectifs bénéficiant du statut des Industries électriques et gazières, conformément à une convention sectorielle (statut des IEG) ;
- les mouvements de certaines catégories de salariés, notamment les alternants, les médecins et les personnels mis à disposition d'organismes externes.

Ces mouvements ne sont donc pas comptabilisés dans les embauches, démissions ou licenciements.

Précision sur le calcul de l'absentéisme

EDF prend en compte, dans son calcul de l'absentéisme, les absences correspondant aux motifs suivants : les absences pour maladie, les absences pour accident du travail et de trajet ainsi que les absences diverses telles que les absences non rémunérées et les absences injustifiées, notamment. Les absences relatives aux activités sociales et syndicales, les congés de préretraite et les absences maternelles sont exclus. Le nombre d'heures travaillées pris en compte pour le calcul du taux d'absentéisme est le nombre d'heures théoriques travaillées.

Au niveau Groupe, l'indicateur « nombre de jours moyen d'absences » est la somme des absences pour maladies, décomptées en jours ouvrés au prorata du temps de travail des salariés, et des absences dues aux accidents du travail, décomptées en jours calendaires.

Précision sur les indicateurs d'accidentologie

Pour EDF et ERDF, les données relatives au nombre d'accidents survenus au cours de l'année et au nombre de jours d'arrêt pour accident du travail sont extraites de l'outil SI RH (Sprint) ou par défaut du SI Sécurité (Ariane Web). En cas d'écart constaté entre le nombre d'accidents ou le nombre de jours d'arrêt de travail comptabilisé sous Sprint et sous Ariane Web, la règle retenue par le Groupe est de prendre en compte la donnée la plus pénalisante entre les deux systèmes.

Le taux de fréquence n'intègre pas les accidents de trajet entre le domicile et le lieu de travail. Les accidents routiers peuvent être pris en compte lorsque la législation locale les considère comme accidents de travail. Le nombre d'accidents mortels prend en compte les accidents de travail et les accidents de trajet des employés. Il n'intègre pas les accidents mortels de sous-traitants.

Précision sur les indicateurs de formation

Les formations pour lesquelles les justificatifs ne sont pas reçus à la date de clôture du *reporting* ne sont pas prises en compte.

Précision sur les indicateurs de suivi des salariés en situation de handicap

Dans les pays où la réglementation n'impose pas de déclaration obligatoire du nombre d'employés en situation de handicap, la donnée reportée est communiquée sur la base des déclarations volontaires des salariés. Certaines filiales ne communiquent pas de données sur cette thématique.

3.4.3 NOTATION EXTRAFINANCIÈRE

Les évaluations des principales agences de notation spécialisées et de gestionnaires de fonds éthiques indiquent la performance du Groupe en matière de RSE, dans son secteur de référence. Les évaluations et récompenses soulignent la reconnaissance externe de la performance Développement durable du Groupe.

Indices boursiers éthiques et évaluations des agences de notation extrafinancières

Indice FTSE4Good

En mars 2012, le groupe EDF a été admis au sein de l'indice FTSE4Good. L'admission d'EDF au FTSE4Good est réexaminée tous les six mois, et EDF a été systématiquement confirmé depuis son entrée dans l'indice. En 2015, la notation est de 4,5 sur 5, en progression continue par rapport aux années précédentes (4,3 en 2014 et 3,7 en 2013), et surtout le groupe EDF devient leader de son secteur d'activité en obtenant la meilleure performance parmi toutes les entreprises évaluées.

À fin 2015, le groupe EDF maintient son inclusion dans l'indice boursier éthique visé par ses Engagements de responsabilité d'entreprise (FTSE4Good), et réalise des progrès significatifs dans la notation.

Indices Euronext Vigeo

En novembre 2012, Euronext et Vigeo ont lancé conjointement une gamme d'indices distinguant les entreprises cotées en bourse qui démontrent les meilleures performances en matière de Responsabilité Sociale. Ces indices sont actualisés deux fois par an, en mai et novembre.

À fin 2015, EDF fait partie des indices Euronext Vigeo Europe 120, Eurozone 120 et France 20. En 2014, dernière notation, EDF a obtenu une note de 58 sur 100, en progression (55 à fin 2012). Il se classe 10e *ex aequo* des 43 entreprises du secteur des *Electric & Gas Utilities*.

Dow Jones Sustainability Indexes (DJSI)

En 2015, EDF obtient le très bon score de 79 sur 100, stable par rapport à 2014 (79 sur 100) et en progression de 13 points par rapport à 2013 (66 sur 100), soit 27 points de plus que la moyenne du secteur des *Electric Utilities* (52 en 2015). Dans son rapport annuel 2016 *(Sustainability Yearbook),* RobecoSam distingue une nouvelle fois le groupe EDF à travers la qualification de *Yearbook member,* qui signifie que la performance du groupe se situe dans le top 15 % des entreprises les plus performantes de son secteur d'activité.

Carbon Disclosure Project (CDP)

EDF fait partie du *Carbon Disclosure Leadership Index* (CDLI) France.

Pour l'année 2015, EDF a obtenu pour la première fois la note maximale de 100 sur 100 au score de transparence (en progression de 2 points par rapport à 2014 et 5 points par rapport à 2013) et progresse aussi en performance en obtenant la note de A - au score de performance (B en 2014 et en 2013, note allant de A à F).

Sustainalytics

En 2015, EDF obtient la note de 78 sur 100, en progression de 2 points par rapport à 2014 et de 7 points par rapport à 2013 et se classe 14e sur les 224 entreprises du secteur des *Utilities*. EDF est membre de l'indice *STOXX ESG Leaders Index*.

OEKOM

EDF obtient la note de C+, comme en 2014 (C+ en 2014 et C en 2013, avec une échelle de D- à A+).

Morgan Stanley Capital International (MSCI)

En 2014, EDF obtient le niveau *Advanced Level*, avec un score de A, en progression par rapport à l'année précédente (BBB en 2013, sur une échelle de CCC à AAA). À ce jour, la notation 2015 n'est pas encore disponible.

EcoVadis

EDF obtient en 2015 la note de 72 sur 100 et le niveau *Advanced Level*.

Afnor Acesia Solutions Achats

En 2015 EDF obtient la note de 91 sur 100, en progression de 6 points par rapport à la précédente évaluation (85 sur 100).

Distinctions

- Classement CAC 40 Enjeux les Échos : dans ce classement réalisé pour la première fois en 2014 sur les entreprises du CAC 40 les plus engagées en matières de RSE, EDF obtient en 2015 le score de 788 points sur 1 000 et se hisse à la 4e place du classement, en très forte progression par rapport à 2014 (14e place en 2014).
- PAP 50 Entreprises : dans cette étude de 2013, réalisée par WWF France, sur l'évaluation de la politique papier des 50 plus grandes entreprises françaises, EDF obtient la note de 52 sur 100, en progression de 11 points par rapport à l'enquête précédente de 2010 et se classe 20e du classement global. La prochaine étude aura lieu en 2016.
- Reconnaissances dans le cadre du marché des obligations vertes *(Green Bonds)* : en 2014, EDF a été plusieurs fois récompensé pour le *Green Bond* émis en novembre 2013, notamment par *Environmental Finance* (prix *Bond of the Year*) et *Global Capital* (prix *Best SRI or Green Bond Issuer*).
- Prix nationaux : en France en 2014, EDF est lauréat d'un prix « Partenariats gagnants » du Pacte PME ; l'Association française de la relation client (AFRC) a décerné la palme « Coup de cœur du jury » à EDF pour ses « Engagements EDF & Moi » en soulignant leur caractère innovant qui favorise le dialogue et la proactivité d'EDF auprès de ses clients.

3.5 Indicateurs environnementaux et sociaux

3.5.1 INDICATEURS ÉCONOMIQUES

	Unité	2015	2014	2013	Périmètre [1] 2015	Périmètre [1] 2014	Périmètre [1] 2013	Réf. GRI [2]
Indicateurs économiques								
Montant des indemnités versées ou à verser suite à une décision judiciaire en matière d'environnement [3]	k€	10,5	25	7,8	1	1	1	
Management								
Dépenses de protection de l'environnement		3 553	3 043	2 924	1	1	1	EN 30
dont dotations aux provisions	M€	*2 560*	*1 996*	*1 901*				
Management de l'environnement *(% du chiffre d'affaires consolidé Groupe couvert par une certification ISO 14001)*	%	98 [4]	98 [4]	95 [4]	2	2	2	

(1) Périmètre 1 : EDF.
Périmètre 2 : groupe EDF.
(2) GRI : Global Reporting Initiative, *version 3.*
(3) Hors frais de justice.
(4) Incluant les sociétés non intégrées dans le certificat Groupe.

3.5.2 INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX

					Périmètre [1]			
	Unité	2015	2014	2013 retraité [2]	2015	2014	2013	Réf. GRI
Combustibles & matières premières – consommation de combustibles								
Combustible nucléaire chargé en réacteur	t	1 120	1 272	s. o.	1	1	1	EN 1
Charbon	kt	15 065	18 151	23 644	2	2	2	EN 1
Fioul lourd	kt	867	833	870	2	2	2	EN 1
Fioul domestique	kt	368	345	372	2	2	2	EN 1
Gaz naturel	GWh PCI	100 013	95 340	103 131	2	2	2	EN 1
Gaz industriel	GWh PCI	4	474	8 018	2	2	2	EN 1
Eau [3] – matières premières consommées provenant de sources externes à l'entreprise								
Eau de refroidissement prélevée	10^9 m³	49,3	49,8	50,8	2	2	2	EN 8
dont la part eau douce	*10^9 m³*	*18,3*	*18,1*	*17,7*	*2*	*2*	*2*	*EN 8*
dont la part eau saumâtre (ou d'estuaire)	*10^9 m³*	*5,2*	*5,8*	*6,1*	*2*	*2*	*2*	
Eau de refroidissement restituée	10^9 m³	48,7	49,3	50,3	2	2	2	EN 21
dont la part eau douce	*10^9 m³*	*17,8*	*17,6*	*17,4*	*2*	*2*	*2*	*EN 21*
dont la part eau saumâtre (ou d'estuaire)	*10^9 m³*	*5,2*	*5,8*	*6,1*	*2*	*2*	*2*	
Air – émissions de gaz								
Émissions totales de CO_2, dues à la production d'électricité et de chaleur (incluant les installations non soumises à quotas)	Mt	59,1	64,3	79,3	2	2	2	EN 16
Émissions de SO_2	kt	70,0	82,5	113,6	2	2	2	EN 20
Émissions de NO_x	kt	92,2	117,6	169,9	2	2	2	EN 20
Poussières	t	4 385	5 205	7 761	2	2	2	EN 20
Particules (PM_{10}) – EDF	t	713	1 189	s. o.	1	1	1	EN 21
Particules (PM_{10}) – Groupe	t	2 660	3 374	n. c.	2	2	n. c.	EN 21
Mercure – EDF	t	0,04	0,07	s. o.	1	1	1	EN 21
Mercure – Groupe	t	0,18	0,27	n. c.	2	2	n. c.	EN 21
Émissions de CH_4	kt éq. CO_2	37,3	32,3	34,4	2	2	2	EN 16
Émissions de N_2O	kt éq. CO_2	238,9	274,3	313,1	2	2	2	EN 16
Émissions de SF_6 – EDF	kt éq. CO_2	58,6	64,2	s. o.	1	1	1	EN 16
Émissions de SF_6 – EDF + ERDF	kt éq. CO_2	69,2	72,5	s. o.	1a	1a	1a	EN 16
Émissions de SF_6 – Groupe	kt éq. CO_2	80,3	82,1	94,1	2	2	2	EN 16
Déchets conventionnels								
Déchets dangereux	t	64 411	82 504	63 978	2	2	2	EN 22
Déchets non dangereux	t	389 471	409 245	326 975	2	2	2	EN 22
Déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation	t	365 744	392 815	293 752	2	2	2	EN 22
Cendres produites	kt	2 657	3 062	3 859	2	2	2	EN 22
Énergie								
Énergies renouvelables : quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables (hors hydraulique)	GWh	19 163	18 811	17 692	2	2	2	EN 6
Consommation directe d'énergie, répartie par source primaire								
Consommations internes, électricité de pompage	TWh	7,0	8,0	s. o.	1	1	1	EN 3
Consommations internes, électricité	TWh	22,0	22,1	s. o.	1	1	1	EN 3

n. c. : non communiqué ; s. o. : sans objet.
(1) Périmètre 1 : EDF.
Périmètre 1a : EDF + ERDF.
Périmètre 2 : groupe EDF.
(2) Données Groupe retraitées pro forma 2014 (voir section 3.4.2.1 « Périmètre de reporting »).

INDICATEURS NUCLÉAIRES – EDF

	Unité	2015	2014	2013	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau (1)					
Carbone 14	GBq/réact.	12,9	12,8	12,5	EN 21
Tritium	TBq/réact.	18,1	17,5	18,6	EN 21
Rejets d'activité dans l'air (1)					
Carbone 14	TBq/réact.	0,17	0,17	0,17	EN 20
Tritium	TBq/réact.	0,50	0,50	0,49	EN 20
Combustible					
Combustible nucléaire usé évacué	t	1 216	1 124	1 099	EN 24
Déchets nucléaires de déconstruction					
Déchets radioactifs de Très Faible Activité (TFA) (2)	m³	1 847	2 580 *(2 580)* *	1 214 *(1 214)* *	EN 24
Déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité (FMA) (2)	m³	914	659 *(576)* *	513 *(407)* *	EN 24
Déchets nucléaires d'activité					
Déchets radioactifs solides de Très Faible Activité (2)	m³/TWh	6,0	7,6 *(7,4)* *	8,7 *(8,3)* *	EN 24
Déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à Vie courte (2)	m³/TWh	16,4	15,4 *(15,8)* *	19,0 *(17,7)* *	EN 24
Déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie longue	m³/TWh	0,88	0,88	0,86	EN 24

(1) Les rejets d'activité dans l'air et dans l'eau d'EDF en France font l'objet de mesures continues.
Les données publiées correspondent :
– à une donnée mesurée, pour le tritium, sur la période de décembre N-1 à novembre N ;
– à une donnée calculée à partir de la production, pour le carbone 14, de janvier à décembre N.
(2) La méthodologie concernant les déchets nucléaires issus de la déconstruction et d'activité a été mise à jour (voir section 3.4.2.2 « Précisions sur les données environnementales »).
** Les valeurs déterminées selon la nouvelle méthodologie sont présentées entre parenthèses.*

INDICATEURS NUCLÉAIRES – EDF ENERGY

	Unité	2015	2014	2013	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau					
Tritium – réacteur AGR *(Advanced Gas-cooled Reactor)*	TBq/réact.	120	129	150	EN 21
Tritium – réacteur PWR *(Pressurised Water Reactor)*	TBq/réact.	19	67	41	EN 21
Rejets d'activité dans l'air					
Carbone 14 – réacteur AGR	TBq/réact.	0,69	0,64	0,67	EN 20
Carbone 14 – réacteur PWR	TBq/réact.	0,24	0,26	0,20	EN 20
Tritium – réacteur AGR	TBq/réact.	0,71	0,66	0,59	EN 20
Tritium – réacteur PWR	TBq/réact.	0,68	0,92	0,80	EN 20
Combustible					
Uranium évacué	t	172	193	177	EN 24
Déchets nucléaires					
Déchets radioactifs à Faible Activité évacués	m³	485	452	655	EN 24
Déchets radioactifs à Moyenne Activité générés	m³	178	178	178	EN 24

3.5.3 INDICATEURS SOCIAUX

Groupe EDF	Unité	2015	2014	2013	Réf. GRI
Effectif physique au 31/12 & répartition					
EDF + ERDF	Nombre	110 610	111 040	109 754	LA 1
Total groupe EDF *	Nombre	159 112	158 161	158 467	LA 1
Répartition des salariés par âge					
Salariés de moins de 25 ans *	%	8	9	8	
Salariés de 25 à 35 ans *	%	28	27	25	
Salariés de 36 à 45 ans *	%	25	25	25	
Salariés de 46 à 55 ans *	%	28	30	32	
Salariés de 56 ans et plus *	%	11	10	10	
Répartition des salariés par zone géographique (selon siège social)					
France	Nombre	133 406	132 107	129 492	
dont Dalkia International en 2013					
dont Citelum et Dalkia pour 2015 et 2014	*Nombre*	*16 036*	*14 207*	*13 056*	
Royaume-Uni	Nombre	14 908	15 727	16 190	
Italie	Nombre	4 950	4 955	5 175	
Autres pays européens	Nombre	5 521	5 207	6 114	
Autres international	Nombre	327	165	1 496	
Nombre de cadres	*Nombre*	*45 935*	*44 539*	*42 327*	*LA 1*
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres (1)	%	30,0	28,65	25,7	LA 13
Nombre de non-cadres	*Nombre*	*113 177*	*113 622*	*116 140*	*LA 13*
Égalité professionnelle					
Effectif hommes *	Nombre	117 295	116 582	116 928	LA 13
Effectif femmes *	Nombre	41 817	41 579	41 539	LA 13
Hommes cadres	Nombre	33 383	32 626	31 468	LA 13
Femmes cadres	Nombre	12 552	11 913	10 859	LA 13
Embauches/départs					
Embauches	Nombre	8 866	10 385	10 945	LA 2
Autres arrivées (2)	Nombre	8 466	6 628	8 027	LA 2
Départs retraite/inactivité	Nombre	4 722	4 665	4 321	LA 2
Démissions (3)	Nombre	2 104	1 727	1 768	LA 2
Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office	Nombre	1 097	815	824	LA 2
Autres départs (2)	Nombre	8 289	7 963	8 424	LA 2
Rémunérations					
Rémunérations brutes totales	Millions d'euros	cf. p. 341	Note RG 10.1	7 494	
Salariés à temps partiel	Nombre	11 491	11 977	12 943	LA 1
Absentéisme					
Nombre de jours moyen d'absence (maladie + accident)	Nombre	9,2	9,1	8,8	
Conditions d'hygiène et de sécurité					
Accidents mortels	Nombre	3	4	4	LA 7
Taux de fréquence (4)		3,2	3,1	3,1	LA 7
Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)	Nombre	757	694	750	LA 7
Taux de gravité (5)		0,20	0,17	0,16	
Relations professionnelles					
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives	%	90	91	89	LA 4
Formation					
Nombre total d'heures de formation	Nombre	9 085 028	8 915 338	8 636 882	
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation	Nombre	138 839	135 040	134 910	LA 10
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap					
Nombre d'employés en situation de handicap (6)	Nombre	5 232	5 086	4 645	LA 13

(1) Ce pourcentage représente le nombre de femmes cadres par rapport au nombre de femmes salariées.
(2) Les entrées ou sorties de périmètre sont comptées respectivement en « Autres arrivées » et « Autres départs ». Les entrées d'alternants sont comptabilisées dans « Autres entrées ».
(3) Les fins des contrats particuliers (dont les alternants) sont comptés dans « Autres départs » quelle que soit la suite donnée. Les départs en cours de période d'essai sont comptés en « Autres départs ».
(4) Le taux de fréquence représente le nombre d'accident du travail en service avec arrêt d'un jour ou plus pour un million d'heures travaillées.
(5) Le taux de gravité représente le nombre de jours d'arrêt pour un millier d'heures travaillées.
(6) Dans certaines filiales cette donnée est déclarative.

EDF	Unité	2015	2014	2013	Réf. GRI
Effectif physique au 31/12 & répartition					
Statutaires (au 31/12)	Nombre	67 088	67 567	66 561	LA 1
Non statutaires CDI	Nombre	479	461	434	LA 1
Non statutaires CDD	Nombre	4 013	4 153	4 094	LA 1
Total non statutaires	Nombre	4 492	4 614	4 528	LA 1
Effectif total	Nombre	71 580	72 181	71 088	LA 1
Nombre de cadres	*Nombre*	*31 192*	*30 701*	*29 595*	*LA 1*
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres	%	28,4	27,8	26,8	LA 13
Nombre de non-cadres	*Nombre*	*40 388*	*41 480*	*41 493*	*LA 13*
Techniciens et agents de maîtrise	Nombre	33 016	33 531	33 410	LA 13
Agents d'exécution	Nombre	7 372	7 949	8 084	LA 13
Égalité professionnelle					
Effectif hommes	Nombre	49 099	49 524	48 991	LA 13
Effectif femmes	Nombre	22 481	22 657	22 097	LA 13
Hommes cadres	Nombre	22 315	22 175	21 650	LA 13
Femmes cadres	Nombre	8 877	8 526	7 945	LA 13
Embauches/départs					
Embauches	Nombre	2 760	4 236	4 433	LA 2
Intégration & réintégration	Nombre	256	230	249	LA 2
Autres arrivées (1)	Nombre	2 809	3 022	3 598	LA 2
Départs retraite/inactivité	Nombre	2 433	2 499	2 134	LA 2
Démissions	Nombre	110	107	109	LA 2
Licenciements, révocations, mises en inactivité d'office	Nombre	23	9	16	LA 2
Décès	Nombre	77	68	81	LA 2
Autres départs (1)	Nombre	3 786	3 713	3 725	LA 2
Heures supplémentaires					
Volume d'heures supplémentaires	En milliers	2 835	2 770	2 847	
Main-d'œuvre extérieure					
Nombre moyen mensuel d'intérimaires	Nombre	n. d.	n. d.	1 948	LA 1
Organisation du temps de travail					
Salariés à temps plein	Nombre	64 318	64 534	62 990	LA 1
Salariés à temps partiel	Nombre	7 262	7 647	8 098	LA 1
Salariés en service continu	Nombre	6 860	6 955	6 917	LA 1
Absentéisme					
Absentéisme	%	3,7	3,7	3,8	LA 7
Heures maternité & congés familiaux/durée effective du travail	%	0,8	0,8	0,8	LA 7

n. d. : non disponible.
(1) Les arrivées et départs des CDD saisonniers sont exclus du décompte.

EDF	Unité	2015	2014	2013	Réf. GRI
Conditions d'hygiène et de sécurité					
Nombre de maladies professionnelles déclarées dans l'année à la Sécurité sociale		64	51	53	
Accidents mortels	Nombre	0	2	0	LA 7
Taux de fréquence		2,6	2,8	2,7	LA 7
Taux de gravité		0,16	0,14	0,14	LA 7
Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)	Nombre	261	284	273	LA 7
Rémunérations – charges de personnel – intéressement					
Rémunérations mensuelles principales					
Cadres	euros	4 361	4 334	4 327	EC 1
Techniciens et agents de maîtrise	euros	2 606	2 608	2 615	EC 1
Agents d'exécution	euros	1 871	1 864	1 870	EC 1
Charges de personnel	Millions d'euros	6 525	6 408	6 366	EC 1
Montant moyen de l'intéressement par salarié	euros	2 107	1 980	1 820	EC 1
Relations professionnelles					
Nombre d'accords collectifs signés (France)	Nombre	2	3	8	HR 5
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives (2)	%	93	93	93	LA 4
Formation					
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation	Nombre	63 748	63 252	62 074	LA 10
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap					
Nombre d'employés en situation de handicap	Nombre	2 157	2 093	1 946	LA 13
Nombre de travailleurs en situation de handicap embauchés	Nombre	91	112	110	LA 13
Œuvres sociales					
Budget des Comités (montant comptabilisé au titre du 1 %)	Millions d'euros	201	199	205	

(2) Les employés d'EDF ne dépendent pas d'une convention collective au sens de la loi mais du statut des Industries électriques et gazières.

3.6 Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes

Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées figurant dans le rapport de gestion, tel qu'inclus dans le document de référence.

Exercice clos le 31 décembre 2015

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaire aux comptes de la société Électricité de France SA désigné organisme tiers indépendant, accrédité par le COFRAC sous le numéro 3-1048 [1], nous vous présentons notre rapport sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2015 (ci-après les « Informations RSE »), présentées dans le rapport de gestion inclus au chapitre 3 du document de référence en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce.

Responsabilité de la société

Il appartient au Conseil d'administration d'établir un rapport de gestion comprenant les Informations RSE prévues à l'article R. 225-105-1 du Code de commerce, conformément aux référentiels utilisés par la société (ci-après le « Référentiel »), dont un résumé figure dans le rapport de gestion inclus au document de référence dans la partie « Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales » et disponibles sur demande auprès du siège de la société.

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les textes réglementaires, le code de déontologie de la profession ainsi que les dispositions prévues à l'article L. 822-11 du Code de commerce. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des règles déontologiques, des normes d'exercice professionnel et des textes légaux et réglementaires applicables.

Responsabilité du Commissaire aux comptes

Il nous appartient, sur la base de nos travaux :

- d'attester que les Informations RSE requises sont présentes dans le rapport de gestion ou font l'objet, en cas d'omission, d'une explication en application du troisième alinéa de l'article R. 225-105 du Code de commerce (Attestation de présence des Informations RSE) ;
- d'exprimer une conclusion d'assurance modérée sur le fait que les Informations RSE, prises dans leur ensemble, sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère conformément au Référentiel (Avis motivé sur la sincérité des Informations RSE) ;
- d'exprimer, à la demande de la société, une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que les informations sélectionnées par la société et identifiées par le signe * dans le chapitre 3 du document de référence ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Référentiel.

Nos travaux ont mobilisé les compétences de 11 personnes et se sont déroulés entre septembre 2015 et février 2016 pour une durée d'intervention d'environ 15 semaines. Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos experts en matière de RSE.

Nous avons conduit les travaux décrits ci-après conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, et à l'arrêté du 13 mai 2013 déterminant les modalités dans lesquelles l'organisme tiers indépendant conduit sa mission et, concernant l'avis motivé sur la sincérité et l'attestation d'assurance raisonnable, à la norme internationale ISAE 3000 [2].

1. ATTESTATION DE PRÉSENCE DES INFORMATIONS RSE

Nature et étendue des travaux

Nous avons pris connaissance, sur la base d'entretiens avec les responsables des directions concernées, de l'exposé des orientations en matière de Développement durable, en fonction des conséquences sociales et environnementales liées à l'activité de la société et de ses engagements sociétaux et, le cas échéant, des actions ou programmes qui en découlent.

Nous avons comparé les Informations RSE présentées dans le rapport de gestion inclus au document de référence avec la liste prévue par l'article R. 225-105-1 du Code de commerce.

En cas d'absence de certaines informations consolidées, nous avons vérifié que des explications étaient fournies conformément aux dispositions de l'article R. 225-105 alinéa 3 du Code de commerce.

Nous avons vérifié que les Informations RSE couvraient le périmètre consolidé, à savoir la société ainsi que ses filiales au sens de l'article L. 233-1 et les sociétés qu'elle contrôle au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce, avec les limites précisées dans la note méthodologique présentée au paragraphe 3.4.2 du document de référence.

Conclusion

Sur la base de ces travaux et compte tenu des limites mentionnées ci-dessus, nous attestons de la présence dans le rapport de gestion inclus au document de référence des Informations RSE requises.

2. AVIS MOTIVÉ SUR LA SINCÉRITÉ DES INFORMATIONS RSE

Nature et étendue des travaux

Nous avons mené une centaine d'entretiens avec les personnes responsables de la préparation des Informations RSE auprès des Directions en charge des processus de collecte des informations et, le cas échéant, responsables des procédures de contrôle interne et de gestion des risques, afin :

- d'apprécier le caractère approprié du Référentiel au regard de sa pertinence, son exhaustivité, sa fiabilité, sa neutralité et son caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- de vérifier la mise en place d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à l'exhaustivité et à la cohérence des Informations RSE et prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration des Informations RSE.

1. *Dont la portée est disponible sur le site www.cofrac.fr.*
2. *ISAE 3000* – Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information.

Nous avons déterminé la nature et l'étendue de nos tests et contrôles en fonction de la nature et de l'importance des Informations RSE au regard des caractéristiques de la société, des enjeux sociaux et environnementaux de ses activités, de ses orientations en matière de Développement durable et des bonnes pratiques sectorielles.

Pour les informations RSE que nous avons considérées les plus importantes, listées en annexe 1 du présent rapport :

- au niveau de l'entité consolidante, nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour corroborer les informations qualitatives (organisation, politiques, actions), nous avons mis en œuvre des procédures analytiques sur les informations quantitatives et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des données et nous avons vérifié leur cohérence et leur concordance avec les autres informations figurant dans le rapport de gestion ;
- au niveau d'un échantillon représentatif d'entités et de directions listées en annexe 2 du présent rapport, sélectionnées en fonction de leur activité, de leur contribution aux indicateurs consolidés, de leur implantation et d'une analyse de risque, nous avons mené des entretiens pour vérifier la correcte application des procédures et mis en œuvre des tests de détail sur la base d'échantillonnages, consistant à vérifier les calculs effectués et à rapprocher les données des pièces justificatives. L'échantillon ainsi sélectionné représente 69 % des effectifs et entre 17 % et 100 % des informations quantitatives environnementales.

Pour les autres informations RSE consolidées, nous avons apprécié leur cohérence par rapport à notre connaissance de la société.

Enfin, nous avons apprécié la pertinence des explications relatives, le cas échéant, à l'absence totale ou partielle de certaines informations.

Nous estimons que les méthodes d'échantillonnage et tailles d'échantillons que nous avons retenues en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée ; une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus. Du fait du recours à l'utilisation de techniques d'échantillonnage ainsi que des autres limites inhérentes au fonctionnement de tout système d'information et de contrôle interne, le risque de non-détection d'une anomalie significative dans les Informations RSE ne peut être totalement éliminé.

Conclusion

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que les Informations RSE, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément au Référentiel.

3. ATTESTATION D'ASSURANCE RAISONNABLE SUR UNE SÉLECTION D'INFORMATIONS RSE

Nature et étendue des travaux

Concernant les informations sélectionnées par la société, présentées en annexe 1 comme faisant l'objet d'une assurance raisonnable, et identifiées dans le rapport de gestion par le signe *, nous avons mené des travaux de même nature que ceux décrits dans la partie 2 ci-dessus pour les informations RSE considérées les plus importantes mais de manière plus approfondie, en particulier en ce qui concerne le nombre de tests.

L'échantillon sélectionné représente 69 % des effectifs et 51 % des émissions de CO_2.

Nous estimons que ces travaux nous permettent d'exprimer une assurance raisonnable sur les informations sélectionnées par la société et identifiées par le signe *.

Conclusion

À notre avis, les informations sélectionnées par la société et identifiées par le signe * sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère conformément au Référentiel.

Neuilly-sur-Seine, le 15 février 2016

L'un des Commissaires aux comptes,

Deloitte & Associés

Patrick E. Suissa
Associé, Audit

Florence Didier-Noaro
Associée, Développement durable

ANNEXE 1 INFORMATIONS RSE CONSIDÉRÉES LES PLUS IMPORTANTES

Informations quantitatives sociales faisant l'objet d'une assurance raisonnable

Groupe EDF :

- Effectif au 31 décembre
- Répartition des salariés par âge
- Effectif hommes
- Effectif femmes

Informations quantitatives sociales faisant l'objet d'une assurance modérée

Groupe EDF :

- Hommes cadres
- Femmes cadres
- Pourcentage de femmes dans le collège Cadres
- Embauches
- Autres arrivées
- Départs retraite/inactivité
- Démissions
- Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office
- Autres départs
- Nombre de jours moyen d'absence (maladie + accident)
- Accidents mortels (salariés)
- Accidents mortels (prestataires)
- Taux de fréquence
- Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)
- Taux de gravité
- Nombre total d'heures de formation
- Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation
- Nombre d'employés en situation de handicap

EDF :

- Nombre de maladies professionnelles déclarées dans l'année à la Sécurité Sociale

Information quantitative environnementale faisant l'objet d'une assurance raisonnable

Groupe EDF :

- Émissions totales de CO_2, dues à la production d'électricité et de chaleur (incluant les installations non soumises à quotas)

Informations quantitatives environnementales faisant l'objet d'une assurance modérée

Groupe EDF :

- Combustibles & matières premières – consommation de combustibles
  - Charbon
- Eau – matières premières consommées provenant de sources externes à l'entreprise
  - Eau de refroidissement prélevée
  - Eau de refroidissement prélevée, dont la part eau douce
  - Eau de refroidissement restituée
  - Eau de refroidissement restituée, dont la part eau douce
- Air – émissions de gaz
  - Émissions de SO_2
  - Émissions de NO_x
  - Poussières
  - Émissions de SF_6
- Déchets conventionnels
  - Déchets dangereux
  - Déchets non dangereux
  - Déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation
  - Cendres produites
- Énergie
  - Énergies renouvelables : quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables (hors hydraulique)
- Indicateurs nucléaires – EDF :
  - Combustible nucléaire chargé en réacteur
  - Rejets d'activité dans l'air :
    - Carbone 14
    - Tritium
  - Rejets d'activité dans l'eau :
    - Carbone 14
    - Tritium
  - Combustible nucléaire évacué
  - Déchets nucléaires de déconstruction
    - Déchets radioactifs de Très Faible Activité (TFA)
    - Déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité (FMA)
  - Déchets nucléaires d'activité
    - Déchets radioactifs solides de Très Faible Activité
    - Déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à Vie Courte
    - Déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue
- Indicateurs nucléaires – EDF Energy :
  - Rejets d'activité dans l'eau :
    - Tritium – réacteur AGR *(Advanced Gas-cooled Reactor)*
    - Tritium – réacteur PWR *(Pressurised Water Reactor)*
  - Rejets d'activité dans l'air :
    - Carbone 14 – réacteur AGR
    - Carbone 14 – réacteur PWR
    - Tritium – réacteur AGR
    - Tritium – réacteur PWR
  - Uranium évacué
  - Déchets radioactifs à faible activité évacués
  - Déchets radioactifs à moyenne activité générés

Informations qualitatives sociales revues au niveau Groupe

- Paragraphe « Le développement des compétences : préparer l'avenir »
- Paragraphe « Garantir les meilleures conditions de santé et de sécurité au travail pour tous »
- Paragraphe « Organisation et temps de travail »
- Paragraphe « Un dialogue social de qualité »

Informations qualitatives environnementales revues au niveau Groupe

- Paragraphe « Système de management environnemental »
- Paragraphe « Stratégie d'adaptation au changement climatique »
- Paragraphe « Impact sur l'eau »
- Paragraphe « Protection de la biodiversité »

Informations qualitatives sociétales revues au niveau Groupe

- Paragraphe « Éthique & Conformité »
- Paragraphe « Écoute et dialogue avec les parties prenantes »
- Paragraphe « Contribution au développement économique »
- Paragraphe « Achats responsables »
- Paragraphe « La sous-traitance responsable : une réalité »

ANNEXE 2 ENTITÉS SÉLECTIONNÉES

Entités sélectionnées au sein d'EDF SA

- Agence RH de Rouen
- Agence RH de Marseille
- Centre nucléaire de production d'électricité de Paluel
- Centre nucléaire de production d'électricité de Nogent
- Centre nucléaire de production d'électricité de Chooz B
- Centrale nucléaire en déconstruction de Chooz A
- Centrale nucléaire en déconstruction de Chinon A
- Centrale de production thermique de Cordemais
- Centrale de production thermique du Havre
- Centrale de production thermique de Montereau
- Centrale de production thermique de Pointe-des-Carrières
- Centrale thermique en déconstruction de Richemont
- Centre de post-exploitation de Vaires-sur-Marne
- Centrale de production hydraulique de Guerledan
- Division production et ingénierie Hydraulique
- Division Production Nucléaire – Unité d'ingénierie d'exploitation
- Division Production Nucléaire – Unité technique opérationnelle
- Division Ingénierie Nucléaire – Direction de Projets Déconstruction Déchets
- Division Combustible Nucléaire

Entités sélectionnées au sein d'ERDF

- Direction Régionale de Lorraine
- Direction Régionale de Midi-Pyrénées - Sud
- Unité service régionale Sud-Ouest
- Unité service régionale Méditerranée

Entité sélectionnée en Asie-Pacifique

- Site de MECO

Entités sélectionnées au sein d'EDF Energy

- *Combined Cycle Gas Turbine of Cottam*
- *Nuclear power plant of Dungeness B*
- *Nuclear power plant of Sizewell B*
- *HR center of Crawley*

Entités sélectionnées au sein d'EDF Énergies Nouvelles

- EDF EN France (RH)
- Reetec (RH)

Entités sélectionnées au sein d'Edison, activités d'exploration-production

- Norway (déchets)
- Abu Qir (émissions et déchets)

Entités sélectionnées au sein de Fenice

- Mirafiori
- Fenice Italy (RH)

Entités sélectionnées au sein de Tiru

- Vérification des données consolidées de Tiru

Entités sélectionnées au sein de Dalkia

- Vérification des données consolidées de Dalkia

Alignement d'éoliennes au Chemin d'Ablis
©EDF - Marc Didier

4 Gouvernement d'entreprise

4.1 Code de gouvernement d'entreprise 208

4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 209

4.2.1 Composition du Conseil d'administration 209
4.2.2 Fonctionnement du Conseil d'administration 226
4.2.3 Les Comités du Conseil d'administration 229

4.3 Organes créés par la Direction Générale 232

4.3.1 Composition du Comité exécutif 232
4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif 232

4.4 Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration et de Direction Générale 234

4.4.1 Absence de liens familiaux 234
4.4.2 Absence de condamnation 234
4.4.3 Conflits d'intérêts 234

4.5 Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants 235

4.5.1 Participation des administrateurs 235
4.5.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société 236

4.6 Rémunération et avantages 236

4.6.1 Rémunération des mandataires sociaux 236
4.6.2 Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites 239

4.7 Rapport 2015 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques 240

4.8 Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration 260

4.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère au code AFEP-MEDEF, qui est le code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce [1], sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Ces spécificités, qui résultent du statut d'entreprise publique d'EDF et en particulier de l'application à la Société de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 et de ses textes d'application, de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public et du décret n° 53-707 du 9 août 1953, sont détaillées dans le présent document de référence et concernent notamment :

- la composition du Conseil d'administration (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration ») ;
- les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF (voir la section 4.2.2.3 « Mode d'exercice de la Direction Générale – nomination et attributions du Président-Directeur Général ») ;
- les modalités de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général (voir section 4.6.1.1.1 « Modalités de détermination de la rémunération ») ; ou
- le mode d'exercice de la Direction Générale (voir section 4.2.2.3 « Mode d'exercice de la Direction Générale – nomination et attributions du Président-Directeur Général »).

Outre les spécificités rappelées ci-avant, le tableau ci-dessous recense les recommandations du code AFEP-MEDEF qui ne sont pas appliquées par la Société et les explications correspondantes :

Recommandation du code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du document de référence correspondante
Renouvellement échelonné du Conseil d'administration Recommandation n° 14 : *« L'échelonnement des mandats doit être organisé de façon à éviter un renouvellement en bloc et à favoriser un renouvellement harmonieux des administrateurs. »*	Le renouvellement en bloc du Conseil d'administration tous les cinq ans n'est plus obligatoire en application de l'ordonnance du 20 août 2014 mais la Société n'a pas mis en œuvre le renouvellement échelonné du Conseil d'administration.	La Société a modifié ses statuts lors de l'Assemblée générale du 21 novembre 2014 en vue de mettre en œuvre la nouvelle composition du Conseil d'administration issue de l'ordonnance du 20 août 2014 et de réduire la durée du mandat des administrateurs à 4 ans. S'agissant de l'échelonnement du renouvellement des mandats, cette possibilité est désormais ouverte à la Société et pourra donc faire l'objet d'un examen par le Conseil d'administration.	Voir la section 4.2.2.1 (« Durée du mandat des administrateurs »).
Détention par les administrateurs d'actions de la Société Recommandation n° 20 : *« l'administrateur doit être actionnaire à titre personnel et posséder un nombre relativement significatif d'actions au regard des jetons de présence perçus : à défaut de détenir ces actions lors de son entrée en fonction, il doit utiliser ses jetons de présence à leur acquisition. »*	Les statuts de la Société et le règlement intérieur du Conseil ne prévoient pas que les administrateurs doivent posséder un nombre relativement significatif d'actions au regard des jetons de présence perçus.	En application de la loi du 26 juillet 1983, les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit. Par ailleurs, les jetons de présence perçus par les membres proposés par l'État ayant la qualité d'agents publics sont versés au budget de l'État. S'agissant des représentants de l'État n'ayant pas la qualité d'agents publics, ils ne peuvent percevoir que 30 % des jetons de présence qui leur sont dus, le solde étant versé au budget de l'État. Enfin, le Président du Conseil d'administration ne perçoit pas de jetons de présence. Compte tenu de la grande disparité des situations, le Conseil n'a pas établi de règle unique de détention d'actions de la Société. En outre, chaque administrateur doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient à titre personnel.	Voir les sections 4.6.1.2 (« Rémunération globale des administrateurs ») et 4.5 (« Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants »).

1. *Le Conseil d'administration de la Société, après avoir pris connaissance des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés, avait dès le 17 décembre 2008 exprimé son accord sur ces recommandations, considérant qu'elles s'inscrivaient dans la démarche de gouvernement d'entreprise d'EDF et qu'elles étaient déjà mises en œuvre par la Société.*

Recommandation du code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du document de référence correspondante
Détention par le Président-Directeur Général d'actions de la Société Recommandation n° 23.2.1 : « *Le Président du Conseil, le Directeur Général (…) doivent conserver au nominatif, jusqu'à la fin de leurs fonctions, un nombre significatif d'actions fixé périodiquement par le Conseil d'administration ou le Conseil de surveillance. Le nombre de titres, qui peut provenir de levées d'options d'actions ou d'actions de performance, doit être important et croissant, le cas échéant jusqu'à un niveau déterminé par le conseil.* »	Les statuts de la Société et le règlement intérieur du Conseil ne prévoient pas que le Président-Directeur Général doive posséder un nombre relativement significatif d'actions fixé périodiquement par le Conseil d'administration.	Le Président-Directeur Général ne perçoit pas de jetons de présence. Sa rémunération est plafonnée en application du décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 modifiant le décret n° 53-707 du 9 août 1953. Enfin, la Société n'a pas mis en place de plan d'options d'actions et/ou d'actions de performance au bénéfice des dirigeants mandataires sociaux. En conséquence, il a été décidé de ne pas mettre en œuvre cette recommandation. En outre, le dirigeant mandataire social doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient à titre personnel.	Voir les sections 4.6.1.1 (« Rémunération globale du Président-Directeur Général »), 4.6.2 (« Options de souscription ou d'achat d'actions – Actions gratuites ») et 4.5 (« Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants »).
Règles de répartition des jetons de présence Recommandation n° 21 : le mode de répartition des jetons de présence « *doit tenir compte, selon les modalités qu'il définit, de la participation effective des administrateurs au Conseil et dans les Comités, et donc comporter une part variable prépondérante* ».	Une part significative mais non « prépondérante » des jetons de présence est liée à la participation effective des administrateurs au Conseil et dans les Comités.	Des règles de répartition spécifiques ont été adoptées, qui tiennent compte en particulier du niveau de responsabilités et du temps consacré par les administrateurs à leurs fonctions. Si la part variable de la rémunération versée à titre de jetons de présence n'est pas prépondérante, la Société estime qu'elle est néanmoins significative et appropriée, dans la mesure où la part variable qui rémunère la présence effective des administrateurs représente 50 % de l'enveloppe totale des jetons de présence. Au demeurant, le taux de participation des administrateurs aux séances du Conseil est supérieur à 96 %.	Voir la section 4.6.1.2 (« Rémunération globale des administrateurs »).

4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

4.2.1 COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Jusqu'à l'Assemblée générale des actionnaires du 21 novembre 2014 et conformément à l'article 6 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, le Conseil d'administration de la Société était composé de dix-huit membres répartis en trois collèges : six administrateurs étaient nommés par l'Assemblée générale, six administrateurs représentant l'État étaient nommés par décret et enfin six administrateurs étaient élus par les salariés.

L'Assemblée générale réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts de la Société afin de mettre en œuvre les dispositions de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique. En application de cette ordonnance, EDF est désormais administré par un Conseil d'administration composé de trois à dix-huit membres, comprenant des membres nommés par l'Assemblée générale, le cas échéant sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance, un Représentant de l'État choisi par le Ministre chargé de l'économie parmi les agents publics conformément à l'article 4 de l'ordonnance, et un tiers de représentants des salariés élus conformément aux dispositions de la loi du 26 juillet 1983 [1].

À la date de dépôt du présent document de référence, le Conseil d'administration comprend dix-huit membres :

- onze administrateurs nommés par l'Assemblée générale, dont cinq sur proposition de l'État ;
- six administrateurs élus par les salariés ;
- un Représentant de l'État.

Le Commissaire du Gouvernement [2] et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société [3] ainsi que le Secrétaire du Comité central d'entreprise assistent aux séances du Conseil d'administration avec voix consultative. Toutefois, en application de l'article L. 311-5-7 du Code de l'énergie, issu de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le Commissaire du Gouvernement est informé des décisions d'investissement et peut s'opposer aux décisions dont la réalisation serait incompatible avec les objectifs du plan stratégique élaboré par la Société ou avec ceux de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

1. *Les représentants des salariés mentionnés au I de l'article 7 de l'ordonnance du 20 août 2014 sont soumis, pour leur élection et leur statut, aux mêmes dispositions que celles prévues, pour les représentants des salariés des entreprises relevant de la loi du 26 juillet 1983, aux chapitres II et III du titre II de cette loi.*
2. *Article 15 de l'ordonnance du 20 août 2014.*
3. *Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément à l'article 8 du décret n° 55-733 du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.*

Depuis le 1er janvier 2015 et jusqu'à la date du présent document de référence, les modifications suivantes sont intervenues dans la composition du Conseil d'administration :

Prénom, nom	Administrateur	Date de nomination	En remplacement de
M. Martin Vial	Représentant de l'État	Arrêté du 9 septembre 2015	M. Régis Turrini

Compte tenu des discussions engagées entre EDF et AREVA en 2015 (voir section 1.4.1.2.3.2 « Protocole d'accord avec AREVA »), M. Philippe Varin a suspendu, à compter du 9 juin 2015, sa participation aux travaux du Conseil d'administration d'EDF pendant la durée de ces discussions. Par une lettre en date du 31 mars 2016, M. Varin a fait part de sa décision de démissionner de son mandat d'administrateur d'EDF. Cette démission prendra effet à la date de l'Assemblée générale convoquée le 12 mai 2016. La nomination de Mme Claire Pedini, Directrice Générale Adjointe chargée des Ressources Humaines de Saint-Gobain, sera proposée à l'Assemblée générale du 12 mai 2016 en remplacement de M. Varin, avec effet à l'issue de l'Assemblée générale.

Représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration

En application de l'article L. 225-18-1 du Code de commerce et de l'ordonnance du 20 août 2014, EDF, en tant que société cotée et entreprise publique, est soumise aux règles relatives à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration et de surveillance, et la Société devra respecter une proportion de 40 % de femmes au sein du Conseil d'administration en 2017.

À la date du dépôt du présent document de référence, le Conseil d'administration d'EDF compte cinq femmes, dont deux parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de 27,8 % de femmes par rapport à l'ensemble du Conseil et de 25 % de femmes par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage conformément au code AFEP-MEDEF (c'est-à-dire hors administrateurs représentant les salariés). À l'issue de l'Assemblée générale du 12 mai 2016, le Conseil d'administration comprendra, en cas d'approbation de la nomination de Mme Claire Pedini, un total de 6 femmes, soit une proportion de femmes de 33,33 %.

Informations concernant les administrateurs

La liste des administrateurs, les renseignements personnels les concernant ainsi que les informations concernant leurs mandats à la date du 31 janvier 2016 [1] figurent ci-après.

1. *Sauf indication contraire dans le tableau.*

ADMINISTRATEURS NOMMÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DES ACTIONNAIRES

Jean-Bernard LÉVY, 61 ans

Fonction exercée dans la Société

Président-Directeur Général depuis le 27 novembre 2014 (1)

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Président du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ancien élève de l'École polytechnique (promotion 1973) et de Telecom Paris Tech, Jean-Bernard Lévy a débuté à France Télécom en 1979 comme ingénieur de travaux à la Direction d'Angers. En 1982, il devient responsable de la gestion des cadres supérieurs et des budgets de personnel au siège, puis adjoint au chef du service du personnel. En 1986, il est nommé conseiller technique au cabinet de Gérard Longuet, Ministre délégué aux Postes et télécommunications. De 1988 à 1993, Jean-Bernard Lévy dirige l'activité Satellites de télécommunications de Matra Espace qui devient Matra Marconi Space. De 1993 à 1994, il dirige le cabinet de Gérard Longuet, Ministre de l'Industrie, des Postes et Télécommunications et du Commerce extérieur. Il est nommé en 1995 Président-Directeur Général de Matra Communication. En 1998, il rejoint Oddo et Cie comme Directeur Général puis Associé-gérant. À l'été 2002, Jean-Bernard Lévy rejoint Vivendi. Il en est le Directeur Général jusqu'en avril 2005, et en devient le Président du Directoire en avril 2005, jusqu'à juin 2012. De décembre 2012 à novembre 2014, il est le Président-Directeur Général du groupe de défense et d'aérospatial Thales. Administrateur d'EDF depuis le 23 novembre 2014, Jean-Bernard Lévy est Président-Directeur Général de la Société depuis le 27 novembre 2014 (1).

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2015

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Président-Directeur Général d'EDF

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*	
Président-Directeur Général	EDF	France	C
Président du Conseil d'administration	Edison	Italie	G/C
Président du Conseil d'administration	EDF Energy Holdings	Royaume-Uni	G
Président du Conseil d'administration	Fondation EDF	France	G
Administrateur	Dalkia	France	G
Administrateur	EDF Énergies Nouvelles	France	G
Administrateur	Société Générale	France	C
Administrateur	Institut Pasteur	France	
Vice-président du Conseil d'administration	Eurelectric	Belgique	
Représentant Électricité de France	Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire	France	

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Président-Directeur Général de Thales
- Président-Directeur Général de SFR
- Président du Conseil d'administration de l'Institut Mines Télécom (anciennement Institut Télécom)
- Président du Conseil d'administration de l'Institut Télécom
- Président de JBL Consulting & Investments
- Président du Conseil de surveillance de Viroxis
- Président du Directoire de Vivendi
- Président du Conseil de surveillance du groupe Canal+
- Président du Conseil de surveillance de Canal+ France
- Vice-président du Groupement des industries françaises aéronautiques et spatiales (GIFAS)
- Administrateur de DCNS
- Administrateur de Vinci

À l'étranger

- Président du Conseil d'administration d'Activision Blizzard
- Président du Conseil d'administration de Global Village Telecom (Holding) GVT
- Vice-président du Conseil de surveillance de MarocTelecom

(1) M. Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général par intérim à compter du 23 novembre 2014, par décisions ministérielles du 21 novembre 2014.

Olivier APPERT, 66 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

17 juin 2013

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ancien élève de l'École polytechnique et ingénieur général des Mines, Olivier Appert a débuté au service des Mines de Lyon. Après avoir occupé différents postes au sein du ministère de l'Industrie et du cabinet du Premier Ministre, il est ensuite nommé Directeur Adjoint du cabinet du Ministre chargé de l'industrie de 1984 à 1986. En 1987, il prend la responsabilité de la stratégie de la société Télécommunications Radioélectriques et Téléphoniques (TRT). Nommé en 1989 Directeur des Hydrocarbures au ministère de l'Industrie, Olivier Appert rejoint en 1994 la Direction Générale de l'IFP où il prend en charge les activités de recherche et de développement. En 1998, il est nommé Directeur Général d'Isis, holding technologique dont l'IFP était actionnaire majoritaire. En 1999, il devient Directeur de la Coopération long terme et de l'Analyse des politiques énergétiques au sein de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). De 2003 à 2015, il est Président-Directeur Général de l'IFP, devenu en juillet 2010 IFP Énergies Nouvelles (IFPEN). Délégué général de l'Académie des Technologies depuis mars 2015 et Président du Conseil français de l'énergie depuis 2010, Olivier Appert est également administrateur de Technip depuis 2003.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2015

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Délégué général de l'Académie des Technologies
- Président du Conseil Français de l'Énergie

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*	
Délégué général	Académie des Technologies	France	
Président	Conseil Français de l'Énergie	France	
Administrateur	Technip	France	C

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Président-Directeur Général d'IFP Énergies Nouvelles
- Administrateur de CGG
- Administrateur de Storengy
- Administrateur de l'Institut de physique du globe de Paris

Philippe CROUZET, 59 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2009

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Président du Comité de suivi des engagements nucléaires et membre du Comité d'audit

Actions détenues

200 actions

Nationalité

Française

Diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA), Philippe Crouzet est ancien Maître des requêtes au Conseil d'État. Il a exercé la plus grande partie de sa carrière chez Saint-Gobain, qu'il a rejoint en 1986. Il a été successivement Directeur du Plan, Directeur Général des Papeteries de Condat, Délégué Général en Espagne et au Portugal et Directeur de la Branche Céramiques Industrielles. De 2000 à 2004, il a occupé le poste de Directeur Général Adjoint en charge des Finances, des Achats et des Systèmes d'Information. Il est par la suite nommé Directeur Général Adjoint du Groupe en charge du pôle Distribution Bâtiment, avant de rejoindre Vallourec, leader mondial des tubes en acier pour les marchés de l'énergie. Membre du Conseil de surveillance de Vallourec depuis avril 2008, il devient Président du Directoire du Groupe en avril 2009. Il est par ailleurs Vice-président de l'Institut de l'entreprise et administrateur du Théâtre national de l'Opéra-Comique et du Théâtre de la Ville (Paris).

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2015

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Président du Directoire de Vallourec

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*	
Président du Directoire	Vallourec	France	C
Président	Vallourec Tubes	France	
Administrateur	Théâtre national de l'Opéra-Comique et Théâtre de la Ville (Paris)	France	
Vice-président	Institut de l'entreprise	France	
Administrateur	Vallourec Tubos do Brasil SA	Brésil	

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Président et membre du Conseil de surveillance de Vallourec Tubes France
- Administrateur de Vallourec Oil & Gas France

Bruno LAFONT, 59 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil
20 mai 2008

Dernier renouvellement
23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)
Président du Comité des nominations et des rémunérations

Actions détenues
150 actions

Nationalité
Française

Diplômé de l'École des hautes études commerciales (HEC) et ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA), Bruno Lafont a débuté au sein du groupe Lafarge, occupant dès 1983 plusieurs postes à la Direction Financière et à l'International. En 1995, il devient Directeur Général Adjoint Finance du Groupe et rejoint le Comité exécutif avant d'être nommé, en 1998, Président de l'activité Plâtre. Il est nommé, en 2003, Directeur Général délégué du Groupe, puis administrateur en 2005. Nommé Directeur Général en 2006, il devient Président-Directeur Général de Lafarge de 2007 à 2015. Il est Co-président du Conseil d'administration de LafargeHolcim et Président d'honneur de Lafarge depuis juillet 2015. Administrateur d'ArcelorMittal depuis 2011, il est membre du Comité exécutif du Conseil mondial des entreprises pour le Développement durable (WBCSD) depuis novembre 2013 et Président du pôle Développement durable du MEDEF (Mouvement des entreprises de France) depuis février 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2015

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Co-président du Conseil d'administration de LafargeHolcim et Président d'honneur de Lafarge

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*	
Co-président du Conseil d'administration	LafargeHolcim	France	C
Président d'honneur	Lafarge	France	C
Président	Lafarge Ciments	France	
Administrateur	ArcelorMittal	Luxembourg	C
Président du Pôle Développement durable	MEDEF	France	
Membre du Comité exécutif	Conseil Mondial des Entreprises pour le Développement Durable	Suisse	

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Président-Directeur Général de Lafarge
- Président de l'Association française des Entreprises pour l'Environnement (EPE)

À l'étranger

- Administrateur de Lafarge India
- Administrateur de Lafarge Cement Shui On

Bruno LÉCHEVIN, 64 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

6 mai 2013

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité d'éthique

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Titulaire d'un diplôme de troisième cycle de l'Institut d'études politiques de Paris, Bruno Léchevin a débuté chez EDF et a exercé par la suite différents mandats syndicaux. Secrétaire fédéral de la fédération Gaz-Électricité CFDT de 1983 à 1988, il devient Secrétaire Général en 1988 et membre du bureau national de la confédération CFDT de 1988 à 1997 puis Secrétaire Fédéral de la fédération Chimie-Énergie (1997-1999), tout en étant parallèlement membre du Haut Conseil du secteur public de 1992 à 1999. Nommé en 2000, pour deux ans, Commissaire de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), son mandat a été renouvelé pour six ans. Délégué Général du Médiateur national de l'énergie de mars 2008 à mars 2013, il a exercé en parallèle le rôle de Conseiller spécial auprès du Président de la CRE. Bruno Léchevin est également Vice-président, membre fondateur d'Électriciens sans frontières, organisation intervenant dans le domaine de l'accès à l'énergie et à l'eau dans les pays en développement. Ses principaux domaines d'intervention sont les marchés de l'énergie, la régulation, l'efficacité énergétique, la maîtrise de l'énergie, l'environnement et la protection des consommateurs d'énergie. Nommé administrateur au sein du Conseil d'administration de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) en février 2013, il en devient le Président en mars 2013.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2015

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Président de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Président	ADEME	France
Vice-président	Électriciens sans frontières	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Délégué Général du Médiateur national de l'énergie
- Conseiller spécial du Président de la CRE

Marie-Christine LEPETIT, 54 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

7 mai 2012

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Présidente du Comité d'audit et membre du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ancienne élève de l'École polytechnique et de l'École nationale d'administration (ENA), Marie-Christine Lepetit a intégré dès 1987 l'Inspection générale des finances où elle a exercé des fonctions d'audit et de conseil. Puis en 1991, elle a été recrutée par Jean Lemierre à la Direction Générale des Impôts pour y mettre en place un contrôle de gestion. En janvier 1995, elle a été responsable des travaux de synthèse au service de la législation fiscale avant de rejoindre le cabinet du Premier Ministre, Alain Juppé, comme Conseiller technique en fiscalité et études macroéconomiques puis en fiscalité et PME de 1995 à 1997. Elle poursuit sa carrière à la Direction Générale des Impôts pour améliorer la qualité de service (déclaration préremplie, téléprocédures, certification). Nommée Directrice de la Législation fiscale au ministère de l'Économie et des Finances en 2004, elle a accompagné à ce titre les réformes fiscales de 2004 à 2012. En parallèle, elle a co-présidé le groupe de travail sur la réforme du financement de la protection sociale en 2006 et co-signé le rapport de la conférence d'experts sur la contribution climat énergie présidée par Michel Rocard. Elle a également participé au Comité pour la réforme des collectivités locales présidé par Édouard Balladur comme Directeur associé et a été membre de la Commission de rénovation et déontologie de la vie publique présidée par Lionel Jospin. Elle est Chef du service de l'Inspection générale des finances rattaché au Ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique et au Ministre des Finances et des Comptes publics depuis mars 2012. Elle est administratrice de la Fondation nationale des sciences politiques depuis 2013 et de l'établissement public de la Réunion des musées nationaux et du Grand Palais des Champs-Élysées depuis 2015.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2015

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Chef du service de l'Inspection générale des finances rattaché au Ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique et au Ministre des Finances et des Comptes publics

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Administratrice	Fondation nationale des sciences politiques	France
Administratrice	Établissement public de la Réunion des musées nationaux et du Grand Palais des Champs-Élysées	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

Néant.

Colette LEWINER, 70 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

11 avril 2014

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Présidente du Comité d'éthique et membre du Comité d'audit et du Comité des nominations et des rémunérations

Actions détenues

1 748 actions [1]

Nationalité

Française

Ancienne élève de l'École normale supérieure, agrégée de physique et docteur ès sciences, Colette Lewiner a rejoint Électricité de France en 1979. En 1989, elle a créé la Direction du Développement et de la Stratégie Commerciale, devenant ainsi la première femme nommée en tant que Directeur chez EDF. De 1992 à 1998, elle est Président-Directeur Général de SGN, société d'ingénierie nucléaire, filiale d'AREVA. En 1998, elle rejoint Capgemini pour créer puis diriger jusqu'en juin 2012 le secteur global Energy and Utilities. Depuis juillet 2012, elle exerce, en tant que Gérante de la société Cowin, les fonctions de Conseillère dans le domaine de l'énergie. Présidente non exécutive de TDF (SAS) de 2010 à 2015, elle est membre de l'Académie des Technologies et membre du Comité stratégique de la recherche rapportant directement au Premier Ministre français depuis 2014. Elle est en outre administratrice au sein du groupe Bouygues et des sociétés Eurotunnel, Nexans et Ingenico.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2015

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Administratrice professionnelle

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*	
Administratrice	Bouygues	France	C
Administratrice	Nexans	France	C
Administratrice	Eurotunnel	France	C
Administratrice	Ingenico	France	C
Membre	Académie des Technologies	France	
Membre	Comité Stratégique de la Recherche	France	

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Présidente du Conseil d'administration de TDF
- Administratrice de Lafarge
- Administratrice de La Poste

À l'étranger

- Administratrice de Crompton Greaves
- Administratrice TGS Nopec

(1) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE.

Gérard MAGNIN, 65 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité d'éthique

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Licencié en sciences économiques de l'université de Besançon, titulaire d'un diplôme en génie électrique de l'université de Belfort et d'un diplôme d'études supérieures (DES) de sciences économiques de l'université Lyon II, Gérard Magnin a enseigné durant huit ans les sciences économiques et sociales. Il a par la suite été, de 1985 à 1994, Délégué régional de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) pour la région de Franche-Comté. Fondateur en 1990 du réseau européen de villes Energy Cities, *Gérard Magnin en est le Délégué Général de 1994 à juin 2014. Depuis octobre 2013, il est membre du Conseil économique, social et environnemental de Bourgogne - Franche-Comté.*

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2015

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Membre du Conseil économique, social et environnemental de Bourgogne - Franche-Comté
- Auto-entrepreneur

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Membre	Conseil économique, social et environnemental de Bourgogne - Franche-Comté	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années :

En France

- Délégué général du réseau européen de villes *Energy Cities*

Christian MASSET, 59 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

26 septembre 2014

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA), diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC), Christian Masset a débuté à la Direction des Affaires politiques du ministère des Affaires étrangères en 1984. En 1987, il est nommé Premier secrétaire auprès de l'ambassade de France à Londres, avant de rejoindre, en 1989, la Direction des Affaires économiques du ministère des Affaires étrangères à Paris. De 1991 à 1994, il est Premier conseiller auprès de l'Ambassade de France à Pretoria, puis, de 1994 à 1997, Conseiller à la Représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne. De 1997 à 1999, il exerce la fonction de Conseiller technique auprès du cabinet du Ministre des Affaires étrangères. Ministre conseiller auprès de l'Ambassade de France à Rome entre 1999 et 2002, il est Représentant permanent adjoint de la France auprès de l'Union européenne entre 2002 et 2007, puis est nommé Directeur des Affaires économiques et financières du ministère des Affaires étrangères. En 2009, il est nommé Directeur de la Direction Générale de la Mondialisation, du développement et des partenariats. À ce titre, il a occupé les fonctions de Président du Conseil d'administration de l'Agence pour l'enseignement du français à l'Étranger ainsi que du groupement d'intérêt public France coopération internationale. De janvier 2012 à juillet 2014, il est ambassadeur de France au Japon. Depuis le 1er août 2014, il est Secrétaire général du ministère des Affaires étrangères et du Développement international.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2015

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Secrétaire général du ministère des Affaires étrangères et du développement international

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*	
Administrateur	AREVA	France	C
Administrateur	France Médias Monde	France	
Administrateur	Agence nationale des titres sécurisés	France	
Administrateur	Commission de récolement des dépôts d'œuvres d'art	France	
Administrateur	Établissement de préparation et de réponse aux urgences sanitaires	France	
Administrateur	École nationale d'administration	France	
Administrateur	Institut Français	France	
Membre	Comité de l'énergie atomique	France	

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administrateur de l'Agence pour l'enseignement du Français à l'Étranger
- Administrateur de France Expertise Internationale
- Administrateur de Culture France
- Administrateur de l'Agence Française de Développement
- Administrateur de la fondation France-Israël
- Membre du Conseil de surveillance d'AREVA

Laurence PARISOT, 56 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité d'audit et du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Titulaire d'une maîtrise de droit public de l'université de Nancy II, diplômée de l'Institut d'études politiques de Paris et titulaire d'un DEA d'études politiques de l'Institut d'études politiques de Paris, Laurence Parisot a débuté sa carrière professionnelle en 1983 en qualité de collaboratrice d'Alain Lancelot, Président du CEVIPOF (Centre d'études de la vie politique française). En 1985, elle entre en tant que chargée d'études à l'institut de sondages Louis Harris dont elle devient Directrice Générale en 1986. En 1990, elle rejoint l'institut de sondages et d'études de marchés IFOP et en est nommée Présidente-Directrice Générale. Elle est aujourd'hui Vice-présidente du Directoire du groupe IFOP. En 2005, elle est élue Présidente du MEDEF (Mouvement des entreprises de France) et réélue en 2010. Elle est par ailleurs administratrice de BNP Paribas et préside le Conseil scientifique de la Fondapol.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2015

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Vice-présidente du Directoire du groupe IFOP

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*	
Vice-présidente du Directoire	IFOP	France	
Administratrice	BNP Paribas	France	C
Présidente du Conseil scientifique	Fondapol	France	

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice de la Coface
- Membre du Conseil de surveillance de Fives
- Membre du Conseil de surveillance de Michelin
- Membre du Conseil économique, social et environnemental

Philippe VARIN, 63 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale [1]

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Néant

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ancien élève de l'École polytechnique et de l'École des Mines de Paris, Philippe Varin a rejoint le groupe Péchiney en 1978 en tant que chercheur. Il a occupé par la suite différents postes de direction au sein de ce Groupe (contrôle de gestion, stratégie, direction de projet) avant d'être nommé en 1995 Directeur de la Division Rhenalu puis Directeur Général du secteur de l'Aluminium et membre du Comité exécutif du Groupe en 1999. En 2003, il rejoint le groupe sidérurgique anglo-néerlandais Corus en tant que Chief Executive Officer. *Nommé Président du Directoire de PSA Peugeot Citroën en juin 2009, il quitte le Groupe en juin 2014. Il est actuellement Président du Conseil d'administration d'AREVA et administrateur de Saint-Gobain.*

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2015

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Président du Conseil d'administration d'AREVA
- Représentant spécial auprès du Ministre des Affaires étrangères et du Développement international pour les pays de l'ASEAN (Association des nations du Sud-Est asiatique)

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*	
Président du Conseil d'administration	AREVA	France	C
Administrateur	Saint-Gobain	France	C
Président	Cercle de l'Industrie	France	

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Président du Directoire de Peugeot SA
- Président du Conseil d'administration Peugeot Citroën Automobiles SA
- Président du Conseil d'administration de GEFCO SA
- Administrateur de Banque PSA Finance SA
- Administrateur de Faurecia SA
- Membre du Conseil de surveillance d'AREVA

À l'étranger

- Administrateur de PCMA Holding BV
- Administrateur de BG Group Plc.

(1) Compte tenu des discussions engagées entre EDF et AREVA en 2015 (voir section 1.4.1.2.3.2 « Protocole d'accord avec AREVA »), M. Philippe Varin a suspendu temporairement, à compter du 9 juin 2015, sa participation aux travaux du Conseil d'administration d'EDF pendant la durée de ces discussions. Par ailleurs, M. Varin a fait part le 31 mars 2016 de sa décision de démissionner de son mandat d'administrateur d'EDF, avec effet à la date de l'Assemblée générale du 12 mai 2016.

ADMINISTRATEUR REPRÉSENTANT DE L'ÉTAT

Martin VIAL, 62 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur – Représentant de l'État

Date de nomination au Conseil

9 septembre 2015

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité des nominations et des rémunérations et du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômé de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC) et de l'École nationale supérieure des postes et télécommunications, Martin Vial a débuté en tant qu'administrateur des PTT à la Direction Financière de la Direction Générale des Postes. Il rejoint, en 1986, la Direction du Trésor au ministère de l'Économie et des Finances. De 1988 à 1993, il est successivement Conseiller technique, Directeur adjoint puis Directeur des cabinets du Ministre des Postes et Télécommunications et de l'Espace, du Ministre de l'Équipement, du Logement, des Transports et de l'Espace, et enfin du Ministre des PTT. En 1993, Martin Vial est nommé Président-Directeur Général de l'Aéropostale, compagnie aérienne filiale commune d'Air France, de la Poste et de TAT, et il est élu Président de la Chambre syndicale du transport aérien et de la Fédération nationale de l'aviation marchande. Fin 1997, il devient Directeur Général du groupe La Poste. En septembre 2000, il est nommé Président du groupe La Poste et parallèlement Vice-président de la Caisse nationale de prévoyance (CNP). Martin Vial rejoint la Cour des comptes en septembre 2002 en qualité de Conseiller-Maître. De 2003 à 2014, il est Directeur Général du groupe Europ Assistance, leader mondial du marché de l'assistance et administrateur-Directeur Général d'Europ Assistance Holding. Il assure également la présidence de plusieurs conseils d'administration des sociétés de ce groupe. En janvier 2015, il fonde la société Premium Care, société d'assistance aux personnes âgées. Commissaire aux Participations de l'État depuis août 2015, Martin Vial est administrateur de Renault, Thales et Bpifrance.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2015

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Commissaire aux participations de l'État

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*	
Administrateur	Renault	France	C
Administrateur	Thales	France	C
Administrateur	Bpifrance	France	

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Directeur Général et administrateur d'Europ Assistance Holding
- Président d'International Health Solutions
- Président de Sicav Libertés et Solidarités
- Administrateur d'Hormair Vacances
- Administrateur de Business Solutions Capital

À l'étranger

- Président de Club Santé Afrique
- Président d'Europ Assistance Brésil, Belgique, France, UK, USA
- Administrateur d'Europ Assistance Afrique du Sud, Allemagne, Chine, Espagne, Italie, Portugal

ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR LES SALARIÉS

Christine CHABAUTY, 44 ans

Fonction exercée dans la Société
Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2009

Dernier renouvellement
23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2019

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'éthique

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Diplômée en Droit, Christine Chabauty a acquis une expérience professionnelle dans les milieux juridiques et a rejoint, en 2000, la Direction Commerce d'EDF en qualité d'attachée commerciale sur le segment des clients grands comptes. Elle travaille désormais au département Marketing et Opérations de la Direction Grands Comptes. Depuis décembre 2008, elle exerce également un mandat de Conseiller prud'homal. Parrainée par la CGT, Mme CHABAUTY a été réélue en mai 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2015

Fonction principale exercée dans la Société

- Attachée commerciale Grands Comptes à la Direction Commerce d'EDF

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Juge	Conseil de prud'hommes	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

Néant.

Jacky CHORIN, 56 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2014 (1)

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2019

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité d'éthique

Actions détenues
229 actions (2)

Nationalité
Française

Diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et docteur en Droit, Jacky Chorin a débuté à EDF en qualité de juriste au Service central de la Direction de l'Équipement en 1983. Il est actuellement chargé de mission auprès du Directeur des Ressources Humaines de la Direction Production Ingénierie d'EDF. Il est membre du Conseil supérieur de l'énergie depuis 2012 et du Conseil national de la transition écologique. Parrainé par le syndicat Force Ouvrière (FO), M. Chorin a été administrateur d'EDF de septembre 2004 à novembre 2009, et a été réélu en mai 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2015

Fonction principale exercée dans la Société

- Chargé de mission auprès du Directeur des Ressources humaines de la Direction Production Ingénierie d'EDF

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Membre	Conseil supérieur de l'énergie	France
Membre	Conseil national de la transition écologique	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Membre du Conseil économique, social et environnemental
- Représentant de Force Ouvrière au bureau de l'Institut de recherches économiques et sociales (IRES), organisme de recherche intersyndical placé auprès du Premier Ministre
- Secrétaire fédéral de FO Énergies et Mines, chargé du pôle Expertises

(1) Jacky Chorin avait été préalablement administrateur d'EDF (EPIC puis société anonyme) de septembre 2004 à novembre 2009.
(2) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.

Marie-Hélène MEYLING, 55 ans

Fonction exercée dans la Société
Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil
1er septembre 2011

Dernier renouvellement
23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2019

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit, du Comité de suivi des engagements nucléaires, du Comité de la stratégie et du Comité d'éthique

Actions détenues
33 actions

Nationalité
Française

Diplômée en communication (université Paris V), Marie-Hélène Meyling a rejoint EDF en 1982 pour y exercer successivement différentes fonctions dans le domaine de la communication. Elle s'oriente ensuite vers des activités liées à l'ouverture du marché de l'électricité ainsi qu'au soutien aux énergies renouvelables. De 2008 à 2011, elle siège au Comité central d'entreprise d'EDF. Elle est actuellement ingénieur senior à la Direction Optimisation Amont-Aval Trading d'EDF. En novembre 2012, Marie-Hélène Meyling a en outre obtenu le certificat d'administrateur de sociétés délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Parrainée par la CFDT, Mme Meyling a été réélue en mai 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2015

Fonction principale exercée dans la Société

- Ingénieur senior à la Direction Optimisation Amont-Aval Trading d'EDF

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Membre suppléante comme représentante des salariés des Industries électriques et gazières au titre de la CFDT	Conseil supérieur de l'énergie (CSE)	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

Néant.

Jean-Paul RIGNAC, 53 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil
1er novembre 2007

Dernier renouvellement
23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2019

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité de la stratégie

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Titulaire d'un doctorat de l'Institut national polytechnique de Toulouse dans le domaine de l'énergie, Jean-Paul Rignac a occupé la fonction de Secrétaire du Comité mixte à la production d'EDF Recherche et Développement durant cinq années. Depuis mars 1991, il est ingénieur-chercheur à la Direction Recherche et Développement d'EDF (Centre des Renardières) et travaille actuellement sur l'efficacité énergétique dans le domaine des bâtiments industriels. Parrainé par la CGT, M. Rignac a été réélu en mai 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2015

Fonction principale exercée dans la Société

- Ingénieur-chercheur à la Direction Recherche et Développement d'EDF

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Néant.		

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

Néant.

Christian TAXIL, 40 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2019

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit et du Comité de la stratégie

Actions détenues
965 actions [1]

Nationalité
Française

Diplômé de l'École des Mines de Douai, Christian Taxil a débuté en 1999 chez EDF Gaz de France Distribution dans des fonctions de management clientèle collectivités locales et concessionnaires. De 2004 à 2008, il est en charge du dialogue social de la branche des Industries électriques et gazières au sein de l'équipe dirigeante de la Fédération CFE-CGC Énergies. En 2008, il rejoint EDF et intègre la Direction de l'Audit du groupe EDF avant d'être élu, de juin 2009 à septembre 2014, Secrétaire général de la Fédération CFE-CGC Énergies. Parrainé par la CFE-CGC, M. Taxil a été élu en mai 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2015

Fonction principale exercée dans la Société

- Chargé de mission auprès de la Direction des Ressources humaines

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Élu	Bureau du Syndicat mixte d'électricité, de gaz et de télécommunication du Val d'Oise (SMDEGTVO)	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Secrétaire général de la Fédération CFE-CGC Énergies
- Conseiller municipal à Courdimanche (95)
- Maire adjoint à Courdimanche
- Représentant au Conseil supérieur de l'électricité et du gaz, devenu Conseil supérieur de l'énergie

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.

Maxime VILLOTA, 56 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil
5 décembre 2006

Dernier renouvellement
23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2019

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit, du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité des nominations et des rémunérations

Actions détenues
34 actions [1]

Nationalité
Française

Maxime Villota est entré chez EDF en 1981. Il a débuté au Centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Dampierre-en-Burly avant de rejoindre le CNPE de Tricastin en 1987 où il est aujourd'hui Coordinateur politique achats. Il exerce des responsabilités syndicales au sein de la Fédération CGT Mines-Énergie. Parrainé par la CGT, M. Villota a été réélu en mai 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2015

Fonction principale exercée dans la Société

- Coordinateur politique achats à la mission Finances et Relations industrielles au Centre nucléaire de production d'électricité d'EDF (Tricastin)

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Néant.		

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

Néant.

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.

4.2.2 FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le règlement intérieur du Conseil d'administration détermine les principes de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles le Conseil et les Comités spécialisés dont il s'est doté exercent leurs missions. Il précise également le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général.

Le règlement intérieur du Conseil est régulièrement mis à jour, notamment pour tenir compte des évolutions législatives et réglementaires et des évolutions du code AFEP-MEDEF (voir section 4.1 « Code de gouvernement d'entreprise »). La dernière mise à jour date du 30 juin 2015.

4.2.2.1 Durée du mandat des administrateurs

Aux termes de l'ordonnance du 20 août 2014 précitée, la durée du mandat des administrateurs n'est plus impérativement fixée à cinq ans comme le prévoyait l'article 11 de la loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, et le renouvellement du Conseil d'administration n'a plus à intervenir en bloc au terme des cinq ans.

En application de la faculté accordée par l'ordonnance du 20 août 2014, l'Assemblée générale réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts de la Société et réduit la durée du mandat des administrateurs à quatre ans. Par exception, les statuts prévoient que la durée du premier mandat des administrateurs représentant les salariés entré en vigueur après l'Assemblée générale du 21 novembre 2014 sera de cinq ans et que la durée du mandat des administrateurs nommés par l'Assemblée générale du 21 novembre 2014 prendra fin à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Conformément aux dispositions de l'article 2 du décret n° 2014-949 du 20 août 2014 portant application de l'ordonnance du 20 août 2014, le Représentant de l'État est nommé pour une durée égale à celle du mandat des membres du Conseil d'administration.

Les administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires peuvent être révoqués à tout moment par l'Assemblée générale ordinaire. Conformément à l'article 12 de la loi de démocratisation du secteur public, les administrateurs élus par les salariés peuvent être révoqués individuellement pour faute grave dans l'exercice de leur mandat par décision du Président du Tribunal de Grande Instance rendue en la forme d'un référé à la demande de la majorité des membres du Conseil. Cependant, dans le cas où des dissensions graves entravent l'administration de la Société, la révocation prononcée par l'Assemblée générale peut s'étendre aux représentants des salariés. Le Représentant de l'État cesse ses fonctions par démission ou s'il perd la qualité en vertu de laquelle il a été nommé ; il peut être remplacé à tout moment pour la durée du mandat restant à courir.

4.2.2.2 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil de toute situation de conflit d'intérêts (voir aussi section 4.4.3 « Conflits d'intérêts ») et s'abstenir de participer aux débats et au vote de toute délibération pour laquelle une situation de conflit d'intérêts existerait, respecter l'obligation de confidentialité et se conformer au code de déontologie boursière d'EDF.

Les membres du Conseil et le Président-Directeur Général sont tenus de communiquer sans délai au Conseil toute convention conclue par la Société à laquelle ils sont directement ou indirectement intéressés ou qui serait conclue par personne interposée.

Chaque administrateur reçoit un guide de l'administrateur régulièrement mis à jour, qui regroupe notamment les documents suivants : statuts de la Société, règlement intérieur du Conseil d'administration et de ses Comités, code de déontologie boursière (voir section 4.5.2 « Opérations réalisées sur les titres de la Société » ci-après), Charte éthique Groupe, engagements de Responsabilité d'Entreprise du Groupe, code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF.

4.2.2.3 Mode d'exercice de la Direction Générale – nomination et attributions du Président-Directeur Général

Conformément à la faculté prévue à l'article 18 de l'ordonnance du 20 août 2014, les statuts d'EDF prévoient que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général. Le mode d'exercice de la Direction Générale « non dissociée » est donc inscrit dans les statuts de la Société. Le règlement intérieur du Conseil, et en particulier les limitations qu'il apporte aux pouvoirs du Directeur Général, assure un équilibre entre le dirigeant mandataire social et le Conseil d'administration, tout en préservant la flexibilité, l'efficacité et la réactivité nécessaire dans l'administration et la gestion de la Société.

Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République sur proposition du Conseil d'administration. Il peut être révoqué par décret conformément à l'article 20 de l'ordonnance du 20 août 2014. En application des dispositions de l'article 13 de la Constitution, le Président est nommé après audition des candidats et avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat. M. Jean-Bernard Lévy a été nommé, au terme de ce processus, Président-Directeur Général d'EDF par décret du 27 novembre 2014.

En cas de vacance du mandat du Président-Directeur Général, l'article 21 de l'ordonnance du 20 août 2014 prévoit que l'État peut désigner une personne chargée de l'intérim jusqu'à la désignation du nouveau dirigeant. En application de ce texte, M. Jean-Bernard Lévy avait été nommé, par décisions ministérielles du 21 novembre 2014, Président-Directeur Général de la Société par intérim à compter du 23 novembre 2014.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public, des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux Assemblées d'actionnaires, et des limites aux pouvoirs du Président-Directeur Général prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration à titre de règle interne (voir section 4.2.2.4 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » ci-dessous), le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social. Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

4.2.2.4 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Conformément à la loi, le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Il définit les grandes orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux Assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Aux termes de son règlement intérieur, mis à jour le 30 juin 2015, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser les opérations suivantes :

- les opérations de croissance externe et interne ou de cession qui représentent une exposition financière pour la Société supérieure à 350 millions d'euros ; ce seuil est abaissé à 150 millions d'euros pour les opérations d'acquisition qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ; l'autorisation préalable du Conseil d'administration est requise pour ces mêmes opérations, et selon les mêmes seuils, lorsqu'elles sont réalisées par une entreprise contrôlée exclusivement par la Société ;
- les opérations et programmes industriels cohérents et indissociables d'investissements ou de travaux sur actifs existants supérieurs à 350 millions d'euros par programme ;
- les opérations dans le domaine immobilier supérieures à 200 millions d'euros ;

- certaines opérations financières dès lors que leur montant excède la valeur déterminée chaque année par délibération spéciale du Conseil ; le Conseil a fixé pour l'exercice 2015 (i) à 1,5 milliard d'euros le montant total de l'enveloppe autorisée en matière de cautions, avals ou garanties (le Président-Directeur Général rend compte au Conseil de toutes opérations de cette nature d'un montant unitaire supérieur à 100 millions d'euros, consenties au nom de la Société ou par une entreprise contrôlée par la Société) et (ii) à 5 milliards d'euros le montant nominal de certaines opérations financières dans le cadre d'un plafond global annuel fixé à 15 milliards d'euros. Pour 2016, le Conseil d'administration a décidé de reconduire les mêmes seuils d'autorisation ;
- les marchés (de fournitures, travaux ou services avec ou sans engagement financier) dont le montant, y compris le cas échéant leurs avenants successifs, est égal ou supérieur à 350 millions d'euros, ou compris entre 200 et 350 millions d'euros si ces marchés correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier du Groupe ; le Conseil est par ailleurs informé des avenants conclus sur les marchés qu'il a autorisés qui conduisent à augmenter le montant du marché initial de plus de 30 % ou de plus de 350 millions d'euros ;
- les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO_2 par la Société ou par une société qu'elle contrôle exclusivement portant sur des volumes ou montants annuels supérieurs à 10 TWh pour l'électricité, 20 TWh pour le gaz (les contrats d'achat ou vente à long terme de gaz supérieurs à 5 TWh et inférieurs à 20 TWh font par ailleurs l'objet d'une information détaillée lors de la séance du Conseil d'administration qui suit leur signature) et 250 millions d'euros pour le charbon et le CO_2 ;
- les stratégies relatives aux opérations amont et aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les stratégies relatives aux achats de gaz ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les accords stratégiques constituant des engagements fermes et irrévocables de coopération ou de partenariat avec un ou plusieurs partenaires étrangers dans le domaine nucléaire impliquant des transferts significatifs de propriété intellectuelle ou de technologies de la part du Groupe et constituant des enjeux majeurs pour le Groupe.

Le Conseil d'administration fixe le cadre de la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs de couverture des engagements nucléaires d'EDF, se prononce notamment sur la gestion actif-passif, la stratégie d'allocation des actifs, la qualité des actifs et le mode de sélection des éventuels intermédiaires financiers. En cas d'avis négatif du Comité de suivi des engagements nucléaires sur un projet d'investissement en actifs non cotés pour les actifs dédiés, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet (voir la section 4.2.3.2 « Comité de suivi des engagements nucléaires »). Il détermine les limites aux risques de marché, de contrepartie et de liquidité.

Par ailleurs, en application des dispositions de l'article L. 225-37-1 du Code de commerce, le Conseil d'administration délibère annuellement sur la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale. Enfin, le Conseil d'administration définit annuellement les orientations stratégiques de la Société établies en vue de la consultation du Comité central d'entreprise d'EDF en application de l'article L. 2323-10 du Code du travail.

4.2.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration et précise que les administrateurs représentant les salariés ne sont pas comptabilisés pour établir la part des administrateurs indépendants.

Compte tenu du cadre légal spécifique applicable à la Société, le Conseil d'administration compte, sur un total de dix-huit membres, un Représentant de l'État qui ne peut pas répondre aux critères d'indépendance définis par le code AFEP-MEDEF, ainsi que six administrateurs représentant les salariés qui ne sont pas comptabilisés pour établir la proportion d'administrateurs indépendants. De même, le Président-Directeur Général en sa qualité de dirigeant mandataire social ne peut être considéré comme indépendant au regard des critères définis par le code AFEP-MEDEF en la matière.

Lors de la réunion conjointe du 21 janvier 2016, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation individuelle des administrateurs nommés par l'Assemblée générale. Après avis de ces Comités, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 27 janvier 2016, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et a qualifié d'administrateurs indépendants Mmes Colette Lewiner et Laurence Parisot ainsi que MM. Philippe Crouzet et Bruno Lafont, le Conseil ayant estimé que ces administrateurs n'entretiennent pas de relation avec la Société, son Groupe ou sa Direction de nature à compromettre l'exercice de leur liberté de jugement. En particulier, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné les liens d'affaires pouvant exister entre la Société et les sociétés dans lesquelles les administrateurs exercent des mandats, au travers des flux de facturation recensés au cours de l'exercice 2015. Le Conseil d'administration a notamment constaté, sur la base des classements des clients et fournisseurs du Groupe et de l'analyse réalisée par la Direction des Achats, qu'aucune de ces sociétés ne pouvait être qualifiée de client ou fournisseur significatif du Groupe et a donc conclu à l'absence de liens d'affaires significatifs s'agissant des administrateurs qu'il a qualifiés d'indépendants.

À la date du présent document de référence, le Conseil d'administration de la Société compte donc quatre administrateurs indépendants sur les douze pris en compte pour établir le calcul conformément au code AFEP-MEDEF révisé, soit une proportion d'administrateurs indépendants d'un tiers, conformément aux recommandations du code.

Lors de la réunion conjointe du 29 mars 2016, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation de Mme Claire Pedini, dont la nomination en qualité d'administrateur sera soumise à l'Assemblée générale convoquée le 12 mai 2016. Après avis de ces Comités, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 30 mars 2016, à l'évaluation de l'indépendance de Mme Pedini au regard des critères définis par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et confirmé son indépendance en l'absence, notamment, de liens d'affaires significatifs susceptibles de compromettre l'exercice de sa liberté de jugement. À l'issue de l'Assemblée générale du 12 mai 2016, le Conseil d'administration comprendra donc, en cas d'approbation de la nomination de Mme Claire Pedini, un total de 5 administrateurs indépendants, soit une proportion d'indépendants de 41,67 % (voir section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

4.2.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Conformément aux dispositions du code AFEP-MEDEF, le règlement intérieur du Conseil dispose que le Comité d'éthique pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. Le Conseil consacre donc, une fois par an, un point de son ordre du jour à cette évaluation et organise un débat sur son fonctionnement et celui de ses Comités afin d'en améliorer l'efficacité et de vérifier que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues au sein du Conseil. En outre, tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe sous la direction du Comité d'éthique.

En 2015, l'évaluation annuelle a été réalisée en interne au moyen d'un questionnaire détaillé, examiné par le Comité d'éthique avant envoi aux administrateurs. Comportant à la fois des questions fermées, permettant d'établir un suivi statistique des réponses données par les administrateurs, et des questions ouvertes, permettant aux administrateurs de préciser leurs réponses et d'émettre des observations qualitatives et des propositions d'évolution, ce questionnaire est complété de manière anonyme par les administrateurs puis dépouillé par le Secrétariat du Conseil. L'évaluation ainsi conduite couvre notamment les domaines suivants :

- organisation des séances du Conseil d'administration et des réunions de Comités (nombre et durée, délais d'envoi des dossiers…) ;

- domaines de compétences et méthodes de travail du Conseil (organisation et qualité des débats, suivi des décisions) et des Comités ;
- composition du Conseil d'administration ;
- relations entre le Conseil et le Président et la Direction Générale ;
- informations mises à la disposition des administrateurs.

S'il n'est pas procédé à une évaluation formalisée de la contribution individuelle de chaque administrateur aux travaux du Conseil, l'évaluation réalisée annuellement invite les administrateurs à s'exprimer librement, et de manière anonyme, sur le fonctionnement du Conseil, les relations entre les administrateurs, les compétences qui y sont représentées, leur contribution aux débats, et les observations qui sont formulées sont reprises dans la restitution qui en est faite au Conseil. Des résultats 2015, examinés par le Comité d'éthique le 8 décembre 2015 et présentés en Conseil le 9 décembre 2015, il ressort que les administrateurs sont d'une manière générale satisfaits du fonctionnement du Conseil et des Comités. Les administrateurs considèrent notamment que la qualité des présentations et des débats ainsi que les travaux des Comités contribuent à éclairer leurs votes. Le nombre de réunions et leur durée, le programme de travail ainsi que l'équilibre des pouvoirs entre le Président-Directeur Général et le Conseil sont jugés satisfaisants. Les administrateurs estiment avoir un accès suffisant au Président-Directeur Général et aux autres membres de la Direction de la Société. Ils ont particulièrement apprécié la tenue en 2015 d'un séminaire annuel consacré à la stratégie et jugé utiles les travaux du groupe de travail composé d'administrateurs indépendants dans le cadre du projet de partenariat stratégique et d'acquisition par EDF de la filiale d'AREVA, AREVA NP (voir section 4.2.2.8 « Activité du Conseil d'administration en 2015 »).

Les axes d'améliorations identifiés portent principalement sur le temps consacré par le Conseil à l'examen de certains sujets que les administrateurs souhaiteraient voir renforcé (tels que les activités opérationnelles cœur de métiers, les activités des filiales, le suivi des investissements ou encore la politique sociale Groupe) et la composition du Conseil (les administrateurs considérant qu'un renforcement du nombre d'administrateurs indépendants pourrait être envisagé ainsi qu'une plus grande diversification des profils).

Le Comité d'éthique a ainsi présenté au Conseil les propositions suivantes : enrichir le programme de travail 2016 du Conseil et des Comités en tenant compte des attentes exprimées, alléger la durée des présentations afin d'assurer un meilleur équilibre entre présentations et débats et mener une réflexion sur la composition du Conseil, notamment dans la perspective de l'atteinte en 2017 d'une proportion de 40 % de femmes au Conseil, conformément à la loi, et d'augmenter le cas échéant le nombre d'administrateurs indépendants.

L'évaluation 2016, au même titre que celle de 2013, sera réalisée par un cabinet externe spécialisé.

4.2.2.7 Information et formation des administrateurs

Aux termes du règlement intérieur du Conseil, celui-ci reçoit périodiquement des informations sur la situation financière, la trésorerie et les engagements de la Société et du Groupe ainsi que des éléments tels que le bilan financier des marchés passés par la Société pour l'achat des combustibles nucléaires, une revue de performance des filiales principales de la Société à l'occasion de la présentation des comptes annuels et semestriels, la politique commerciale, la politique en matière d'achats et de sous-traitance et la politique ressources humaines.

Un document faisant un point d'actualité sur les grands domaines d'activité du Groupe, les tendances du marché et le contexte économique, financier et institutionnel est préparé pour chaque séance du Conseil d'administration.

Les principaux événements relatifs à la Société intervenant entre deux séances du Conseil ainsi que le suivi des décisions prises par le Conseil d'administration sont portés à la connaissance des administrateurs.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe.

En outre, sont organisées des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu, de même que les formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier. Ainsi, les administrateurs élus par les salariés peuvent suivre une formation à la gestion des entreprises et aux spécificités industrielles et opérationnelles de la Société qui peut être étendue aux autres administrateurs.

4.2.2.8 Activité du Conseil d'administration en 2015

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, conformément aux dispositions législatives et réglementaires.

Au cours de l'exercice 2015, le Conseil d'administration s'est réuni 11 fois, et 23 réunions de Comités se sont tenues pour préparer ces séances. Les administrateurs se sont également réunis une fois en séminaire stratégique.

En dehors des réunions du Groupe de travail des administrateurs indépendants mentionnées ci-dessous, il n'a pas été tenu en 2015 de réunion formalisée des membres du Conseil hors la présence du Président-Directeur Général et/ou des administrateurs représentant les salariés. Les séances du Conseil ont duré en moyenne 3 heures, permettant un examen et une discussion approfondis des questions figurant à l'ordre du jour.

Le taux moyen de participation des administrateurs aux séances du Conseil s'est élevé à 96,3 % en 2015.

En 2015, le Conseil d'administration a examiné et/ou autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets tels que le programme d'investissements concernant le parc nucléaire existant en France pour la période 2014-2025 (Grand carénage), la stratégie du cycle du combustible nucléaire, le projet de partenariat stratégique entre EDF et AREVA et d'acquisition par EDF de la société AREVA NP (voir ci-dessous), l'avancement du projet de développement de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni (Hinkley Point C), les orientations stratégiques d'EDF en vue de la consultation, au titre de 2015, du Comité central d'entreprise en application de l'article L. 2323-10 du Code du travail, les éléments de la rémunération du Président-Directeur Général (en particulier, rémunération fixe annuelle au titre de 2014 et 2015 et indemnité de rupture en cas de cessation de son mandat), le projet de cession de l'immeuble du siège de la Société, la politique d'égalité professionnelle et salariale d'EDF, le projet de cession par EDF de sa participation de 25 % dans la société autrichienne Energie Steiermark AG (Estag), des projets de développement d'EDF Énergies Nouvelles (États-Unis, Maroc, Royaume-Uni) ou l'acompte sur dividende au titre de 2015.

Le Conseil d'administration a également été informé de la liste des filiales et participations d'EDF dans des sociétés localisées à l'étranger en réponse à la demande du Ministre des Finances et des Comptes publics.

En outre, dans le cadre d'un séminaire stratégique d'une journée, le Conseil a examiné des sujets tels que l'avancement de la stratégie CAP 2030 (voir section 1.3.2 « Vision stratégique »), la situation et les perspectives des marchés de l'énergie en Europe, les enjeux et le développement des services numériques pour les particuliers, l'avancée du projet d'EPR Nouveau Modèle (EPR NM) ainsi que la nouvelle stratégie internationale du groupe EDF.

Groupe de travail des administrateurs indépendants

Dans le cadre des discussions engagées en 2015 entre EDF et AREVA sur le projet de partenariat stratégique et d'acquisition par EDF de la filiale d'AREVA, AREVA NP, le Conseil d'administration réuni le 8 avril 2015 a décidé de constituer un groupe de travail composé des membres indépendants du Conseil d'administration d'EDF : présidé par Mme Colette Lewiner, il comprend également Mme Laurence Parisot et MM. Philippe Crouzet et Bruno Lafont.

Ce groupe de travail a pour mission, en liaison avec la Direction d'EDF, d'examiner tout projet qui résulterait des discussions entre EDF et AREVA, au regard notamment de son intérêt stratégique et industriel, de ses éléments financiers et de ses enjeux sociaux. Sans se substituer aux travaux des Comités du Conseil d'administration, ni aux processus de prise de décision en place au niveau du Conseil, le groupe de travail peut formuler, sur la base de son analyse indépendante, toutes recommandations utiles au Conseil d'administration sur le projet.

Dans ce cadre, il reçoit de la Société les informations nécessaires à l'exercice de sa mission et peut entendre les parties prenantes concernées. Il est assisté d'une banque conseil, notamment pour l'examen des éléments de valorisation, et bénéficie de l'éclairage technique des conseils juridiques d'EDF.

Ce groupe de travail s'est réuni 7 fois en 2015. Il a émis des avis destinés au Conseil d'administration et au Comité de la stratégie à différents stades des discussions avec AREVA.

4.2.3 LES COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de cinq Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance plénière du Conseil. Ces Comités spécialisés sont le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations.

La composition, le fonctionnement et les missions des Comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration.

Les Comités sont composés d'au moins trois administrateurs choisis par le Conseil, qui désigne le Président de chaque Comité. Les statuts de la Société prévoient que les Comités comprennent au moins un administrateur représentant les salariés.

À la date du présent document, les Présidents des Comités du Conseil sont :

- M. Jean-Bernard Lévy pour le Comité de la stratégie ;
- Mme Marie-Christine Lepetit pour le Comité d'audit ;
- M. Philippe Crouzet pour le Comité de suivi des engagements nucléaires ;
- Mme Colette Lewiner pour le Comité d'éthique ;
- M. Bruno Lafont pour le Comité des nominations et des rémunérations.

La composition de chacun des Comités est décrite ci-après.

Le Commissaire du Gouvernement et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société assistent aux réunions des Comités.

Les travaux des Comités sont organisés dans le cadre d'un programme établi pour l'année. Les séances font l'objet de comptes-rendus écrits et de rapports du Président du Comité au Conseil d'administration. Leur durée permet un examen et une discussion approfondis des matières relevant de leurs compétences.

Le règlement intérieur du Conseil prévoit un délai minimum de trois jours ouvrables entre la réunion du Conseil d'administration dont l'ordre du jour comporte l'examen de questions entrant dans les missions d'un Comité et la réunion dudit Comité, à l'exception du Comité des nominations et des rémunérations qui peut se tenir à tout moment. Il prévoit par ailleurs que chaque Comité peut avoir recours à des experts extérieurs en tant que de besoin.

4.2.3.1 Comité d'audit

Fonctionnement et composition

Le Comité d'audit exerce les missions qui lui sont dévolues conformément à l'article L. 823-19 du Code de commerce. Cet article dispose notamment qu'au moins un membre du Comité doit présenter des compétences particulières en matière financière ou comptable et être indépendant au regard de critères précisés et rendus publics par le Conseil d'administration. Le code AFEP-MEDEF dispose par ailleurs que les membres du Comité d'audit doivent avoir une compétence financière ou comptable.

Le Comité d'audit est présidé par Mme Marie-Christine Lepetit, administratrice nommée par l'Assemblée générale des actionnaires sur proposition de l'État. Les autres membres du Comité sont Mmes Colette Lewiner et Laurence Parisot et M. Philippe Crouzet, administrateurs indépendants nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, ainsi que Mme Marie-Hélène Meyling et MM. Jacky Chorin, Christian Taxil et Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés. Il comprend donc trois administrateurs indépendants sur les quatre pris en compte pour le calcul de la proportion d'indépendants (donc hors administrateurs représentant les salariés), soit une proportion de trois quarts pour un minimum de deux tiers recommandés par le code AFEP-MEDEF.

Conformément aux dispositions de l'article L. 823-19 du Code de commerce et aux recommandations du code AFEP-MEDEF, le Comité ne comprend aucun dirigeant mandataire social.

Lors de la réunion conjointe du 10 décembre 2014, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation de Mmes Colette Lewiner et Laurence Parisot et de M. Philippe Crouzet et émis un avis présenté au Conseil d'administration. Le Conseil d'administration réuni le 10 décembre 2014 a constaté que Mmes Colette Lewiner et Laurence Parisot et M. Philippe Crouzet présentent des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) dans son rapport sur le Comité d'audit en date du 22 juillet 2010. Le 27 janvier 2016, le Conseil d'administration a par ailleurs confirmé la qualification d'administrateurs indépendants de Mmes Colette Lewiner et Laurence Parisot et de M. Philippe Crouzet. Il en ressort que Mmes Colette Lewiner et Laurence Parisot et M. Philippe Crouzet répondent à la fois aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 823-19 du Code de commerce.

Le Comité d'audit s'est réuni huit fois en 2015. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 87,5 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne 3 heures, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

Missions

Le Comité d'audit examine et donne notamment son avis, avant examen par le Conseil d'administration, sur :

- la situation financière de la Société ;
- le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de rapport financier préparés par la Direction Financière (comptes sociaux de la Société, comptes consolidés et rapport de gestion du Groupe) ;
- le suivi des risques de la Société (en particulier, l'examen chaque semestre de la cartographie des risques du Groupe et des méthodes de contrôle des risques) ;

- l'audit et le contrôle interne (organisation, déploiement et évaluation du dispositif de contrôle interne, programme d'audit annuel, principaux constats et actions correctrices en découlant, suivi de leur mise en œuvre, projet de rapport annuel du Président du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques) ;
- la politique en matière d'assurances ;
- le choix des Commissaires aux comptes, en s'assurant de leur indépendance, et les honoraires qui leur sont versés ;
- les aspects financiers des opérations de croissance externe ou de cession qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir section 4.2.2.4 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration ») ;
- les évolutions de la perception du Groupe par les analystes ;
- la politique risques marchés énergies et la politique risque de défaillance de contrepartie du Groupe.

L'examen des comptes par le Comité est accompagné d'une présentation des Commissaires aux comptes soulignant les bases de préparation des comptes, le référentiel comptable applicable de manière obligatoire, l'approche d'audit mise en œuvre et les conclusions de leurs travaux d'audit.

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, la Direction du Contrôle des Risques Groupe et la Direction de l'Audit interne.

Activité en 2015

En 2015, le Comité d'audit a notamment examiné les états financiers semestriels et annuels ainsi que les communiqués de presse y afférents, la présentation par les Commissaires aux comptes des points essentiels des résultats de leurs diligences sur les comptes annuels et semestriels, les communiqués de presse sur le chiffre d'affaires trimestriel, le budget 2016 et le PMT 2016-2019, la revue de la valeur des actifs dans la perspective de l'arrêté des comptes 2015 et le communiqué de presse correspondant, la cartographie des risques et les méthodes de contrôle des risques, la synthèse des audits internes et le programme d'audit, l'avancement du projet Hinkley Point C, la mise à jour du cadre stratégique de gestion financière, le mandat 2015 de gestion financière et de maîtrise des risques financiers ainsi que la nouvelle organisation de l'audit et du contrôle interne dans le cadre de CAP 2030. De plus, les engagements hors bilan ont fait l'objet d'une présentation au Comité. Lors de trois réunions conjointes avec le Comité de la stratégie, le Comité a examiné le budget 2015 et le PMT 2015-2018, l'avancement du chantier de l'EPR de Flamanville 3 et le projet d'acquisition par EDF du contrôle de la société AREVA NP.

Le Comité peut recourir en tant que de besoin à des experts extérieurs. Il n'a pas utilisé cette faculté au cours de l'exercice 2015.

4.2.3.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

Fonctionnement et composition

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN), institué par l'article 9 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, est présidé par M. Philippe Crouzet, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires. Les autres membres du Comité sont Mme Marie-Christine Lepetit et M. Olivier Appert, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, ainsi que Mme Marie-Hélène Meyling et M. Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés.

Le CSEN s'est réuni 3 fois en 2015. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 100 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne 2 heures et 30 minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés et sur les règles d'adossement entre actif et passif et d'allocation stratégique, ainsi que de vérifier la conformité de la gestion des actifs constitués par la Société dans le cadre de la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés. À ce titre, il s'appuie sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN), qui est composé d'experts indépendants [1] et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

Enfin, le Comité rend un avis préalablement à tout investissement en actifs non cotés pour tout projet supérieur à un montant unitaire de 400 millions d'euros ainsi que pour tout projet (hors immobilier) supérieur à un montant unitaire de 200 millions d'euros aboutissant à une consolidation par intégration globale de l'investissement cible par la Société. En cas d'avis négatif du Comité sur un projet d'investissement, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet.

Activité en 2015

En 2015, le Comité a examiné en particulier l'évolution du cadre de la politique de constitution, de gestion des actifs dédiés et de maîtrise des risques financiers, l'état d'avancement du programme de déconstruction des centrales nucléaires de première génération et du projet de centre industriel de stockage géologique (Cigéo) pour les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie longue, la lettre annuelle 2015 d'actualisation du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires et le rapport sur le contrôle interne qui y est inclus, le taux d'actualisation des engagements nucléaires, ainsi que les décisions et perspectives d'investissements dans le portefeuille d'actifs dédiés (voir section 1.4.1.1.7 « Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »).

4.2.3.3 Comité de la stratégie

Fonctionnement et composition

Le Comité de la stratégie est présidé par M. Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général. Les autres membres sont Mme Laurence Parisot et MM. Olivier Appert et Christian Masset, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, M. Martin Vial, Représentant de l'État, ainsi que Mme Marie-Hélène Meyling et MM. Jacky Chorin, Jean-Paul Rignac et Christian Taxil, administrateurs élus par les salariés.

Les administrateurs qui ne sont pas membres du Comité de la stratégie participent aux réunions du Comité.

Le Comité de la stratégie s'est réuni 6 fois en 2015. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 94,4 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne 2 heures et 30 minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

1. *Désignés le 26 novembre 2013 par le Conseil d'administration pour trois ans.*

Missions

Le Comité de la stratégie donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le référentiel stratégique, la politique industrielle et commerciale, le Contrat de service public, les accords stratégiques, les alliances et partenariats, la politique en matière de recherche et développement, les projets de croissance externe et interne ou de cession devant être autorisés par le Conseil d'administration.

Activité en 2015

En 2015, le Comité de la stratégie a examiné en particulier le projet CAP 2030 (voir section 1.3.2 « Vision stratégique »), la politique de recherche et développement, le contexte stratégique et les hypothèses structurantes du PMT 2016-2019, les orientations stratégiques en vue de la consultation, au titre de 2015, du Comité central d'entreprise (article L. 2323-10 du Code du travail) ainsi que l'avancement du projet de déploiement du compteur communicant Linky par ERDF. Lors de trois réunions conjointes avec le Comité d'audit, le Comité a examiné le budget 2015 et le PMT 2015-2018, l'avancement du chantier de l'EPR de Flamanville 3 et le projet entre EDF et AREVA.

4.2.3.4 Comité d'éthique

Fonctionnement et composition

Le Comité d'éthique est présidé par Mme Colette Lewiner, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires. Les autres membres sont MM. Bruno Léchevin et Gérard Magnin, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, ainsi que Mmes Christine Chabauty et Marie-Hélène Meyling et M. Jacky Chorin, administrateurs élus par les salariés.

Le Comité d'éthique s'est réuni quatre fois en 2015. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 83,3 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne 1 heure et 30 minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

Missions

Le Comité d'éthique veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il examine le rapport annuel du Médiateur d'EDF. Il pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses Comités et dirige tous les trois ans une évaluation formalisée des travaux du Conseil et de ses Comités, confiée à un consultant externe spécialisé (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration »).

Activité en 2015

En 2015, le Comité d'éthique a notamment examiné la procédure spécifique visant à régler les situations qui pourraient engendrer des risques de conflits d'intérêts éventuels du fait du mandat de Président du Conseil d'administration d'AREVA de M. Philippe Varin (voir section 4.4.3 « Conflits d'intérêts »), le *reporting* éthique et les engagements relatifs à la responsabilité d'entreprise du Groupe, le projet de création de la Direction Éthique et Conformité Groupe, la question de la sous-traitance et des relations d'EDF avec ses entreprises prestataires, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale d'EDF et la politique santé-sécurité du Groupe.

4.2.3.5 Comité des nominations et des rémunérations

Fonctionnement et composition

Le Comité des nominations et des rémunérations est présidé par M. Bruno Lafont, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires. Les autres membres du Comité sont Mme Colette Lewiner, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires, M. Martin Vial, Représentant de l'État, ainsi que M. Maxime Villota, administrateur élu par les salariés.

Le Comité est présidé par un administrateur indépendant et il est composé majoritairement d'administrateurs indépendants puisqu'il comprend deux administrateurs indépendants sur les trois pris en compte pour le calcul de cette proportion (hors administrateurs représentant les salariés), conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF.

Le Comité des nominations et des rémunérations s'est réuni deux fois en 2015. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 87,5 %. Les séances du Comité ont duré une heure en moyenne.

Missions

En application du règlement intérieur, le Comité des nominations et des rémunérations transmet au Conseil d'administration des propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il adresse, pour approbation, au Ministre chargé de l'économie et des finances et au Ministre chargé de l'énergie un avis sur la rémunération du Président-Directeur Général portant sur le salaire, la part variable (critères de détermination de la part variable et appréciation des résultats obtenus au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques du Président-Directeur Général. Il adresse également cet avis au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations. Le Comité élabore ses propositions dans les limites prévues par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques, en application duquel la rémunération annuelle du Président-Directeur Général ne doit pas excéder un plafond brut de 450 000 euros.

Le Comité examine, le cas échéant, les rémunérations des Directeurs Généraux Délégués. Il transmet ses propositions et son avis, pour approbation, aux Ministres chargés de l'économie et de l'énergie, et le communique également au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations.

Il transmet au Conseil d'administration son avis sur les modalités de fixation de la rémunération des principaux dirigeants (parts fixe et variable, mode de calcul et indexation), ainsi que sur le montant et les modalités de répartition des jetons de présence. Il s'assure de l'existence de tables de succession pour les postes du Comité exécutif.

Activité en 2015

En 2015, le Comité des nominations et des rémunérations a notamment examiné les éléments composant la rémunération 2014 et 2015 du Président-Directeur Général et l'attribution à M. Jean-Bernard Lévy d'une indemnité de rupture en cas de cessation de son mandat, la politique de rémunération des dirigeants du Groupe et le dispositif relatif aux tables de successions dans le Groupe.

4.3 Organes créés par la Direction Générale

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe.

Ce Comité est une instance de décision, de réflexion et de concertation sur les sujets opérationnels et stratégiques du Groupe. Il examine tous les dossiers de fond et d'actualité significatifs pour le Groupe, suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets d'investissement ou de désinvestissement du Groupe dont les montants dépassent certains seuils. Le Comité exécutif se réunit en principe chaque semaine.

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, un Comité des engagements du Comité exécutif examine de manière approfondie les projets les plus significatifs par l'ampleur des engagements ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif. Aucun dossier d'investissement de la Société ne peut être proposé à l'examen du Conseil d'administration sans avoir reçu l'aval de ce Comité.

À la date du dépôt du présent document de référence, le Comité exécutif compte douze membres et un secrétaire. La liste des membres et les renseignements personnels les concernant figurent ci-dessous.

4.3.1 COMPOSITION DU COMITÉ EXÉCUTIF

À la date de dépôt du présent document de référence, la composition du Comité exécutif est la suivante :

Noms	Fonction
Jean-Bernard Lévy	Président-Directeur Général
Marc Benayoun	Directeur Exécutif Groupe chargé du pôle Italie et Gaz, Administrateur délégué d'Edison [1]
Antoine Cahuzac	Directeur Exécutif Groupe chargé du pôle Énergies Renouvelables, Directeur Général d'EDF Énergies Nouvelles
Xavier Girre	Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Financière Groupe [2]
Henri Lafontaine	Directeur Exécutif Groupe chargé du pôle Clients, Services et Action Régionale
Marianne Laigneau	Directrice Exécutif Groupe chargé de la Direction des Ressources Humaines Groupe
Dominique Minière	Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique
Vincent de Rivaz	Directeur Exécutif Groupe, Directeur Général d'EDF Energy
Simone Rossi	Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Internationale
Pierre Todorov	Directeur Exécutif Groupe chargé du Secrétariat Général du Groupe
Philippe Torrion	Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Innovation, Stratégie et Programmation
Xavier Ursat	Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire

Alexandre Perra, Directeur chargé de mission auprès du Président-Directeur Général, est Secrétaire du Comité exécutif.

4.3.2 RENSEIGNEMENTS PERSONNELS RELATIFS AUX MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF

Marc Benayoun, 50 ans, ancien élève de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales, a commencé sa carrière au sein du Groupe Paribas en 1989, avant de rejoindre The Boston Consulting Group en 1993. Il devient Directeur associé au bureau de Paris en 2001 puis au bureau de Moscou en 2008 et occupe au cours de cette période différentes responsabilités dont celle du développement des compétences dans le secteur du gaz naturel. En 2009, il rejoint le Groupe EDF en tant que Directeur Économie Tarifs et Prix. En 2012 il devient Directeur du Marché des Entreprises et Professionnels de la Direction Commerce en charge de la vente d'électricité, de gaz et de services. À ce titre il a piloté le projet lié à la fin des tarifs réglementés d'électricité pour les entreprises et les collectivités locales (plus de 400 000 sites au total, 120 TWh de consommation d'électricité), avec l'objectif de reconquérir une position de leader dans un contexte concurrentiel. Il est membre du Conseil de surveillance de Trimet France, de Netseenergy et d'ÉS Énergies.

Antoine Cahuzac, 61 ans, diplômé de l'École polytechnique et de l'École de la météorologie nationale. Après un premier poste d'ingénieur au ministère des Transports, Antoine Cahuzac intègre en 1982 la Direction des Études et Recherches d'EDF. En 1985, il rejoint le service des *swaps* du Crédit commercial de France (CCF), dont il prend la direction en 1988. Après un passage de trois ans chez Vinci où il est chargé de mission auprès du Directeur Général de la société, il revient au CCF en 1994 où il occupe successivement différentes fonctions au sein de la Banque d'investissement du CCF puis d'HSBC à compter de 2000 en étant, durant de nombreuses années, coresponsable du secteur *Energy and Utility* pour le groupe HSBC. Avant de rejoindre la France en 2008 pour suivre les ETI pour le compte du Directeur Général d'HSBC France, il est basé à Dubaï, près de trois ans, pour suivre la zone MENAT pour le compte de la Banque d'investissement. Depuis mai 2011, il était responsable des activités de Banque privée d'HSBC en France. Il était également membre du Comité de Direction d'HSBC France depuis de nombreuses années. Antoine Cahuzac est Directeur Général d'EDF Énergies Nouvelles depuis 2012 et Directeur Exécutif Groupe chargé du Pôle Énergies Renouvelables depuis mars 2015. Il est également administrateur d'EDF Luminus et d'EDF Trading.

1. *Marc Benayoun a remplacé Bruno Lescoeur dans ses fonctions à compter du 14 janvier 2016.*
2. *Xavier Girre a remplacé Thomas Piquemal dans ses fonctions à compter du 7 mars 2016.*

Xavier Girre, 47 ans, a rejoint EDF en 2015 en tant que Directeur financier pour la France. De 2011 à 2015 il a été DGA, Directeur Financier du Groupe La Poste ainsi que Président de XAnge Private Equity. De 1999 à 2011, au sein du groupe Veolia Environnement, Xavier Girre a été Directeur des risques et de l'audit du Groupe ainsi que DGA, Directeur financier de Veolia Transport et de Veolia Propreté. Xavier Girre est également administrateur, Président du Comité d'audit de la RATP et de la Française des Jeux. Il est diplômé de HEC, ancien élève de l'ENA, et a commencé sa carrière à la Cour des comptes. Xavier Girre a été nommé au poste de Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction financière à titre provisoire le 7 mars 2016 puis a été confirmé dans ses fonctions le 21 avril 2016.

Henri Lafontaine, 59 ans, ingénieur diplômé de Supélec, titulaire d'une maîtrise de mathématiques. Henri Lafontaine intègre EDF en 1983, où il occupe différentes responsabilités à la Direction de la Distribution. En 1997, il devient Directeur Délégué d'EDF GDF Services Corse puis Directeur d'EDF GDF Services Marseille en 2000. En 2002, il est nommé Directeur Général d'Edenor, premier distributeur d'énergie électrique en Argentine avec 25 % du marché. Edenor est alors l'une des principales filiales internationales du groupe EDF. En 2005, il est nommé Directeur du projet « Filialisation du distributeur » qui a conduit à la création d'ERDF, puis Directeur des Systèmes Énergétiques Insulaires d'EDF en 2007 avant de devenir Directeur d'EDF Entreprises à la Direction Commerce en 2010. Il devient Directeur Exécutif Délégué en septembre 2012, puis Directeur Exécutif Groupe en juillet 2013, chargé du Commerce, de l'Optimisation, du Trading et des Systèmes Énergétiques Insulaires. En mars 2015, il est nommé Directeur Exécutif Groupe chargé du pôle Clients, Services et Action Régionale. Il assure la Direction opérationnelle de la Direction Commerce d'EDF et supervise Dalkia, Tiru et Citelum. Il est également Président de Citelum et administrateur des sociétés Dalkia, EDF Energy, EDF Fenice, EDF International et de la Fondation EDF.

Marianne Laigneau, 51 ans, ancienne élève de l'École normale supérieure de Sèvres et de l'École nationale d'administration (ENA), agrégée de lettres classiques et diplômée de l'Institut d'études politiques de Paris. Marianne Laigneau est Conseillère d'État. À sa sortie de l'ENA, Marianne Laigneau intègre le Conseil d'État et est notamment conseillère juridique du ministère de la Coopération, chargée de mission pour la coopération internationale au Commissariat à la réforme de l'État, membre des missions électorales de l'ONU au Mozambique et de l'Union européenne à Gaza. En 1997, elle est détachée au ministère des Affaires étrangères et occupe le poste de Premier conseiller à l'Ambassade de France à Tunis chargée des négociations, des affaires politiques, communautaires et juridiques et de la communication. De 2000 à 2002, au sein du Conseil d'État, elle fut notamment chargée de mission auprès de la directrice de l'ENA, Conseillère juridique du ministère de la Culture, maître de conférences de droit public à l'ENA. En 2003, Marianne Laigneau rejoint Gaz de France comme chef du service des Affaires institutionnelles à la Direction Générale, puis en septembre 2004 devient Déléguée aux Affaires publiques. Elle rejoint le groupe EDF en 2005 comme Directrice Juridique puis Secrétaire Générale adjointe et devient en 2007 Secrétaire Générale, membre du Comité exécutif. Marianne Laigneau est Directrice des Ressources humaines du groupe EDF depuis le 1er décembre 2010. Elle est par ailleurs membre du Conseil général de la Banque de France et Présidente de l'Association des anciens élèves de l'ENS Ulm.

Dominique Minière, 57 ans, diplômé de l'École des Mines de Paris (1978). Entré en 1982 comme jeune ingénieur chez EDF, il exerce rapidement des responsabilités au sein du département Maintenance de la Direction chargée de l'Exploitation des centrales de production d'électricité nucléaire et thermique françaises ; près du tiers du parc actuellement en fonctionnement est mis en service sur cette période. De 1986 à 1989, il participe au démarrage de la centrale nucléaire de Golfech (Tarn-et-Garonne), puis, de 1993 à 1997, au démarrage de la centrale nucléaire de Daya Bay en Chine. Il rejoint, en 1997, la centrale de Cattenom (Moselle), dont il prend la direction en 1999. De 2002 à 2013, il occupe successivement les postes de Directeur adjoint puis de Directeur de la Division Production Nucléaire, qui supervise les 58 unités de production nucléaire d'EDF en France. En mars 2013, il devient Directeur Délégué de la Direction Production Ingénierie, qui porte la responsabilité de l'ensemble du parc de production d'électricité nucléaire, thermique et hydraulique d'EDF. Il est, depuis mars 2015, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique.

Vincent de Rivaz, 62 ans, ingénieur diplômé de l'École nationale supérieure d'hydraulique de Grenoble. Vincent de Rivaz commence sa carrière au sein du groupe EDF en 1977 comme ingénieur hydraulicien du Département Ingénierie Externe, participant à la construction d'ouvrages hydroélectriques en Afrique, Guyane et Nouvelle-Calédonie. De 1985 à 1991, il est responsable de la région Extrême-Orient à la Direction Internationale et œuvre au développement du Groupe en Chine, dans les domaines nucléaire, thermique, hydraulique et distribution. Entre 1991 et 1994, il est Directeur du Centre National d'Équipement Hydraulique d'EDF, en charge de l'ingénierie des projets hydrauliques du groupe EDF, en France et à l'étranger, et pilote notamment le démarrage du projet de Nam Theun 2 au Laos. En 1995, il est nommé Directeur Adjoint de la Direction Internationale puis en devient le Directeur des Grands Projets. À ce titre, il assure le développement des projets d'investissement d'EDF dans les IPP notamment en Chine, en Égypte, au Mexique, au Vietnam et au Laos ainsi que les acquisitions de sociétés en Pologne, en Suisse et en Angleterre, dont London Electricity en 1998. En 1999, Vincent de Rivaz est nommé Directeur Délégué de la Direction Financière puis devient en 2000 le Directeur des Stratégies et Opérations Financières. Nommé Président-Directeur Général de LE Group en Angleterre en février 2002, il dirige les opérations d'acquisition et d'intégration de la société Seaboard, avec l'ancien London Electricity et les réseaux de l'Est de l'Angleterre, créant EDF Energy en 2003. En 2008 et 2009, l'acquisition puis l'intégration de British Energy, le grand opérateur nucléaire britannique, font d'EDF Energy le leader sur le marché de l'électricité britannique, premier producteur et premier fournisseur d'électricité. En 2010, il dirige la mise en œuvre de la cession de l'activité des réseaux de distribution d'EDF Energy. Il conduit le développement des projets de nouveau nucléaire d'EDF en Grande-Bretagne, avec le projet Hinkley Point C comme premier objectif. Vincent de Rivaz est actuellement Directeur Général d'EDF Energy et, depuis mars 2015, Directeur Exécutif Groupe d'EDF.

Simone Rossi, 47 ans, diplômé de l'université Bocconi (Milan) en administration des affaires. Simone Rossi commence sa carrière comme consultant, d'abord chez KPMG Consulting en *corporate finance,* puis à partir de 1996 chez McKinsey & Company, où il se spécialise principalement dans les secteurs de l'énergie, des institutions financières et des technologies d'information et de communication. En 2004, il entre chez Edison SpA à Milan, en tant que responsable stratégie, avant d'être promu Directeur du Contrôle financier et des Systèmes d'Information en 2007. Fin 2009, il est nommé Directeur Financier de Constellation Energy Nuclear Group (CENG), société basée à Baltimore aux États-Unis. Il devient ensuite *Chief Financial Officer* d'EDF Energy en avril 2011. Simone Rossi est, depuis mars 2015, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Internationale d'EDF.

Pierre Todorov, 58 ans, ancien élève de l'École normale supérieure (Ulm) et de l'École nationale d'administration (ENA), agrégé de philosophie. Pierre Todorov est auditeur, puis maître des requêtes au Conseil d'État de 1986 à 1990. Il rejoint à cette date le groupe Lagardère, au sein duquel il exerce diverses fonctions dans la branche médias, notamment celle de Directeur Général Adjoint International d'Hachette Filipacchi. En 1997, il est nommé Secrétaire Général du groupe Accor, fonction qu'il exerce jusqu'en 2008. Entre 2008 et 2011, il est associé du cabinet d'avocats Hogan Lovells LLP, puis il rejoint PSA Peugeot Citroën en 2011, en qualité de Secrétaire Général, membre du Comité de Direction générale. Pierre Todorov est Secrétaire Général et membre du Comité exécutif du groupe EDF depuis le 2 février 2015.

Philippe Torrion, 61 ans, ancien élève de l'École polytechnique et diplômé de l'École nationale supérieure des Mines. Philippe Torrion commence sa carrière à EDF en 1977 en tant que cadre à la Direction Régionale Paris et occupe jusqu'en 1999 différentes fonctions au sein de l'entreprise : cadre technique au centre de distribution de Boulogne-sur-Mer, ingénieur économiste puis chef de Département Économie interne au Service des études économiques générales. Il devient Directeur du centre EDF-GDF Services Gard-Cévennes en 1992, puis cinq ans plus tard chef du service Économie du système à la Direction Production-Transport. En 1999, il est nommé Directeur de la Stratégie, puis en 2001 Délégué à l'Action régionale et Délégué Régional PACA, avant de devenir Directeur Général d'EDF Trading en 2005. À partir d'août 2008, il dirige la Direction Optimisation Amont-Aval & Trading (DOAAT). Philippe Torrion est, depuis mars 2015, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Innovation, Stratégie et Programmation d'EDF. Il assure également la Présidence du Conseil d'administration d'EDF Trading.

Xavier Ursat, 49 ans, diplômé de l'École polytechnique et de Télécom Paris. Il entre à EDF en 1991 où il exerce d'abord diverses fonctions au sein de l'ingénierie hydraulique jusqu'en 2002. Il pilote notamment la réalisation des centres de conduite hydraulique d'EDF et contribue à des projets internationaux, notamment en Amérique du Sud. De 2002 à 2005, il est Chargé de mission auprès du Directeur Général Adjoint d'EDF en charge de la Production et de l'Ingénierie. De 2005 à 2007, il est Directeur Adjoint de l'Unité de Production Alpes à Grenoble et de 2007 à 2010, Directeur de l'Unité de Production Sud-Ouest à Toulouse. De 2010 à 2014, il est successivement Directeur Délégué et Directeur de la Division Production et Ingénierie Hydraulique. Depuis mars 2015, Xavier Ursat est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire. Il est également membre du Conseil d'administration de l'Onema (Office national de l'eau et des milieux aquatiques), administrateur d'EDF Énergies Nouvelles et d'EDF Norte Fluminense, membre du Comité national de l'eau et gouverneur du Conseil mondial de l'eau.

4.4 Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration et de Direction Générale

4.4.1 ABSENCE DE LIENS FAMILIAUX

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun lien de nature familiale entre les membres des organes d'administration ou de Direction Générale.

4.4.2 ABSENCE DE CONDAMNATION

À la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a fait l'objet, au cours des cinq dernières années au moins : (i) d'une condamnation pour fraude, (ii) d'une faillite, mise sous séquestre ou liquidation ni (iii) d'une incrimination ou sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires.

Par ailleurs, à la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur au cours des cinq dernières années.

4.4.3 CONFLITS D'INTÉRÊTS

À la connaissance de la Société, il n'existe à la date de dépôt du présent document de référence aucun conflit d'intérêts potentiel à l'égard d'EDF entre les devoirs des membres du Conseil d'administration et de la Direction Générale de la Société et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs (concernant les règles applicables aux membres du Conseil d'administration en matière de conflits d'intérêts, voir la section 4.2.2.2 « Obligations et devoirs des administrateurs »).

Du fait du mandat de Président du Conseil d'administration d'AREVA de Monsieur Philippe Varin, la Société a mis en place une procédure spécifique visant à régler les situations qui pourraient engendrer des risques de conflits d'intérêts éventuels. Cependant, compte tenu des discussions engagées entre EDF et AREVA en 2015 (voir section 1.4.1.2.3.2 « Protocole d'accord avec AREVA »), Monsieur Varin a suspendu sa participation aux travaux du Conseil d'administration d'EDF à compter du 9 juin 2015 avant de faire part, le 31 mars 2016, de sa décision de démissionner de son mandat d'administrateur (voir section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Sous réserve des dispositions légales et réglementaires particulières applicables à la composition du Conseil d'administration de la Société (voir section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »), il n'existe à la connaissance de la Société aucun arrangement ou accord conclu avec des actionnaires, clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel un membre du Conseil d'administration ou un membre de la Direction Générale a été nommé en cette qualité.

À la connaissance de la Société, il n'existe aucune restriction acceptée par un membre du Conseil d'administration concernant la cession dans un certain laps de temps de sa participation dans le capital de la Société, à l'exception des restrictions résultant du code de déontologie boursière d'EDF (voir section 4.5.2 « Opérations réalisées sur les titres de la Société »). En outre, les mandataires sociaux qui détiendraient des parts de Fonds Communs de Placement du plan d'épargne entreprise du groupe EDF investis en actions EDF, ou qui auraient acheté des actions à l'État dans le cadre des lois de privatisations, peuvent être soumis aux règles de blocage ou d'incessibilité résultant des dispositions applicables à ces opérations.

4.5 Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants

4.5.1 PARTICIPATION DES ADMINISTRATEURS

Au 31 décembre 2015, les membres du Conseil d'administration de la Société détenaient un total de 3 359 actions. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par les administrateurs en fonction au 31 décembre 2015 :

	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2015
Jacky CHORIN (1)	229
Philippe CROUZET	200
Bruno LAFONT	150
Colette LEWINER (2)	1 748
Marie-Hélène MEYLING	33
Christian TAXIL (1)	965
Maxime VILLOTA (1)	34
TOTAL	**3 359**

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.
(2) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE.

Mmes Chabauty, Lepetit et Parisot et MM. Appert, Léchevin, Lévy, Magnin, Masset, Rignac, Vial et Varin ne détenaient aucune action EDF au 31 décembre 2015. Au 31 décembre 2014, les membres du Conseil d'administration de la Société détenaient un total de 3 316 actions. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par les administrateurs en fonction au 31 décembre 2014 :

	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2014
Christine CHABAUTY (1)	6
Jacky CHORIN (1)	217
Philippe CROUZET	200
Bruno LAFONT	150
Colette LEWINER (2)	1 771
Marie-Hélène MEYLING	28
Christian TAXIL (1)	912
Maxime VILLOTA (1)	32
TOTAL	**3 316**

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.
(2) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE.

Mme Lepetit et Parisot et MM. Appert, Léchevin, Lévy, Magnin, Masset, Rignac, Turrini et Varin ne détenaient aucune action EDF au 31 décembre 2014.

4.5.2 OPÉRATIONS RÉALISÉES SUR LES TITRES DE LA SOCIÉTÉ

Le groupe EDF a adopté depuis 2006 des principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. Ces règles ont été rassemblées dans un code de déontologie mis à jour en mars 2011 afin de tenir compte des recommandations de l'AMF de novembre 2010 et présenté au Comité exécutif d'EDF le 4 avril 2011. En parallèle de la diffusion de ce code, des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées et les périodes de *black-out* pendant lesquelles les initiés permanents ainsi que le personnel du Groupe ayant une connaissance précise des comptes de la Société avant leur publication doivent impérativement s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres de la Société.

Le code de déontologie rappelle également les obligations pesant sur les dirigeants de déclarer à l'AMF et à la Société les opérations effectuées sur les titres EDF. En effet, aux termes de l'article L. 621-18-2 du Code monétaire et financier, les dirigeants des sociétés dont les actions sont admises aux négociations sur un marché réglementé doivent déclarer les opérations effectuées sur les titres de la société à l'AMF et à la société dans un délai de cinq jours de négociation suivant leur réalisation.

Le règlement général de l'AMF [1] dispose par ailleurs que le Conseil d'administration d'EDF doit rendre compte dans son rapport annuel à l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires des opérations qui ont été déclarées par les dirigeants et les personnes assimilées [2] au cours du dernier exercice.

Aucune opération sur les titres EDF n'a été déclarée à l'AMF ou à la Société au cours de l'exercice 2015 par les membres du Conseil d'administration et du Comité exécutif de la Société.

4.6 Rémunération et avantages

4.6.1 RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX

Les rémunérations et avantages de toutes natures versés durant l'exercice 2015 aux mandataires sociaux par la Société et les sociétés contrôlées sont détaillés ci-dessous.

Les tableaux figurant ci-après ont été établis selon le format préconisé par le code consolidé de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF modifiée le 13 avril 2015.

4.6.1.1 Rémunération globale du Président-Directeur Général

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS ET DES OPTIONS ET ACTIONS ATTRIBUÉES AUX DIRIGEANTS MANDATAIRES SOCIAUX (1)

(en euros)	Exercice 2015	Exercice 2014
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général		
Rémunérations dues au titre de l'exercice	452 868	47 368
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	néant	néant
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice (2)	néant	néant
Valorisation des actions attribuées gratuitement au cours de l'exercice (2)	néant	néant
TOTAL	**452 868**	**47 368**

(1) Tableau n° 1 de la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF.
(2) Comme indiqué à la section 4.6.2, la Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et les mandataires sociaux ne bénéficient pas d'attributions gratuites d'actions.

Concernant la rémunération de M. Jean-Bernard Lévy, nommé Président-Directeur Général d'EDF par décret du 27 novembre 2014, voir la section 4.6.1.1.2.

1. *Article 223-26 du règlement général de l'AMF.*
2. *Au sein d'EDF, les personnes « assimilées aux dirigeants » sont les membres du Comité exécutif de la Société.*

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS DES DIRIGEANTS MANDATAIRES SOCIAUX [1]

Le tableau ci-dessous détaille les rémunérations de toutes natures dues et versées à Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général depuis le 23 novembre 2014, au titre des exercices 2014 et 2015.

	Exercice 2015		Exercice 2014	
(en euros)	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Jean-Bernard Lévy				
Rémunération fixe	450 000	497 368 [2]	47 368	0
Rémunération variable	0	0	0	0
Rémunération variable pluriannuelle	néant	néant	néant	néant
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	néant	néant
Jetons de présence	néant	néant	néant	néant
Avantages en nature [3]	2 868	2 868	0	0
TOTAL	**452 868**	**500 236**	**47 368**	**0**

(1) Tableau n° 2 de la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF.
(2) Comprend la rémunération due au titre de l'exercice 2014.
(3) Ces avantages en nature consistent en la mise à disposition d'un véhicule de fonction et l'avantage en nature énergie.

Concernant la rémunération de M. Jean-Bernard Lévy, voir section 4.6.1.1.2.

4.6.1.1.1 Modalités de détermination de la rémunération

En application de l'article 3 du décret n° 53-707 du 9 août 1953 et de l'article L. 225-47 du Code de commerce, les éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général sont fixés par le Conseil d'administration de la Société sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations et approuvés par le Ministre chargé de l'économie après consultation des Ministres intéressés.

Le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 a modifié le décret du 9 août 1953 en instaurant un plafonnement à 450 000 euros pour la rémunération des mandataires sociaux des entreprises publiques auxquelles ce décret est applicable.

4.6.1.1.2 Fixation de la rémunération du Président-Directeur Général

Rémunération au titre de l'exercice 2015

Sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations, le Conseil d'administration réuni le 8 avril 2015 a décidé de fixer à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre des exercices 2014 et 2015 et que cette rémunération serait calculée, au titre de l'exercice 2014, *prorata temporis* à compter de la nomination de M. Jean-Bernard Lévy en qualité de Président-Directeur Général par intérim le 23 novembre 2014, soit un montant à verser au titre de l'exercice 2014 correspondant à 47 368 euros bruts.

Le Conseil d'administration a également décidé l'attribution au Président-Directeur Général d'une indemnité de rupture dans les conditions décrites au paragraphe 4.6.1.1.3 ci-dessous.

Rémunération au titre de l'exercice 2016

Sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations, le Conseil d'administration réuni le 15 février 2016 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2016.

4.6.1.1.3 Autres éléments de rémunération

En 2015, M. Jean-Bernard Lévy n'a perçu aucun jeton de présence au titre de son mandat de Président du Conseil d'administration et administrateur d'EDF. Il n'a par ailleurs perçu aucun jeton de présence au titre de mandats exercés dans des sociétés contrôlées par EDF, ni aucune rémunération de quelque nature que ce soit de la part de sociétés contrôlées.

La Société n'a attribué aucune option de souscription ou d'achat d'action au Président-Directeur Général en 2015, et aucune option n'a été exercée au cours de l'exercice. De même, aucune action n'a été attribuée gratuitement au Président-Directeur Général au cours de l'exercice écoulé, et aucune n'est devenue disponible.

M. Jean-Bernard Lévy n'a reçu aucune prime d'arrivée de la part d'EDF.

Contrat de travail, retraite supplémentaire, indemnités de départ et clause de non-concurrence

Dirigeant mandataire social [1]	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement des fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général depuis le 27 novembre 2014 [2]	**non**	**non**	**oui**	**non**

(1) Tableau n° 11 de la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF.
(2) M. Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général par intérim à compter du 23 novembre 2014.

Sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations, le Conseil d'administration réuni le 8 avril 2015 a décidé l'attribution à M. Jean-Bernard Lévy d'une indemnité de rupture conforme aux dispositions du Code de commerce et aux recommandations du code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF en cas de cessation de son mandat de Président-Directeur Général d'Électricité de France. Cette indemnité est soumise aux conditions et modalités suivantes :

- **fait générateur de l'indemnité :** octroi définitif de l'indemnité sur décision du Conseil d'administration, uniquement en cas de départ contraint (révocation sauf pour faute grave ou lourde) ;
- **modalités de calcul et plafond :** montant initial de l'indemnité de rupture de 200 000 euros bruts après un an d'ancienneté à compter de la date de première nomination, soit le 23 novembre 2014, ensuite augmenté de 60 000 euros bruts par trimestre d'ancienneté supplémentaire, dans la limite du plafond d'un an de rémunération ;
- **critère de performance :** le paiement de l'indemnité de rupture ne sera dû que dans le cas où l'EBITDA Groupe budgété est atteint à hauteur de 80 % au moins sur deux des trois derniers exercices écoulés au moment de la cessation des fonctions ; dans l'hypothèse où la cessation des fonctions interviendrait au cours de la deuxième année d'exercice du mandat, le Conseil appréciera l'atteinte de ce critère sur la base du dernier exercice écoulé ; dans l'hypothèse d'une cessation des fonctions au cours de la troisième année du mandat, l'atteinte du critère sera mesurée sur les deux derniers exercices écoulés.

Cet engagement réglementé visé à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce a fait l'objet d'un rapport spécial des Commissaires aux comptes en date du 8 avril 2015 inclus en annexe C du document de référence 2014.

4.6.1.2 Rémunération globale des administrateurs

Aucune rémunération exceptionnelle au titre de leur mandat n'a été versée aux administrateurs au cours de l'exercice 2015.

Le tableau ci-dessous fait apparaître les montants bruts des jetons de présence versés au cours des exercices 2014 et 2015 aux membres du Conseil d'administration.

TABLEAU DES JETONS DE PRÉSENCE VERSÉS AUX ADMINISTRATEURS

	2015 [1]	2014 [2]
Administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2015		
Olivier Appert [3]	15 642	n. a.
dont versés au budget de l'État	*14 192*	*n. a.*
Philippe Crouzet	46 479	30 000
Bruno Lafont	48 245	23 104
Bruno Léchevin [3]	15 642	n. a.
dont versés au budget de l'État	*15 642*	*n. a.*
Marie-Christine Lepetit [3]	16 819	n. a.
dont versés au budget de l'État	*16 819*	*n. a.*
Jean-Bernard Lévy [4]	n. a.	n. a.
Colette Lewiner	39 422	4 444
Laurence Parisot [4]	16 231	n. a.
Gérard Magnin [4]	15 642	n. a.
dont versés au budget de l'État	*10 950*	*n. a.*
Christian Masset [3]	15 054	n. a.
dont versés au budget de l'État	*15 054*	*n. a.*
Philippe Varin [4]	14 466	n. a.

n. a. = non applicable.
(1) Au titre du second semestre 2014 et du premier semestre 2015. Par exception, Mme Faugère et MM. Crouzet et Lafont ont perçu la totalité de leur part fixe et de leur part variable au titre de 2014 au cours du premier semestre de l'exercice 2015.
(2) Au titre du second semestre 2013 et du premier semestre 2014.
(3) Administrateur percevant des jetons de présence depuis le 23 novembre 2014.
(4) Administrateur depuis le 23 novembre 2014.

	2015 (1)	2014 (2)
Martin Vial (5)	n. a.	n. a.
dont versés au budget de l'État	*n. a.*	*n. a.*
Administrateurs dont les mandats sont échus au 31 décembre 2015		
Mireille Faugère	11 274	33 448
Michael Jay	17 306	39 310
Pierre Mariani	22 602	44 138
Regis Turrini	16 231	n. a.
dont versés au budget de l'État	*16 231*	*n. a.*
TOTAL *(EN EUROS)*	**311 055**	**174 444**

n. a. = non applicable.
(5) Administrateur depuis le 9 septembre 2015.

Enveloppe et répartition des jetons de présence

Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, et le Président du Conseil d'administration d'EDF ne perçoit pas de jeton de présence.

En application de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, les jetons de présence alloués aux administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance et ayant la qualité d'agent public de l'État sont versés au budget de l'État. Il en va de même des jetons de présence dépassant un plafond fixé par arrêté du Ministre chargé de l'économie [1] à percevoir par les autres administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État et n'ayant pas la qualité d'agent public.

Concernant le Représentant de l'État nommé en application de l'article 4 de l'ordonnance du 20 août 2014, toute rémunération qu'il perçoit à raison de l'exercice de son mandat est versée au budget de l'État.

Après avis du Comité des nominations et des rémunérations et approbation par le Ministre chargé de l'économie et le Ministre chargé de l'énergie en application de l'article 3 du décret n° 53-707 du 9 août 1953, le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires le montant de l'enveloppe des jetons de présence à allouer ensuite aux administrateurs suivant la répartition décidée par le Conseil d'administration.

Compte tenu des modifications apportées courant 2014 à la composition du Conseil d'administration d'EDF en application de l'ordonnance du 20 août 2014, l'Assemblée générale du 21 novembre 2014, sur proposition du Conseil d'administration après avis du Comité des nominations et des rémunérations, a augmenté l'enveloppe de jetons de présence alloués au Conseil pour l'exercice 2014 pour la porter à 226 000 euros (contre 200 000 euros précédemment) et fixé l'enveloppe annuelle de jetons de présence alloués au Conseil pour 2015 et les années ultérieures à 440 000 euros.

Les modalités de répartition de l'enveloppe annuelle de jetons de présence, applicables depuis l'exercice 2011, ont été adoptées par le Conseil d'administration du 22 juin 2011 sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations. Le montant total de l'enveloppe se répartit entre une part fixe et une part variable, représentant chacune la moitié de l'enveloppe, réparties comme suit :

- la part fixe est partagée de manière égale entre les administrateurs concernés ; 50 % de la part fixe annuelle sont versés au cours de l'exercice d'attribution et les 50 % restants au début de l'exercice suivant ;
- la répartition de la part variable entre les administrateurs est déterminée par application d'un coefficient variable selon le type de réunions (Conseil ou Comité) et selon les fonctions particulières occupées par chaque administrateur (membre ou Président de Comité) : un coefficient 2 pour la présence à une séance du Conseil d'administration, un coefficient 2 pour la présence d'un Président à une réunion de Comité, et enfin un coefficient 1 pour la présence d'un administrateur en tant que membre à une réunion de Comité. La part variable est divisée par le total des coefficients de l'exercice afin de déterminer la valeur unitaire du coefficient ; la part variable au titre d'un exercice est versée au début de l'exercice suivant.

Le Conseil d'administration réuni le 8 mars 2016 a décidé de soumettre à l'approbation de l'Assemblée générale convoquée le 12 mai 2016 une augmentation de l'enveloppe annuelle de jetons de présence, pour la porter à 510 000 euros, au seul titre de l'exercice 2016, afin de rémunérer spécifiquement les travaux menés au cours des exercices 2015 et 2016 par le Groupe de travail des administrateurs indépendants dans le cadre du projet d'acquisition par EDF du contrôle de la société AREVA NP (voir section 1.4.1.2.3.2 « Protocole d'accord avec AREVA »). Sous réserve d'approbation de cette nouvelle enveloppe par l'Assemblée générale du 12 mai 2016, le Conseil a décidé d'allouer la somme de 40 000 euros à la Présidente du Groupe de travail des administrateurs indépendants et la somme de 10 000 euros à chaque membre du Groupe de travail. Les règles de répartition des jetons de présence décrites ci-dessus adoptées par le Conseil d'administration le 22 juin 2011 demeurent par ailleurs inchangées.

4.6.2 OPTIONS DE SOUSCRIPTION OU D'ACHAT D'ACTIONS – ACTIONS GRATUITES

La Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et les mandataires sociaux ne bénéficient pas d'attributions gratuites d'actions [2].

1. *Un arrêté du 18 décembre 2014 pris en application de l'article 6-V de l'ordonnance du 20 août 2014 précise que la Société verse au budget de l'État la rémunération excédant un plafond de 30 % de la rémunération qui devrait être perçue par ces administrateurs.*
2. *À l'exception, le cas échéant, des administrateurs élus par les salariés, qui peuvent bénéficier des dispositifs mis en place par la Société au profit de l'ensemble de ses salariés.*

4.7 Rapport 2015 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques

INTRODUCTION

En application de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le présent rapport rend compte :

- des conditions de gouvernement d'entreprise (composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration, limitations des pouvoirs du Président-Directeur Général), des principes et règles arrêtés par le Conseil d'administration pour déterminer les rémunérations des mandataires sociaux et des modalités de participation des actionnaires aux Assemblées générales d'EDF (voir § 1) ;
- ainsi que des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein du groupe EDF (voir § 2).

Au sens du présent rapport, les termes « EDF » ou « Société » désignent la société Électricité de France SA.

Les termes « groupe EDF » ou « Groupe » désignent :

- la société EDF ;
- ses filiales du secteur régulé : les « filiales régulées » :
  - RTE, filiale gérée en toute indépendance au sein du groupe EDF, chargée de la gestion du réseau public de transport d'électricité pour laquelle le Code de l'énergie prévoit, en application de la 3e Directive du 13 juillet 2009, dans ses articles L. 111-2 à L. 111-46 une indépendance de gestion par rapport à la maison mère,
  - ERDF, filiale gérée en toute indépendance au sein du groupe EDF, chargée de la gestion du réseau public de distribution d'électricité, pour laquelle le Code de l'énergie comprend également des dispositions sur l'indépendance de gestion (articles L. 111-57 à L. 111-66).

    Ces dispositions légales introduisent des limites (spécifiques à chacune de ces filiales, étant précisé qu'elles sont plus contraignantes pour RTE) au contrôle de leurs activités par la maison mère ;
- ses autres filiales, directes ou indirectes, contrôlées majoritairement, en France ou à l'étranger : « les filiales contrôlées » ;
- ses filiales co-contrôlées : « les filiales co-contrôlées [1] » ;
- ses participations directes ou indirectes : « les participations ».

Nota 1 : Le périmètre des comptes consolidés du Groupe est précisé au chapitre 6 du document de référence 2015.

Nota 2 : Les informations spécifiques aux filiales RTE et Électricité de Strasbourg sont disponibles dans les rapports établis par ces deux sociétés en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce. Les pratiques et modalités d'exercice du contrôle peuvent être différentes selon le domaine d'activité spécifique des entités citées ci-dessus, et seront précisées en tant que de besoin tout au long du présent rapport.

Nota 3 : Les informations contenues dans le présent rapport sont arrêtées au 31 décembre 2015, sauf indication contraire. Des informations complémentaires et des mises à jour sont disponibles dans le document de référence 2015 de la Société auquel sera annexé le rapport.

1 GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

1.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère au code AFEP-MEDEF, qui est le code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce [2], sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Ces spécificités, qui résultent du statut d'entreprise publique d'EDF et en particulier de l'application à la Société de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 et de ses textes d'application, de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public et du décret n° 53-707 du 9 août 1953, sont détaillées dans le présent rapport et dans le document de référence 2015 et concernent notamment :

- la composition du Conseil d'administration (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration ») ;
- les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF (voir la section 4.2.2.3 « Mode d'exercice de la Direction Générale – nomination et attributions du Président-Directeur Général ») ;
- les modalités de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général (voir section 4.6.1.1.1 « Modalités de détermination de la rémunération ») ; ou
- le mode d'exercice de la Direction Générale (voir section 4.2.2.3 « Mode d'exercice de la Direction Générale – nomination et attributions du Président-Directeur Général »).

1. *Au sens du présent rapport au 31 décembre 2015, le terme de filiale « co-contrôlée » regroupe les entreprises associées et coentreprises (principalement CENG, Estag, Fuzhou, Sloe) et les activités conjointes (Friedeburger Speicherbetriebsgesellschat GmbH (Crystal)). Voir chapitre 6 du document de référence 2015.*
2. *Le Conseil d'administration de la Société, après avoir pris connaissance des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés, avait dès le 17 décembre 2008 exprimé son accord sur ces recommandations, considérant qu'elles s'inscrivaient dans la démarche de gouvernement d'entreprise d'EDF et qu'elles étaient déjà mises en œuvre par la Société.*

Outre les spécificités rappelées ci-avant, le tableau ci-dessous recense les recommandations du code AFEP-MEDEF qui ne sont pas appliquées par la Société et les explications correspondantes :

Recommandation du code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du document de référence 2015 correspondante
Renouvellement échelonné du Conseil d'administration Recommandation n° 14 : *« L'échelonnement des mandats doit être organisé de façon à éviter un renouvellement en bloc et à favoriser un renouvellement harmonieux des administrateurs. »*	Le renouvellement en bloc du Conseil d'administration tous les cinq ans n'est plus obligatoire en application de l'ordonnance du 20 août 2014, mais la Société n'a pas mis en œuvre le renouvellement échelonné du Conseil d'administration.	La Société a modifié ses statuts lors de l'Assemblée générale du 21 novembre 2014 en vue de mettre en œuvre la nouvelle composition du Conseil d'administration issue de l'ordonnance du 20 août 2014 et de réduire la durée du mandat des administrateurs à 4 ans. S'agissant de l'échelonnement du renouvellement des mandats, cette possibilité est désormais ouverte à la Société et pourra donc faire l'objet d'un examen par le Conseil d'administration.	Voir la section 4.2.2.1 (« Durée du mandat des administrateurs »).
Détention par les administrateurs d'actions de la Société Recommandation n° 20 : *« L'administrateur doit être actionnaire à titre personnel et posséder un nombre relativement significatif d'actions au regard des jetons de présence perçus : à défaut de détenir ces actions lors de son entrée en fonction, il doit utiliser ses jetons de présence à leur acquisition. »*	Les statuts de la Société et le règlement intérieur du Conseil ne prévoient pas que les administrateurs doivent posséder un nombre relativement significatif d'actions au regard des jetons de présence perçus.	En application de la loi du 26 juillet 1983, les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit. Par ailleurs, les jetons de présence perçus par les membres proposés par l'État ayant la qualité d'agents publics sont versés au budget de l'État. S'agissant des représentants de l'État n'ayant pas la qualité d'agents publics, ils ne peuvent percevoir que 30 % des jetons de présence qui leur sont dus, le solde étant versé au budget de l'État. Enfin, le Président du Conseil d'administration ne perçoit pas de jetons de présence. Compte tenu de la grande disparité des situations, le Conseil n'a pas établi de règle unique de détention d'actions de la Société. En outre, chaque administrateur doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient à titre personnel.	Voir les sections 4.6.1.2 (« Rémunération globale des administrateurs ») et 4.5 (« Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants »).
Détention par le Président-Directeur Général d'actions de la Société Recommandation n° 23.2.1 : *« Le président du conseil, le directeur général ( ) doivent conserver au nominatif, jusqu'à la fin de leurs fonctions, un nombre significatif d'actions fixé périodiquement par le conseil d'administration ou le conseil de surveillance. Le nombre de titres, qui peut provenir de levées d'options d'actions ou d'actions de performance, doit être important et croissant, le cas échéant jusqu'à un niveau déterminé par le conseil. »*	Les statuts de la Société et le règlement intérieur du Conseil ne prévoient pas que le Président-Directeur Général doive posséder un nombre relativement significatif d'actions fixé périodiquement par le Conseil d'administration.	Le Président-Directeur Général ne perçoit pas de jetons de présence. Sa rémunération est plafonnée en application du décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 modifiant le décret n° 53-707 du 9 août 1953. Enfin, la Société n'a pas mis en place de plan d'options d'actions et/ou d'actions de performance au bénéfice des dirigeants mandataires sociaux. En conséquence, il a été décidé de ne pas mettre en œuvre cette recommandation. En outre, le dirigeant mandataire social doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient à titre personnel.	Voir les sections 4.6.1.1 (« Rémunération globale du Président-Directeur Général »), 4.6.2 (« Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites ») et 4.5 (« Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants »).
Règles de répartition des jetons de présence Recommandation n° 21 : le mode de répartition des jetons de présence *« doit tenir compte, selon les modalités qu'il définit, de la participation effective des administrateurs au conseil et dans les comités, et donc comporter une part variable prépondérante »*.	Une part significative mais non « prépondérante » des jetons de présence est liée à la participation effective des administrateurs au Conseil et dans les Comités.	Des règles de répartition spécifiques ont été adoptées, qui tiennent compte en particulier du niveau de responsabilités et du temps consacré par les administrateurs à leurs fonctions. Si la part variable de la rémunération versée à titre de jetons de présence n'est pas prépondérante, la Société estime qu'elle est néanmoins significative et appropriée, dans la mesure où la part variable qui rémunère la présence effective des administrateurs représente 50 % de l'enveloppe totale des jetons de présence. Au demeurant, le taux de participation des administrateurs aux séances du Conseil est supérieur à 96 %.	Voir la section 4.6.1.2 (« Rémunération globale des administrateurs »).

1.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

Le règlement intérieur du Conseil d'administration détermine les principes de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles le Conseil et les Comités spécialisés dont il s'est doté exercent leurs missions. Il précise également le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général.

Le règlement intérieur est régulièrement mis à jour, notamment pour tenir compte en particulier des évolutions législatives et réglementaires et des évolutions du code AFEP-MEDEF (voir section 4.1 « Code de gouvernement d'entreprise » du document de référence 2015). La dernière mise à jour date du 30 juin 2015.

1.2.1 Composition du Conseil d'administration

Jusqu'à l'Assemblée générale des actionnaires du 21 novembre 2014 et conformément à l'article 6 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, le Conseil d'administration de la Société était composé de dix-huit membres répartis en trois collèges : six administrateurs étaient nommés par l'Assemblée générale, six administrateurs représentant l'État étaient nommés par décret et enfin six administrateurs étaient élus par les salariés.

L'Assemblée générale réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts de la Société afin de mettre en œuvre les dispositions de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique. En application de cette ordonnance, EDF est désormais administré par un Conseil d'administration composé de trois à dix-huit membres, comprenant des membres nommés par l'Assemblée générale, le cas échéant sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance, un Représentant de l'État choisi par le Ministre chargé de l'économie parmi les agents publics conformément à l'article 4 de l'ordonnance, et un tiers de représentants des salariés élus conformément aux dispositions de la loi du 26 juillet 1983 [1].

Les modalités de révocation des administrateurs sont décrites à la section 4.2.2.1 (« Durée du mandat des administrateurs ») du document de référence 2015.

À la date du présent rapport, le Conseil d'administration comprend dix-huit membres :

- onze administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, dont cinq sur proposition de l'État [2] : M. Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général, Mmes Marie-Christine Lepetit, Colette Lewiner et Laurence Parisot, MM. Olivier Appert, Philippe Crouzet, Bruno Lafont, Bruno Léchevin, Gérard Magnin, Christian Masset et Philippe Varin ;
- un administrateur Représentant de l'État : M. Martin Vial [3] ;
- six administrateurs élus par les salariés : Mmes Christine Chabauty et Marie-Hélène Meyling, MM. Jacky Chorin, Jean-Paul Rignac, Christian Taxil et Maxime Villota.

Les renseignements personnels concernant les administrateurs figurent à la section 4.2.1 (« Composition du Conseil d'administration ») du document de référence 2015.

Depuis le 1er janvier 2015 et jusqu'à la date du présent rapport, les modifications suivantes sont intervenues dans la composition du Conseil d'administration :

Prénom, nom	Collège	Date de nomination	En remplacement de
M. Martin VIAL	Administrateur représentant l'État	9 septembre 2015	M. Régis TURRINI

Compte tenu des discussions engagées entre EDF et AREVA en 2015 (voir section 1.4.1.2.3.2 « Protocole d'accord avec AREVA » du document de référence 2015), M. Philippe Varin a suspendu temporairement, à compter du 9 juin 2015, sa participation aux travaux du Conseil d'administration d'EDF pendant la durée de ces discussions.

En application de l'article L. 225-18-1 du Code de commerce et de l'ordonnance du 20 août 2014, EDF, en tant que société cotée en bourse et entreprise publique, est soumise aux règles relatives à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration et de surveillance, et la Société devra respecter une proportion de 40 % de femmes au sein du Conseil d'administration en 2017. À la date du présent rapport, le Conseil d'administration d'EDF compte cinq femmes, dont deux parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de 27,8 % de femmes par rapport à l'ensemble du Conseil et de 25 % de femmes par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage conformément au code AFEP-MEDEF (c'est-à-dire hors administrateurs représentant les salariés).

Le Commissaire du Gouvernement [4] et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société [5] ainsi que le Secrétaire du Comité central d'entreprise assistent aux séances du Conseil d'administration, avec voix consultative. Toutefois, en application de l'article L. 311-5-7 du Code de l'énergie, issu de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le Commissaire du Gouvernement est informé des décisions d'investissement et peut s'opposer aux décisions dont la réalisation serait incompatible avec les objectifs du plan stratégique élaboré par la Société ou avec ceux de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

1.2.2 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil d'administration des situations de conflits d'intérêts (voir section 4.4.3 « Conflits d'intérêts » du document de référence 2015) et s'abstenir de participer aux débats et au vote de toute délibération pour laquelle une situation de conflit d'intérêts existerait, respecter l'obligation de confidentialité et se conformer au code de déontologie boursière d'EDF.

Les membres du Conseil d'administration et le Président-Directeur Général sont tenus de communiquer sans délai au Conseil toute convention conclue par la Société à laquelle ils sont directement ou indirectement intéressés ou qui serait conclue par personne interposée.

Chaque administrateur reçoit un guide de l'administrateur régulièrement mis à jour, qui regroupe notamment les documents suivants : statuts de la Société, règlement intérieur du Conseil d'administration et de ses Comités, code de déontologie boursière (voir section 4.5.2 « Opérations réalisées sur les titres de la Société » du document de référence 2015), Charte éthique Groupe, engagements de Responsabilité d'Entreprise du Groupe et code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées AFEP-MEDEF.

1. *Les représentants des salariés mentionnés au I de l'article 7 de l'ordonnance du 20 août 2014 sont soumis, pour leur élection et leur statut, aux mêmes dispositions que celles prévues, pour les représentants des salariés des entreprises relevant de la loi du 26 juillet 1983, aux chapitres II et III du titre II de cette loi.*
2. *En application de l'ordonnance du 20 août 2014 : Mme Marie-Christine Lepetit, MM. Olivier Appert, Bruno Léchevin, Gérard Magnin et Christian Masset.*
3. *Nommé par arrêté du Ministre des Finances et des Comptes publics et du Ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique en date du 9 septembre 2015, publié au* Journal officiel de la République française *du 18 septembre 2015.*
4. *Article 15 de l'ordonnance du 20 août 2014.*
5. *Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément au décret n° 55-733 du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.*

1.2.3 Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général

Conformément à la faculté prévue à l'article 18 de l'ordonnance du 20 août 2014, les statuts d'EDF prévoient que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général. Le mode d'exercice de la Direction Générale « non dissociée » est donc inscrit dans les statuts de la Société. Le règlement intérieur du Conseil, et en particulier les limitations qu'il apporte aux pouvoirs du Directeur Général, assure un équilibre entre le dirigeant mandataire social et le Conseil d'administration, tout en préservant la flexibilité, l'efficacité et la réactivité nécessaire dans l'administration et la gestion de la Société.

Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République sur proposition du Conseil d'administration. Il peut être révoqué par décret conformément à l'article 20 de l'ordonnance du 20 août 2014. En application des dispositions de l'article 13 de la Constitution, le Président est nommé après audition des candidats et avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat. M. Jean-Bernard Lévy a été nommé, au terme de ce processus, Président-Directeur Général d'EDF par décret du 27 novembre 2014.

En cas de vacance du mandat du Président-Directeur Général, l'article 21 de l'ordonnance du 20 août 2014 prévoit que l'État peut désigner une personne chargée de l'intérim jusqu'à la désignation du nouveau dirigeant. En application de ce texte, M. Jean-Bernard Lévy avait été nommé, par décisions ministérielles du 21 novembre 2014, Président-Directeur Général de la Société par intérim à compter du 23 novembre 2014.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public, des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux Assemblées d'actionnaires et des limites aux pouvoirs du Président-Directeur Général prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration à titre de règle interne (voir § 1.2.4), le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social. Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

1.2.4 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Conformément à la loi, le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Il définit les grandes orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux Assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toutes questions intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Aux termes de son règlement intérieur, mis à jour le 30 juin 2015, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser les opérations suivantes :

- les opérations de croissance externe et interne ou de cession qui représentent une exposition financière pour la Société supérieure à 350 millions d'euros. Ce seuil est abaissé à 150 millions d'euros pour les opérations d'acquisition qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ; l'autorisation préalable du Conseil d'administration est requise pour ces mêmes opérations, et selon les mêmes seuils, lorsqu'elles sont réalisées par une entreprise contrôlée exclusivement par la Société ;
- les opérations et programmes industriels cohérents et indissociables d'investissements ou de travaux sur actifs existants supérieurs à 350 millions d'euros par programme ;
- les opérations dans le domaine immobilier supérieures à 200 millions d'euros ;
- certaines opérations financières dès lors que leur montant excède la valeur déterminée chaque année par délibération spéciale du Conseil ; le Conseil a fixé pour l'exercice 2015 (i) à 1,5 milliard d'euros le montant total de l'enveloppe autorisée en matière de cautions, avals ou garanties (le Président-Directeur Général rend compte au Conseil de toutes opérations de cette nature d'un montant unitaire supérieur à 100 millions d'euros, consenties au nom de la Société ou par une entreprise contrôlée par la Société) et (ii) à 5 milliards d'euros le montant nominal de certaines opérations financières dans le cadre d'un plafond global annuel fixé à 15 milliards d'euros. Pour 2016, le Conseil d'administration a décidé de reconduire les mêmes seuils d'autorisation ;
- les marchés (de fournitures, travaux ou services avec ou sans engagement financier) dont le montant, y compris le cas échéant leurs avenants successifs, est égal ou supérieur à 350 millions d'euros, ou compris entre 200 et 350 millions d'euros si ces marchés correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier du Groupe ; le Conseil est par ailleurs informé des avenants conclus sur les marchés qu'il a autorisés qui conduisent à augmenter le montant du marché initial de plus de 30 % ou de plus de 350 millions d'euros ;
- les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO_2 par la Société ou par une société qu'elle contrôle exclusivement, portant sur des volumes ou montants annuels supérieurs à 10 TWh pour l'électricité, 20 TWh pour le gaz (les contrats d'achat ou vente à long terme de gaz supérieurs à 5 TWh et inférieurs à 20 TWh font par ailleurs l'objet d'une information détaillée lors de la séance du Conseil d'administration qui suit leur signature) et 250 millions d'euros pour le charbon et le CO_2 ;
- les stratégies relatives aux opérations amont et aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les stratégies relatives aux achats de gaz ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les accords stratégiques constituant des engagements fermes et irrévocables de coopération ou de partenariat avec un ou plusieurs partenaires étrangers, dans le domaine nucléaire, impliquant des transferts significatifs de propriété intellectuelle ou de technologies de la part du Groupe et constituant des enjeux majeurs pour le Groupe.

Le Conseil d'administration fixe le cadre de la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs de couverture des engagements nucléaires d'EDF SA, se prononce notamment sur la gestion actif-passif, la stratégie d'allocation des actifs, la qualité des actifs et le mode de sélection des éventuels intermédiaires financiers. En cas d'avis négatif du Comité de suivi des engagements nucléaires sur un projet d'investissement en actifs non cotés pour les actifs dédiés, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet (voir § 1.4.2.2). Il détermine les limites aux risques de marché, de contrepartie et de liquidité.

Par ailleurs, en application des dispositions de l'article L. 225-37-1 du Code de commerce, le Conseil d'administration délibère annuellement sur la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale. Enfin, le Conseil d'administration définit annuellement les orientations stratégiques de la Société établies en vue de la consultation du Comité central d'entreprise d'EDF en application de l'article L. 2323-10 du Code du travail.

1.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration et précise que les administrateurs représentant les salariés ne sont pas comptabilisés pour établir la part des administrateurs indépendants.

Compte tenu du cadre légal spécifique applicable à la Société, le Conseil d'administration compte, sur un total de dix-huit membres, un représentant de l'État qui ne peut pas répondre aux critères d'indépendance définis par le code AFEP-MEDEF, ainsi que six administrateurs représentant les salariés qui ne sont pas comptabilisés pour établir la proportion d'administrateurs indépendants. De même, le Président-Directeur Général en sa qualité de dirigeant mandataire social ne peut être considéré comme indépendant au regard des critères définis par le code AFEP-MEDEF en la matière.

Lors de leur réunion conjointe du 21 janvier 2016, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation individuelle des administrateurs nommés par l'Assemblée générale. Après avis de ces Comités, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 27 janvier 2016, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et a qualifié d'administrateurs indépendants Mmes Colette Lewiner et Laurence Parisot ainsi que MM. Philippe Crouzet et Bruno Lafont, le Conseil ayant estimé que ces administrateurs n'entretiennent pas de relation avec la Société, son Groupe ou sa Direction de nature à compromettre l'exercice de leur liberté de jugement. En particulier, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné les liens d'affaires pouvant exister entre la Société et les sociétés dans lesquelles les administrateurs exercent des mandats, au travers des flux de facturation recensés au cours de l'exercice 2015. Le Conseil d'administration a, notamment, constaté sur la base des classements des clients et fournisseurs du Groupe et de l'analyse réalisée par la Direction des Achats qu'aucune de ces sociétés ne pouvait être qualifiée de client ou fournisseur significatif du Groupe et a donc conclu à l'absence de liens d'affaires significatifs s'agissant des administrateurs qu'il a qualifiés d'indépendants.

À la date du présent rapport, le Conseil d'administration de la Société compte donc quatre administrateurs indépendants sur les douze pris en compte pour établir le calcul conformément au code AFEP-MEDEF révisé, soit une proportion d'administrateurs indépendants du tiers, conformément aux recommandations du code.

1.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Conformément aux dispositions du code AFEP-MEDEF, le règlement intérieur du Conseil dispose que le Comité d'éthique pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. Le Conseil consacre donc, une fois par an, un point de son ordre du jour à cette évaluation et organise un débat sur son fonctionnement et celui de ses Comités afin d'en améliorer l'efficacité et de vérifier que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues au sein du Conseil. En outre, tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe sous la direction du Comité d'éthique.

En 2015, l'évaluation annuelle a été réalisée en interne au moyen d'un questionnaire détaillé, examiné par le Comité d'éthique avant envoi aux administrateurs. Comportant à la fois des questions fermées, permettant d'établir un suivi statistique des réponses données par les administrateurs, et des questions ouvertes, permettant aux administrateurs de préciser leurs réponses et d'émettre des observations qualitatives et des propositions d'évolution, ce questionnaire est complété de manière anonyme par les administrateurs puis dépouillé par le Secrétariat du Conseil. L'évaluation ainsi conduite couvre notamment les domaines suivants :

- organisation des séances du Conseil d'administration et des réunions de Comités (nombre et durée, délais d'envoi des dossiers…) ;
- domaines de compétences et méthodes de travail du Conseil (organisation et qualité des débats, suivi des décisions) et des Comités ;
- composition du Conseil d'administration ;
- relations entre le Conseil et le Président et la Direction Générale ;
- informations mises à la disposition des administrateurs.

S'il n'est pas procédé à une évaluation formalisée de la contribution individuelle de chaque administrateur aux travaux du Conseil, l'évaluation réalisée annuellement invite les administrateurs à s'exprimer librement, et de manière anonyme, sur le fonctionnement du Conseil, les relations entre les administrateurs, les compétences qui y sont représentées, leur contribution aux débats, et les observations qui sont formulées sont reprises dans la restitution qui en est faite au Conseil.

Des résultats 2015, examinés par le Comité d'éthique le 8 décembre 2015 et présentés en Conseil le 9 décembre 2015, il ressort que les administrateurs sont d'une manière générale satisfaits du fonctionnement du Conseil et des Comités. Les administrateurs considèrent notamment que la qualité des présentations et des débats ainsi que les travaux des Comités contribuent à éclairer leurs votes. Le nombre de réunions et leur durée, le programme de travail, ainsi que l'équilibre des pouvoirs entre le Président-Directeur Général et le Conseil sont jugés satisfaisants. Les administrateurs estiment avoir un accès suffisant au Président-Directeur Général et aux autres membres de la Direction de la Société. Ils ont particulièrement apprécié la tenue en 2015 d'un séminaire annuel consacré à la stratégie et jugé utiles les travaux du groupe de travail composé d'administrateurs indépendants dans le cadre du projet de partenariat stratégique et d'acquisition par EDF de la filiale d'AREVA, AREVA NP (voir § 1.3 « Activité du Conseil d'administration en 2015 »).

Les axes d'améliorations identifiés portent principalement sur le temps consacré par le Conseil à l'examen de certains sujets que les administrateurs souhaiteraient voir renforcé (tels que les activités opérationnelles cœur de métiers, les activités des filiales, le suivi des investissements ou encore la politique sociale Groupe) et la composition du Conseil (les administrateurs considérant qu'un renforcement du nombre d'administrateurs indépendants pourrait être envisagé ainsi qu'une plus grande diversification des profils).

Le Comité d'éthique a ainsi présenté au Conseil les propositions suivantes : enrichir le programme de travail 2016 du Conseil et des Comités en tenant compte des attentes exprimées, alléger la durée des présentations afin d'assurer un meilleur équilibre entre présentations et débats et mener une réflexion sur la composition du Conseil, notamment dans la perspective de l'atteinte en 2017 d'une proportion de 40 % de femmes au Conseil, conformément à la loi, et d'augmenter le cas échéant le nombre d'administrateurs indépendants.

L'évaluation 2016, au même titre que celle de 2013, sera réalisée par un cabinet externe spécialisé.

1.2.7 Information et formation des administrateurs

Aux termes du règlement intérieur du Conseil, le Conseil reçoit périodiquement des informations sur la situation financière, la trésorerie et les engagements de la Société et du Groupe ainsi que des éléments tels que le bilan financier des marchés passés par la Société pour l'achat des combustibles nucléaires, une revue de performance des filiales principales de la Société à l'occasion de la présentation des comptes annuels et semestriels, la politique commerciale, la politique en matière d'achats et de sous-traitance et la politique ressources humaines.

Un document faisant un point d'actualité sur les grands domaines d'activité du Groupe, les tendances du marché, le contexte économique, financier et institutionnel, est préparé pour chaque séance du Conseil d'administration.

Les principaux événements relatifs à la Société intervenant entre deux séances du Conseil ainsi que le suivi des décisions prises par le Conseil d'administration sont portés à la connaissance des administrateurs.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe.

En outre, sont organisées des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu, de même que les formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier. Ainsi, les administrateurs élus par les salariés peuvent suivre une formation à la gestion des entreprises et aux spécificités industrielles et opérationnelles de la Société qui peut être étendue aux autres administrateurs.

1.3 Activité du Conseil d'administration en 2015

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, conformément aux dispositions législatives et réglementaires.

Au cours de l'exercice 2015, le Conseil d'administration s'est réuni onze fois, et vingt-trois réunions de Comités se sont tenues pour préparer ces séances. Les administrateurs se sont également réunis une fois en séminaire stratégique.

En dehors des réunions du groupe de travail des administrateurs indépendants mentionnées ci-dessous, il n'a pas été tenu en 2015 de réunion formalisée des membres du Conseil hors la présence du Président-Directeur Général et/ou des administrateurs représentant les salariés.

Les séances du Conseil ont duré en moyenne trois heures, permettant un examen et une discussion approfondis des questions figurant à l'ordre du jour.

Le taux moyen de participation des administrateurs aux séances du Conseil s'est élevé à 96,3 % en 2015.

En 2015, le Conseil d'administration a examiné et/ou autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets tels que le programme d'investissements concernant le parc nucléaire existant en France pour la période 2015-2025 (Grand carénage), la stratégie du cycle du combustible nucléaire, le projet de partenariat stratégique entre EDF et AREVA et d'acquisition par EDF de la société AREVA NP (voir ci-dessous), l'avancement du projet de développement de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni (Hinkley Point C), les orientations stratégiques d'EDF en vue de la consultation, au titre de 2015, du Comité central d'entreprise en application de l'article L. 2323-10 du Code du travail, les éléments de la rémunération du Président-Directeur Général (en particulier, rémunération fixe annuelle au titre de 2014 et 2015 et indemnité de rupture en cas de cessation de son mandat), le projet de cession de l'immeuble du siège de la Société, la politique d'égalité professionnelle et salariale d'EDF, le projet de cession par EDF de sa participation de 25 % dans la société autrichienne Energie Steiermark AG (Estag), des projets de développement d'EDF Énergies Nouvelles (États-Unis, Maroc, Royaume-Uni) ou l'acompte sur dividende au titre de 2015.

Le Conseil d'administration a également été informé de la liste des filiales et participations d'EDF dans des sociétés localisées à l'étranger en réponse à la demande du Ministre des Finances et des Comptes publics.

En outre, dans le cadre d'un séminaire stratégique d'une journée, le Conseil a examiné des sujets tels que l'avancement du projet stratégique CAP 2030 lancé début 2015 (voir section 1.3.2 « Vision stratégique » du document de référence 2015), la situation et les perspectives des marchés de l'énergie en Europe, les enjeux et le développement des services numériques pour les particuliers, l'avancée du projet d'EPR Nouveau Modèle (EPR NM) ainsi que la nouvelle stratégie internationale du groupe EDF.

Groupe de travail des administrateurs indépendants

Dans le cadre des discussions engagées en 2015 entre EDF et AREVA sur le projet de partenariat stratégique et d'acquisition par EDF de la filiale d'AREVA, AREVA NP, le Conseil d'administration réuni le 8 avril 2015 a décidé de constituer un groupe de travail composé des membres indépendants du Conseil d'administration d'EDF : présidé par Mme Colette Lewiner, il comprend également Mme Laurence Parisot et MM. Philippe Crouzet et Bruno Lafont.

Ce groupe de travail a pour mission, en liaison avec la Direction d'EDF, d'examiner tout projet qui résulterait des discussions entre EDF et AREVA, au regard notamment de son intérêt stratégique et industriel, de ses éléments financiers et de ses enjeux sociaux. Sans se substituer aux travaux des Comités du Conseil d'administration, ni aux processus de prise de décision en place au niveau du Conseil, le groupe de travail peut formuler, sur la base de son analyse indépendante, toutes recommandations utiles au Conseil d'administration sur le projet.

Dans ce cadre, il reçoit de la Société les informations nécessaires à l'exercice de sa mission et peut entendre les parties prenantes concernées. Il est assisté d'une banque conseil, notamment pour l'examen des éléments de valorisation, et bénéficie de l'éclairage technique des conseils juridiques d'EDF.

Ce groupe de travail s'est réuni sept fois en 2015. Il a émis des avis destinés au Conseil d'administration et au Comité de la stratégie à différents stades des discussions avec AREVA.

1.4 Comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de cinq Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance plénière du Conseil. Ces Comités spécialisés sont le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations.

La composition, le fonctionnement et les missions des Comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration.

Les Comités sont composés d'au moins trois administrateurs choisis par le Conseil d'administration, qui désigne le Président de chaque Comité. Les statuts de la Société prévoient que les Comités comprennent au moins un administrateur représentant les salariés.

À la date du présent rapport, les Présidents des Comités du Conseil sont :

- M. Jean-Bernard Lévy pour le Comité de la stratégie ;
- Mme Marie-Christine Lepetit pour le Comité d'audit ;
- M. Philippe Crouzet pour le Comité de suivi des engagements nucléaires ;
- Mme Colette Lewiner pour le Comité d'éthique ;
- M. Bruno Lafont pour le Comité des nominations et des rémunérations.

La composition de chacun des Comités est décrite ci-après.

Le Commissaire du Gouvernement et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société assistent aux réunions des Comités.

Les travaux des Comités sont organisés dans le cadre d'un programme établi pour l'année. Les séances font l'objet de comptes-rendus écrits et de rapports du Président du Comité au Conseil d'administration. Leur durée permet un examen et une discussion approfondie des matières relevant de leurs compétences.

Le règlement intérieur du Conseil prévoit un délai minimum de trois jours ouvrables entre la réunion du Conseil d'administration dont l'ordre du jour comporte l'examen de questions entrant dans les missions d'un Comité et la réunion dudit Comité, à l'exception du Comité des nominations et des rémunérations qui peut se tenir à tout moment. Il prévoit par ailleurs que chaque Comité peut avoir recours à des experts extérieurs en tant que de besoin.

1.4.1 Comité d'audit

1.4.1.1 Fonctionnement et composition

Le Comité exerce les missions qui lui sont dévolues conformément à l'article L. 823-19 du Code de commerce. Cet article dispose notamment qu'au moins un membre du Comité d'audit doit présenter des compétences particulières en matière financière ou comptable et être indépendant au regard de critères précisés et rendus publics par le Conseil d'administration.

Le code AFEP-MEDEF dispose par ailleurs que les membres du Comité d'audit doivent avoir une compétence financière ou comptable.

Le Comité d'audit est présidé par Mme Marie-Christine Lepetit, administratrice nommée par l'Assemblée générale des actionnaires, sur proposition de l'État. Les autres membres du Comité sont Mmes Colette Lewiner et Laurence Parisot et M. Philippe Crouzet, administrateurs indépendants nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, ainsi que Mme Marie-Hélène Meyling, MM. Jacky Chorin, Christian Taxil et Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés. Il comprend donc trois administrateurs indépendants sur les quatre pris en compte pour le calcul de la proportion d'indépendants (donc hors administrateurs représentant les salariés), soit une proportion de trois quarts pour un minimum de deux tiers recommandés par le code AFEP-MEDEF.

Conformément aux dispositions de l'article L. 823-19 du Code de commerce et aux recommandations du code AFEP-MEDEF, le Comité ne comprend aucun dirigeant mandataire social.

Lors de leur réunion conjointe du 10 décembre 2014, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation de Mmes Colette Lewiner et Laurence Parisot et de M. Philippe Crouzet et émis un avis présenté au Conseil d'administration. Le Conseil d'administration réuni le 10 décembre 2014 a constaté que Mmes Colette Lewiner et Laurence Parisot et M. Philippe Crouzet présentent des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) dans son rapport sur le Comité d'audit en date du 22 juillet 2010. Le 27 janvier 2016, le Conseil d'administration a par ailleurs confirmé la qualification d'administrateurs indépendants de Mmes Colette Lewiner et Laurence Parisot et M. Philippe Crouzet. Il en ressort que Mmes Colette Lewiner et Laurence Parisot et M. Philippe Crouzet répondent à la fois aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 823-19 du Code de commerce.

Le Comité d'audit s'est réuni huit fois en 2015. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 87,5 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne trois heures, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

1.4.1.2 Missions

Le Comité d'audit examine et donne son avis, avant examen par le Conseil d'administration, sur :

- la situation financière de la Société ;
- le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de rapport financier préparés par la Direction Financière (comptes sociaux de la Société, comptes consolidés et rapport de gestion du Groupe) ;
- le suivi des risques de la Société (en particulier, l'examen chaque semestre de la cartographie des risques du Groupe et des méthodes de contrôle des risques) ;
- l'audit et le contrôle interne (organisation, déploiement et évaluation du dispositif de contrôle interne, programme d'audit annuel, principaux constats et actions correctrices en découlant, suivi de leur mise en œuvre, projet de rapport annuel du Président du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques) ;
- la politique en matière d'assurances ;
- le choix des Commissaires aux comptes, en s'assurant de leur indépendance, et les honoraires qui leur sont versés ;
- les aspects financiers des opérations de croissance externe ou de cession qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir § 1.2.4) ;
- les évolutions de la perception du Groupe par les analystes ;
- la politique risques marchés énergies et la politique risque de défaillance de contrepartie du Groupe.

L'examen des comptes par le Comité est accompagné d'une présentation des Commissaires aux comptes soulignant les bases de préparation des comptes, le référentiel comptable applicable de manière obligatoire, l'approche d'audit mise en œuvre et les conclusions de leurs travaux d'audit.

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, la Direction du Contrôle des Risques Groupe et la Direction de l'Audit interne.

1.4.1.3 Activité en 2015

En 2015, le Comité d'audit a notamment examiné les états financiers semestriels et annuels ainsi que les communiqués de presse y afférents, la présentation par les Commissaires aux comptes des points essentiels des résultats de leurs diligences sur les comptes annuels et semestriels, les communiqués de presse sur le chiffre d'affaires trimestriel, le budget 2016 et le PMT 2016-2019, la revue de la valeur des actifs dans la perspective de l'arrêté des comptes 2015 et le communiqué de presse correspondant, la cartographie des risques et les méthodes de contrôle des risques, la synthèse des audits internes et le programme d'audit, l'avancement du projet Hinkley Point C, la mise à jour du cadre stratégique de gestion financière, le mandat 2015 de gestion financière et de maîtrise des risques financiers ainsi que la nouvelle organisation de l'audit et du contrôle interne dans le cadre de CAP 2030. De plus, les engagements hors bilan ont fait l'objet d'une présentation au Comité. Lors de trois réunions conjointes avec le Comité de la stratégie, le Comité a examiné le budget 2015 et le PMT 2015-2018, l'avancement du chantier de l'EPR de Flamanville 3 et le projet entre EDF et AREVA.

Le Comité peut recourir en tant que de besoin à des experts extérieurs. Il n'a pas utilisé cette faculté au cours de l'exercice 2015.

1.4.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

1.4.2.1 Fonctionnement et composition

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN), institué par l'article 9 du décret du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, est présidé par M. Philippe Crouzet, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires. Les autres membres du Comité sont Mme Marie-Christine Lepetit et M. Olivier Appert, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, ainsi que Mme Marie-Hélène Meyling et M. Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés.

Le CSEN s'est réuni trois fois en 2015. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 100 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne deux heures et trente minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

1.4.2.2 Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés et sur les règles d'adossement entre actif et passif et d'allocation stratégique, ainsi que de vérifier la conformité de la gestion des actifs constitués par la Société dans le cadre de la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés. À ce titre, il s'appuie sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN), qui est composé d'experts indépendants [1] et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

Enfin, le Comité rend un avis préalablement à tout investissement en actifs non cotés pour tout projet supérieur à un montant unitaire de 400 millions d'euros ainsi que pour tout projet (hors immobilier) supérieur à un montant unitaire de 200 millions d'euros aboutissant à une consolidation par intégration globale de l'investissement cible par la Société. En cas d'avis négatif du Comité sur un projet d'investissement, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet.

1. *Désignés le 26 novembre 2013 par le Conseil d'administration, pour trois ans.*

1.4.2.3 Activité en 2015

En 2015, le Comité a examiné en particulier l'évolution du cadre de la politique de constitution, de gestion des actifs dédiés et de maîtrise des risques financiers, l'état d'avancement du programme de déconstruction des centrales nucléaires de première génération et du projet de centre industriel de stockage géologique (Cigéo) pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue, la lettre annuelle 2015 d'actualisation du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir § 2.3.3.1) et le rapport sur le contrôle interne qui y est inclus, le taux d'actualisation des engagements nucléaires, ainsi que les décisions et perspectives d'investissements dans le portefeuille d'actifs dédiés.

1.4.3 Comité de la stratégie

1.4.3.1 Fonctionnement et composition

Le Comité de la stratégie est présidé par M. Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général. Les autres membres sont Mme Laurence Parisot et MM. Olivier Appert et Christian Masset, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, M. Martin Vial, Représentant de l'État, ainsi que Mme Marie-Hélène Meyling et MM. Jacky Chorin, Jean-Paul Rignac et Christian Taxil, administrateurs élus par les salariés.

Les administrateurs qui ne sont pas membres du Comité de la stratégie participent aux réunions du Comité.

Le Comité de la stratégie s'est réuni six fois en 2015. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 94,4 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne deux heures et trente minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

1.4.3.2 Missions

Le Comité de la stratégie donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le référentiel stratégique, la politique industrielle et commerciale, le Contrat de service public, les accords stratégiques, les alliances et partenariats, la politique en matière de recherche et développement, les projets de croissance externe et interne ou de cession devant être autorisés par le Conseil d'administration.

1.4.3.3 Activité en 2015

En 2015, le Comité de la stratégie a examiné en particulier le projet CAP 2030 (voir section 1.3.2 « Vision stratégique » du document de référence 2015), la politique de recherche et développement, le contexte stratégique et les hypothèses structurantes du PMT 2016-2019, les orientations stratégiques en vue de la consultation, au titre de 2015, du Comité central d'entreprise (article L. 2323-10 du Code du travail) ainsi que l'avancement du projet de déploiement du compteur communicant Linky par ERDF. Lors de trois réunions conjointes avec le Comité d'audit, le Comité a examiné le budget 2015 et le PMT 2015-2018, l'avancement du chantier de l'EPR de Flamanville 3 et le projet entre EDF et AREVA.

1.4.4 Comité d'éthique

1.4.4.1 Fonctionnement et composition

Le Comité d'éthique est présidé par Mme Colette Lewiner, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires. Les autres membres sont MM. Bruno Léchevin et Gérard Magnin, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, ainsi que Mmes Christine Chabauty et Marie-Hélène Meyling et M. Jacky Chorin, administrateurs élus par les salariés.

Le Comité d'éthique s'est réuni quatre fois en 2015. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 83,3 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne une heure et trente minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

1.4.4.2 Missions

Le Comité d'éthique veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il examine les rapports du Médiateur d'EDF. Il pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses Comités, et dirige tous les trois ans une évaluation formalisée des travaux du Conseil et de ses Comités, confiée à un consultant externe spécialisé (voir § 1.2.6).

1.4.4.3 Activité en 2015

En 2015, le Comité d'éthique a notamment examiné la procédure spécifique visant à régler les situations qui pourraient engendrer des risques de conflits d'intérêts éventuels du fait du mandat de Président du Conseil d'administration d'AREVA de M. Philippe Varin (voir section 4.4.3 « Conflits d'intérêts » du document de référence 2015), le *reporting* éthique et les engagements relatifs à la responsabilité d'entreprise du Groupe, le projet de mise à jour du code de déontologie boursière, le projet de création de la Direction Éthique et Conformité Groupe, la question de la sous-traitance et des relations d'EDF avec ses entreprises prestataires, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale d'EDF et la politique santé-sécurité du Groupe.

1.4.5 Comité des nominations et des rémunérations

1.4.5.1 Fonctionnement et composition

Le Comité des nominations et des rémunérations est présidé par M. Bruno Lafont, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires. Les autres membres du Comité sont Mme Colette Lewiner, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires, M. Martin Vial, Représentant de l'État, ainsi que M. Maxime Villota, administrateur élu par les salariés.

Le Comité est présidé par un administrateur indépendant et il est composé majoritairement d'administrateurs indépendants puisqu'il comprend deux administrateurs indépendants sur les trois pris en compte pour le calcul de cette proportion (hors administrateurs représentant les salariés), conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF.

Le Comité des nominations et des rémunérations s'est réuni deux fois en 2015. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 87,5 %. Les séances du Comité ont duré une heure en moyenne.

1.4.5.2 Missions

En application du règlement intérieur, le Comité des nominations et des rémunérations transmet au Conseil d'administration des propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il adresse, pour approbation, au Ministre chargé de l'économie et des finances et au Ministre chargé de l'énergie un avis sur la rémunération du Président-Directeur Général portant sur le salaire, la part variable (critères de détermination de la part variable et appréciation des résultats obtenus au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques du Président-Directeur Général. Il adresse également cet avis au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations. Le Comité élabore ses propositions dans les limites prévues par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques, en application duquel la rémunération annuelle du Président-Directeur Général ne doit pas excéder un plafond brut de 450 000 euros.

Le Comité examine, le cas échéant, les rémunérations des Directeurs Généraux Délégués. Il transmet ses propositions et son avis, pour approbation, aux Ministres chargés de l'économie et de l'énergie, et le communique également au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations.

Il transmet au Conseil d'administration son avis sur les modalités de fixation de la rémunération des principaux dirigeants (parts fixe et variable, mode de calcul et indexation), ainsi que sur le montant et les modalités de répartition

des jetons de présence. Il s'assure de l'existence de tables de succession pour les postes du Comité exécutif.

1.4.5.3 Activité en 2015

En 2015, le Comité des nominations et des rémunérations a notamment examiné les éléments composant la rémunération 2014 et 2015 du Président-Directeur Général et l'attribution à M. Jean-Bernard Lévy d'une indemnité de rupture en cas de cessation de son mandat, la politique de rémunération des dirigeants du Groupe et le dispositif relatif aux tables de successions dans le Groupe.

1.5 Rémunération

En 2015, M. Jean-Bernard Lévy n'a perçu aucun jeton de présence au titre de son mandat de Président du Conseil d'administration et administrateur d'EDF. Il n'a par ailleurs perçu aucun jeton de présence au titre de mandats exercés dans des sociétés contrôlées par EDF, ni aucune rémunération de quelque nature que ce soit de la part de sociétés contrôlées.

La Société n'a attribué aucune option de souscription ou d'achat d'action au Président-Directeur Général en 2015, et aucune option n'a été exercée au cours de l'exercice. De même, aucune action de performance n'a été attribuée au Président-Directeur Général au cours de l'exercice écoulé, et aucune action de performance n'est devenue disponible.

Les modalités de fixation de la rémunération des mandataires sociaux d'EDF, les principes et règles arrêtés par le Conseil pour la détermination de ces rémunérations ainsi que les montants versés en 2015 sont détaillés à la section 4.6 (« Rémunérations et avantages ») du document de référence 2015.

1.6 Assemblées générales

Les modalités relatives à la participation des actionnaires à l'Assemblée générale figurent à l'article 20 des statuts de la Société, et sont décrites dans la section 7.2.7 du document de référence 2015.

Par ailleurs, les informations prévues par l'article L. 225-100-3 du Code de commerce sont publiées dans le document de référence de la Société.

2 LE CONTRÔLE INTERNE DU GROUPE EDF

L'objectif du présent rapport n'est pas de présenter de façon exhaustive l'ensemble des moyens de contrôle existant au sein des sociétés du Groupe, mais de mettre l'accent sur les procédures de contrôle relatives aux activités ou risques estimés significatifs, ainsi que sur les principaux dispositifs pérennes en place en 2015, avec une mise en évidence des évolutions et des actions clés développées durant l'année 2015. Ces procédures de contrôle interne et de gestion des risques obéissent aux principes généraux énoncés dans le cadre de référence de l'AMF relatif à la gestion des risques et au contrôle interne [1] (publié le 22 janvier 2007 et actualisé le 22 juillet 2010).

2.1 Environnement de contrôle

2.1.1 Organes de pilotage de la Direction Générale

L'organisation de la Direction Générale d'EDF répond à deux orientations majeures : améliorer le fonctionnement en groupe intégré dans le respect de l'autonomie de gestion des filiales régulées et renforcer le rôle des opérationnels dans les prises de décision.

Le Comité exécutif

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe.

Sa composition est la suivante :

- Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général, Président du Comité exécutif ;
- Marc Benayoun, Directeur Exécutif Groupe chargé du pôle Italie et Gaz, administrateur délégué d'Edison [1] ;
- Antoine Cahuzac, Directeur Exécutif Groupe chargé du pôle Énergies Renouvelables, Directeur Général d'EDF Énergies Nouvelles ;
- Henri Lafontaine, Directeur Exécutif Groupe chargé du pôle Clients, Services et Action Régionale ;
- Marianne Laigneau, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction des Ressources Humaines Groupe ;
- Dominique Minière, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique ;
- Thomas Piquemal, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Financière Groupe [4] ;
- Vincent de Rivaz, Directeur Exécutif Groupe, Directeur Général d'EDF Energy ;
- Simone Rossi, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Internationale ;
- Pierre Todorov, Directeur Exécutif Groupe chargé du Secrétariat Général du Groupe ;
- Philippe Torrion, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Innovation, Stratégie et Programmation ;
- Xavier Ursat, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire.

Alexandre Perra, Directeur chargé de mission auprès du Président-Directeur Général, assure le secrétariat du Comité exécutif.

Ce Comité est une instance de décision, de réflexion et de concertation sur les sujets opérationnels et stratégiques du Groupe. Il examine tous les dossiers de fond et d'actualité significatifs pour le Groupe, suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets d'investissement ou de désinvestissement du Groupe dont les montants dépassent certains seuils. Le Comité exécutif se réunit en principe chaque semaine.

Des réunions du Comité exécutif en configuration de « Comité des risques » sont consacrées à l'examen et au pilotage des risques ainsi qu'à l'examen des activités d'audit.

Le Président-Directeur Général et le Comité exécutif ont lancé début 2015 le projet « CAP 2030 » pour fixer le cap d'EDF à l'horizon 2030. Différents chantiers correspondant aux réflexions et actions à mener prioritairement pour le succès de ce projet ont été mis en place. Ces chantiers font l'objet de revues régulières du Comité exécutif.

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, un Comité des engagements du Comité exécutif [3] (CECEG) examine de manière approfondie les projets les plus significatifs par l'ampleur des engagements ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif. Aucun dossier d'investissement de la Société ne peut être proposé à l'examen du Conseil d'administration sans avoir reçu l'aval de ce Comité.

1. *Pour la rédaction du présent rapport, EDF s'est assuré de la cohérence avec le cadre de référence de l'AMF, s'appuyant lui-même sur les évolutions constatées dans les principaux référentiels internationaux, en particulier COSO II et la norme ISO 31000.*
2. *Marc Benayoun a remplacé Bruno Lescœur dans ses fonctions à compter du 1er janvier 2016.*
3. *La composition du Comité des engagements du Comité exécutif Groupe est la même que celle du Comité exécutif.*
4. *Xavier Girre a remplacé Thomas Piquemal dans ses fonctions à compter du 7 mars 2016.*

Le Comité des risques

Le Comité des risques [1] a été créé début 2015. Il constitue un lieu de prise de décision afin de mieux maîtriser les risques auxquels le Groupe est exposé : il examine la cartographie des risques du Groupe, identifie parmi celle-ci des risques prioritaires du Groupe et partage leur stratégie de traitement. C'est aussi un lieu d'échanges et de remontées d'alertes sur les risques émergents. Chacun des membres du Comité exécutif est « sponsor » d'un ou plusieurs risques prioritaires. En tant que sponsor, il est en charge de définir la stratégie de traitement du risque et les plans d'actions correspondants, en incluant ceux définis suite aux audits. Le Comité s'est réuni deux fois au cours de l'année 2015, il a notamment validé la liste des risques prioritaires du Groupe.

L'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection

Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection est nommé par le Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est rattaché. Il a pour mission de réaliser des inspections dans ses domaines d'intervention et de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire du Groupe. Il propose à la Direction Générale des axes de progrès.

L'Inspecteur pour la sûreté hydraulique du groupe EDF

Un Inspecteur pour la sûreté hydraulique du groupe EDF est nommé par le Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est rattaché. Il a pour mission de réaliser des inspections dans ses domaines d'intervention et de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc hydraulique du Groupe. Il propose à la Direction Générale des axes de progrès.

2.1.2 Description et animation du dispositif de contrôle interne

Une décision relative à la mise en œuvre du contrôle interne au sein du groupe EDF a été signée par le Président-Directeur Général le 3 septembre 2010. Cette décision prend notamment en compte les dispositions de l'ordonnance du 8 décembre 2008 relative au contrôle légal des comptes et précise les orientations en matière de contrôle interne du groupe EDF. Elle vise à donner une assurance raisonnable de la maîtrise des risques d'EDF, en se fondant, dans une logique de progrès permanent, sur les principes clés suivants :

- une délégation de responsabilité à chacun des responsables du Groupe, qui, à tout niveau, sont responsables de :
  - maîtriser les principaux risques,
  - vérifier cette maîtrise pour les activités qu'ils ont déléguées,
  - adosser et proportionner les dispositifs de maîtrise aux risques identifiés,
  - autoévaluer les dispositifs ainsi mis en œuvre, et en rendre compte de façon formelle et régulière à leur propre *manager* ;
- un dispositif d'audit interne décrit au paragraphe 2.1.3.2.

Ces principes clés s'appliquent à l'ensemble des entités du Groupe, mais avec des modalités de mise en œuvre qui peuvent être différentes suivant les entités concernées (taille, modalités de gouvernance et niveau de contrôle).

Ainsi, concernant le périmètre contrôlé (hors filiales régulées), ces principes sont mis en œuvre par les Directions Générales vis-à-vis des filiales qu'elles contrôlent et vis-à-vis des principales Directions Opérationnelles d'EDF, qui contrôlent elles-mêmes plusieurs unités opérationnelles ou filiales.

Chaque Directeur concerné a désigné un « animateur de contrôle interne ». Une animation du réseau de ces animateurs (80 personnes environ) est assurée par la Direction des Risques du Groupe.

Un guide de contrôle interne [2] a été élaboré et est proposé à chaque entité [3] pour servir de référentiel dans la mise en œuvre de son propre dispositif de contrôle interne. Ce guide caractérise les différents thèmes de risques transverses à l'ensemble du Groupe et identifie les principales exigences à mettre sous contrôle. Il est enrichi annuellement sur la base du retour d'expérience ou de nouvelles exigences de contrôle, notamment celles liées au respect des politiques et décisions de la Direction Générale. Fin 2015, chacune des 66 entités concernées a élaboré un rapport annuel de contrôle interne comportant principalement une autoévaluation [4] de la maîtrise des risques et des activités les concernant, et la description des actions de progrès. Chaque autoévaluation donne lieu à un engagement du Directeur de l'entité sur le niveau de maîtrise atteint et sur les actions engagées. Le Groupe procède de la sorte pour la neuvième année consécutive [5]. Chaque année, il est rendu compte au Président-Directeur Général et au Comité d'audit, puis au Conseil d'administration, de la synthèse de ces documents et de l'interprétation qui peut en être faite s'agissant de l'état du contrôle interne dans le Groupe.

La Direction de l'Audit effectue des audits complets de ces entités, qui comprennent l'examen de la robustesse de leur contrôle interne, au rythme de trois à cinq ans selon leur importance.

Concernant les autres filiales du Groupe (filiales régulées et participations significatives), la maîtrise des risques est prise en charge par les représentants d'EDF au sein des instances de gouvernance. Ainsi, ces derniers s'assurent pour chaque filiale de la mise en place d'une cartographie des risques, d'une description des dispositifs de contrôle interne et d'audit, d'une information régulière sur la cartographie des risques et sur les activités d'audit (programme et principaux résultats) ; ils s'assurent également de l'efficacité et de la pertinence de chacun de ces dispositifs par un audit périodique [6].

La Direction de l'Audit et la Direction des Risques Groupe apportent un appui :

- aux représentants d'EDF au sein des filiales majeures, pour les aider à mettre en place et à piloter la démarche au sein des organes de gouvernance ;
- aux Directeurs des Directions de rattachement, chargés d'apporter le même appui aux représentants d'EDF au sein des filiales de moindre importance faisant partie de leur champ de responsabilité, et d'en rendre compte dans leur rapport annuel d'autoévaluation.

En 2015, dans le cadre du projet CAP 2030 lancé par le Comité exécutif, un projet de transformation du Contrôle interne a été lancé. Ses principaux objectifs ont été validés par le Président-Directeur Général en septembre 2015. Ce projet vise à proposer des actions d'amélioration du contrôle interne, en renforçant la responsabilité des *managers,* en simplifiant les outils d'autoévaluation et en clarifiant les différents référentiels d'exigences recensées dans le guide de contrôle interne. Ce projet est mis en œuvre progressivement depuis 2015, et a pour objectif de livrer l'ensemble de ses résultats à l'horizon fin 2016-début 2017.

1. *La composition du Comité des risques est la même que celle du Comité exécutif. Il s'est réuni pour la première fois le 13 avril 2015.*
2. *Pour l'élaboration du guide de contrôle interne, EDF s'assure de la cohérence avec le cadre de référence de l'AMF, s'appuyant lui-même sur les évolutions constatées dans les principaux référentiels internationaux, en particulier COSO II et la norme ISO 31000. Le premier guide de contrôle interne a été élaboré et diffusé le 22 janvier 2007. Depuis lors, une actualisation est réalisée chaque année. En 2015, le guide de contrôle interne a été restructuré pour une meilleure lisibilité des exigences et pour faciliter le contrôle de leur mise en œuvre.*
3. *Depuis 2015, Dalkia et Citelum sont pleinement intégrées dans le système de contrôle interne et de gestion des risques d'EDF.*
4. *Les autoévaluations rendent compte de l'ensemble des domaines recensés dans le guide de contrôle interne, et en particulier de tous les champs d'action figurant dans le cadre de référence de l'AMF.*
5. *De nouveaux modèles d'autoévaluation sont en cours d'expérimentation pour l'exercice 2015.*
6. *S'agissant des filiales régulées, ces responsabilités sont exercées dans les limites fixées par la réglementation en vigueur.*

2.1.3 La contribution au contrôle interne de la Direction des Risques Groupe, de la filière Audit du Groupe, de la Direction Financière et de la Direction Juridique

2.1.3.1 La Direction des Risques Groupe

EDF met en œuvre depuis de nombreuses années des politiques de gestion de ses risques sur les plans opérationnel (risques industriels, environnementaux, sanitaires…), financier et organisationnel.

Au-delà de ces politiques sectorielles, face à un contexte évolutif, EDF a décidé, dès 2003, de mettre en place un processus global de gestion et de contrôle de ses risques, permettant de renforcer les dispositifs existants, notamment en créant la Direction des Risques Groupe (DRG), qui a en particulier pour missions de :

- faire réaliser par chaque entité du Groupe une cartographie des risques, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées ; et construire et mettre à jour la cartographie consolidée des risques majeurs du Groupe (voir § 2.2.2) ;
- alerter le Président-Directeur Général et le Comité exécutif sur les risques émergents ou insuffisamment perçus ;
- consolider le déploiement de la politique de contrôle des risques, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir § 2.2) en s'assurant notamment de l'exhaustivité et de la mise en cohérence des différentes politiques sectorielles de contrôle des risques (voir § 2.3.1.1) ;
- assurer le déploiement de la politique de contrôle interne et animer la filière contrôle interne (voir § 2.1.2) ;
- assurer le déploiement de la politique de risques marchés énergies sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées et, plus généralement, assurer le contrôle de ces risques marchés énergies, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir § 2.3.1.1.1) ;
- définir et déployer le contrôle des risques financiers (taux, change, liquidité, actions, crédit) et du risque de défaillance de contrepartie sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et s'assurer de la maîtrise de ces risques financiers par le biais des organes de gouvernance, pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir § 2.3.1.1.2) ;
- contrôler l'exhaustivité et la pertinence des analyses de risques réalisées sur les projets d'investissement et d'engagements de long terme, présentés pour décision à des instances de niveau Comité exécutif ;
- assurer le déploiement de la politique de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et définir les modalités d'échange et de coordination en période de crise avec l'ensemble des filiales et garantir l'opérationnalité du dispositif de crise pour le niveau Groupe (voir § 2.2.3) ;
- définir, coordonner et déployer les dispositifs de prévention et de contrôle nécessaires à la maîtrise de risques de fraude et de non-conformité commerciale [1] (corruption, blanchiment de capitaux, financement du terrorisme, respect des sanctions internationales, etc.) ; s'assurer de la maîtrise de ces risques pour le périmètre d'EDF et de ses filiales contrôlées ainsi que pour les projets d'investissement et d'engagements, en lien avec la Direction Juridique.

2.1.3.2 La filière Audit du Groupe

La filière Audit du Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit du Groupe, EDF et filiales, exerçant une activité d'audit interne. En application d'une décision du Président-Directeur Général, l'animation de cette filière est assurée par le Directeur de l'Audit Groupe. Elle comprend la Direction de l'Audit (DAi) et des équipes d'audit propres à chacune des principales filiales françaises et étrangères. Les relations entre la DAi et les différentes équipes d'audit et leurs prérogatives respectives prennent en compte l'appartenance des équipes à EDF ou à des filiales contrôlées ou régulées. La DAi assure une animation fonctionnelle de la filière (co-nomination et co-évaluation des Directeurs d'audit des filiales par la DAi – hors RTE et ERDF –, échanges de bonnes pratiques, actions de formation, partage d'outils et de méthodes…). En 2015, la filière Audit du Groupe est composée de 116 personnes [2].

Un des chantiers du projet CAP 2030 concerne l'audit. En cohérence avec les actions d'amélioration du contrôle interne demandées au management, l'objectif validé en septembre 2015 [3] par le Comité exécutif consiste à recentrer l'audit du Groupe sur son rôle de 3e ligne de défense. Dans cet esprit, certaines équipes d'audit métier qui avaient davantage un rôle de second niveau de contrôle interne auront vocation à être réaffectées au renforcement du contrôle interne des structures concernées [4].

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

- La DAi applique les normes internationales définies par l'*Institute of Internal Auditors,* en assure la promotion et en contrôle le respect au sein du périmètre contrôlé.
- Les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs ainsi que les droits et devoirs des audités sont définis dans une charte qui a été mise à jour le 3 septembre 2010. Cette charte, signée du Président-Directeur Général, rappelle l'indépendance de la fonction d'audit et précise les missions et les engagements de l'audit interne, les devoirs et les prérogatives des auditeurs et des audités. Elle est accompagnée d'un code de déontologie applicable à l'ensemble de la filière audit du Groupe. Ce code a pour but de promouvoir une culture de l'éthique, ainsi que de rappeler que l'auditeur doit respecter et appliquer certains principes fondamentaux pertinents pour la profession et pour la pratique de l'audit interne.
- La DAi est rattachée au Secrétaire Général ; le Directeur de l'Audit bénéficie d'un accès direct au Président-Directeur Général et rend compte des travaux de l'Audit au Comité d'audit ; il donne les éléments d'information utiles au Comité d'audit sur l'adéquation des effectifs d'audit avec la réalisation des missions d'assurance à effectuer.
- Tous les auditeurs de la DAi et des Directions d'Audit d'EDF et de ses filiales contrôlées (hors filiales régulées) sont formés à une même méthodologie, conforme aux normes internationales. Ils sont recrutés dans les différents métiers du groupe EDF, ainsi que dans des cabinets d'audit externes. Chaque auditeur est évalué à la fin de chaque mission. Une expérience d'auditeur fait partie d'un cursus professionnalisant et valorisant. Un protocole d'accord a été signé en ce sens en mars 2006 entre la Direction de l'Audit et la Direction Développement des Dirigeants de la Société.
- Les processus clés utiles au bon fonctionnement de la DAi sur l'ensemble de la chaîne de ses activités (de la définition du programme d'audits jusqu'au suivi de la mise en œuvre des recommandations) sont décrits et pilotés.

En 2014, la filière audit s'est volontairement soumise à l'évaluation par l'IFACI [5], qui a attesté que ses pratiques sont conformes aux standards internationaux de la profession, comme elle l'a fait en 2008, puis en 2011-2012.

1. *Un transfert de cette activité à la nouvelle Direction Éthique et Conformité Groupe est validé pour l'année 2016.*
2. *Équivalent temps plein en 2015 sur le périmètre EDF SA, EDF Energy et EDF Trading, Edison, EDF Luminus, EDF Polska, EDF EN et Dalkia.*
3. *Après examen par le Comité exécutif réuni en Comité de la transformation et présentation au Comité d'audit.*
4. *Équipes d'audit métier pour EDF SA (Production, Ingénierie, Commerce, Asie-Pacifique), audit EDF Polska, EDF Trading, EDF Luminus.*
5. *L'Institut français de l'audit et du contrôle interne.*

Modalités de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

- La DAi et les Directions d'audit des filiales assurent le contrôle des dispositifs de contrôle interne des diverses Directions et filiales contrôlées. La DAi réalise notamment les audits transverses *corporate* et les Directions d'audit des filiales, les audits sur leur périmètre de responsabilité. La DAi est la seule entité compétente pour la réalisation des audits de filiales relevant d'un risque de niveau *corporate*.
- Le programme d'audit est examiné par le Président-Directeur Général, le Comité des risques, puis par le Comité d'audit d'EDF, avant examen par le Conseil d'administration. Il est élaboré en prenant en compte :
  - la nécessité d'auditer, à des fréquences adaptées à leur importance, les principales entités du Groupe (Directions et filiales), afin d'évaluer notamment la maîtrise de leur contrôle interne ;
  - les principaux processus comptables et financiers et les processus « tête de Groupe » (ressources humaines, systèmes d'information) ;
  - les grands projets ;
  - les risques de la cartographie des risques du Groupe, non traités par les audits ci-dessus, selon une périodicité adaptée à la criticité du risque ;
  - le suivi des décisions de la Direction Générale.
- Le programme des équipes d'audit des filiales est coordonné avec celui de la DAi.
- Tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur *management,* font l'objet de plans d'actions de leur part transmis à la DAi. Au cours des 12 à 18 mois qui suivent, la DAi s'assure de la mise en œuvre de ces actions correctives ou de toute autre action décidée par le *management* dans le but de faire disparaître les dysfonctionnements observés par l'audit. Une clôture satisfaisante de l'audit n'est prononcée que lorsque les dysfonctionnements ont été éliminés. *A contrario,* une clôture non satisfaisante ou avec réserves donne lieu à une alerte managériale appropriée.
- Ces principes sont appliqués dans les mêmes termes par l'ensemble de la filière audit.
- Un rapport de synthèse semestriel est élaboré par la DAi. Il récapitule les faits marquants des audits de l'ensemble du périmètre de la filière audit du Groupe, les principaux constats d'audit *corporate* et les recommandations correspondantes, ainsi que le résultat des clôtures d'audit *corporate* réalisées pendant la période. Il identifie par ailleurs les éventuels problèmes récurrents ou génériques apparus dans plusieurs audits sur la période et qui méritent une attention particulière de la Direction. Il donne une vision par l'audit du niveau de contrôle des risques du Groupe. Ce rapport est présenté au Président-Directeur Général, au Comité des risques puis au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

2.1.3.3 La Direction Financière

La Direction Financière (DF) assure une veille sur les évolutions des marchés et des techniques financières et analyse les risques financiers des projets. Les dispositifs de contrôle des filières métiers Contrôle de Gestion, Comptabilité et Fiscalité s'intègrent dans la politique de contrôle interne du Groupe (propositions d'exigences clés à décliner par les entités opérationnelles) et portent sur la mise en œuvre des politiques filière. Ces politiques concernent en particulier pour le domaine Contrôle de Gestion : le cycle de gestion, les engagements de dépenses, le suivi des investissements, et pour le domaine Comptabilité et Fiscalité la fiabilité de l'information comptable et fiscale.

Le Contrôle de Gestion a pour missions :

- de piloter les processus prévisionnels du cycle de gestion du Groupe (budgets, reprévisions et plans à moyen terme), d'en assurer la synthèse et de proposer des arbitrages au niveau des Directions et des filiales pour l'ensemble du Groupe. Il joue un rôle d'alerte et de proposition dans l'analyse, avant prise de décision, des conséquences financières des opérations envisagées, ou des niveaux de performance proposés ;
- d'assister le *management* opérationnel dans le pilotage de la performance : le suivi de l'exécution du budget (faisant l'objet de reprévisions deux fois par an, ainsi que d'un *reporting* mensuel couvrant les résultats réalisés à date et une mise à jour de la dernière reprévision annuelle) est assuré au travers de revues de performances régulières généralisées au sein des Directions et des filiales contrôlées ;
- d'assurer la fonction de contrôle financier du Groupe, en contribuant notamment aux processus de contrôle des investissements et en réalisant des analyses d'optimisation économique et financière ;
- d'être moteur dans l'élaboration des trajectoires financières à moyen et long termes.

Les Directeurs Gestion Finance des Directions métiers et filiales sont membres du Comité de Direction des entités auxquelles ils appartiennent. Ils sont nommés et évalués conjointement par le *management* opérationnel et le *management* de la ligne métier Contrôle de Gestion.

La Comptabilité a pour missions :

- d'établir les comptes sociaux d'EDF, et les comptes consolidés du Groupe ;
- de s'assurer de la qualité de la comptabilité en élaborant les référentiels Groupe déclinant les normes comptables et le plan de comptes à appliquer ;
- de mettre à jour, pour EDF, le référentiel de contrôle interne relatif à la maîtrise de l'information comptable et financière.

Concernant les filiales, les politiques de contrôle interne comptables relèvent de la responsabilité de chaque structure juridique concernée.

Par ailleurs, les projets d'investissement évalués en CECEG sont instruits et analysés en amont sous l'angle normatif pour anticiper les impacts et fiabiliser les trajectoires financières potentielles sur le bilan et les comptes de résultat du Groupe.

La Fiscalité a pour missions :

- de garantir la cohérence des politiques fiscales au sein du Groupe ;
- de s'assurer de la bonne exécution des obligations légales et déclaratives, notamment en assurant une veille relative aux obligations légales et réglementaires ;
- de s'assurer du suivi comptable de la position fiscale différée ainsi que de la justification périodique des comptes ;
- d'identifier et de maîtriser les risques fiscaux du Groupe.

2.1.3.4 La Direction Juridique

La mission de la Direction Juridique (DJ), qui est rattachée au Secrétariat Général, est de protéger les intérêts du Groupe et de sécuriser ses activités, en apportant appui, conseils et expertises. Elle est aussi d'anticiper et planifier durablement cette protection des intérêts du Groupe, et de contribuer à sa performance, en particulier par l'optimisation de l'ingénierie contractuelle et des solutions juridiques.

Afin de renforcer la maîtrise globale des risques juridiques du Groupe, le Président-Directeur Général a décidé, par une décision en date du 23 septembre 2014, de créer une filière juridique Groupe dont l'animation est confiée au Directeur Juridique Groupe.

Au-delà de la contribution de la DJ au contrôle interne du Groupe visée aux paragraphes 2.1.4 et 2.3.3, un *reporting* juridique Groupe trimestriel concernant les contentieux et les dossiers majeurs ou sensibles est en place.

Par ailleurs, une contrathèque permet de garantir la connaissance et la maîtrise du patrimoine contractuel sensible d'EDF. Cette contrathèque, composante du dispositif de contrôle interne, est un processus sécurisé de recensement et de numérisation des engagements contractuels majeurs d'EDF et de certaines filiales (hors filiales régulées et co-contrôlées). Ce dispositif a été complété par une décision et une note d'application relatives à la maîtrise des contrats majeurs selon lesquelles les originaux des contrats majeurs répondant à certains critères spécifiques sont centralisés au sein d'un local national sécurisé.

Enfin, la DJ a mis en place un *knowledge management* pour assurer la capitalisation, l'harmonisation et le partage de la doctrine de la Direction Juridique et de mettre en place une veille juridique sur les sujets législatifs et jurisprudentiels d'intérêt majeur pour le Groupe.

2.1.4 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques

Le Président-Directeur Général délègue certains de ses pouvoirs à certains membres de l'équipe de direction.

S'agissant des achats, l'organisation mise en place est destinée à assurer une mise sous contrôle des processus d'achat. En effet, les contrats d'achats sont signés, selon les seuils, par le Président, un Directeur Exécutif Groupe ou l'un de leurs délégataires après avoir été visés par le Directeur de la Direction des Achats (DA) ou l'un de ses délégataires, ce visa actant ainsi de la conformité de l'acte au processus achat. Il est également prévu que chaque Directeur Exécutif Groupe renforce le dispositif de contrôle interne sur les actes d'achat soumis à sa signature et ceux traités directement par sa Direction. L'exercice de la responsabilité d'exploitant nucléaire est confié par délégation du Président-Directeur Général au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Parc Nucléaire et Thermique ainsi qu'au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions concernées qui ont eux-mêmes subdélégué vers les directeurs d'unités.

Les habilitations sont délivrées par chaque chef d'établissement, qui doit s'assurer au préalable de l'évaluation des compétences afférentes. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble des intervenants, personnels EDF et prestataires.

La Direction Juridique élabore et met à jour les délégations de pouvoirs lorsque les évolutions de l'organisation d'EDF le nécessitent. En complément, un *vade-mecum* sur les délégations de pouvoirs rédigé par la Direction Juridique a été diffusé en novembre 2008 puis actualisé et diffusé une nouvelle fois en 2010. Ce *vade-mecum* est conçu comme un outil destiné à informer et sensibiliser les entités d'EDF sur la nature, les conséquences et les règles de gestion des délégations de pouvoirs.

2.1.5 Démarches éthique et Qualité environnementale

2.1.5.1 Démarche éthique & conformité

Par une décision adressée le 2 avril 2013 aux membres du Comité exécutif, du Comité de Direction Groupe, aux Présidents des sociétés du Groupe et aux Directeurs Pays, le Président-Directeur Général a lancé le déploiement de la Charte éthique Groupe ; cette décision est une deuxième étape, celle de l'élargissement au niveau Groupe d'une démarche lancée dans ce domaine dès 2004 et d'abord réservée au périmètre d'EDF SA. Le Président avait fixé comme objectif commun que l'ensemble des salariés du Groupe aient connaissance du nouveau référentiel éthique avant la fin de l'année 2013.

Les Dirigeants du Groupe ont désigné dans chaque société et grande Direction d'EDF SA un correspondant éthique chargé auprès d'eux de promouvoir la Charte éthique dans leur environnement métier, d'assurer la prévention et le traitement des dysfonctionnements éthiques et d'être un acteur de la démarche éthique du Groupe.

La Commission Éthique et Déontologie Groupe comprend, outre son Président, cinq membres délibératifs, qui sont des dirigeants du Groupe, à parité géographique (France – hors France) et à parité entre hommes et femmes. Le Délégué éthique et déontologie d'EDF assure le secrétariat exécutif de la Commission. Elle comporte aussi trois membres non votants représentants la DRH Groupe, la Direction Juridique Groupe et la Direction des Risques Groupe.

Instance de conseil, de consultation et d'appui, la Commission est amenée à formuler des avis et adresser des recommandations au *management* sur tout sujet relatif à l'éthique du Groupe et à sa mise en œuvre. Elle répond également à toute consultation interne ou externe et à toute alerte éthique de niveau Groupe (alertes dites « centrales »). Elle est destinataire des *reporting* du délégué éthique d'EDF sur le bilan des alertes centrales et de chaque société sur le bilan des alertes locales et la mise en œuvre de la démarche éthique. Son Président rapporte, au nom de la Commission, au Comité d'éthique du Conseil d'administration d'EDF.

La Charte éthique Groupe garantit à tout salarié du Groupe confronté à une situation contraire aux valeurs et aux engagements du Groupe le droit d'alerter en toute confidentialité et sans risques, son *management* ou un interlocuteur dédié dans sa société, ou, si nécessaire, en dernier recours, la Commission Éthique et Déontologie Groupe notamment au moyen d'une messagerie sécurisée (alerte-ethique@edf.com ou ethics-alert@edf.com).

En 2015, le dispositif éthique du groupe EDF se renforce : le Comité exécutif du 15 juin a décidé de structurer la fonction éthique et conformité au niveau du groupe EDF. Il a validé le périmètre, les missions, les principes d'organisation de la fonction.

Créée en décembre 2015, la première mission de la Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG) sera de proposer au Président d'EDF un programme « éthique et conformité Groupe » permettant de fédérer le contrôle du respect par EDF des lois et réglementations nationales et internationales auxquelles le Groupe est soumis par son activité et ses implantations géographiques.

En accompagnement des procédures déjà mises en place par certaines sociétés du Groupe exposées à des environnements régulatoires nationaux (EDF Energy, Edison, EDF Inc., EDF Énergies Nouvelles) ou spécifiques (EDF Trading), la DECG aura pour mission donner au groupe EDF (i) une politique éthique et de conformité au périmètre Groupe (référentiels…), (ii) un cadre de gestion et de contrôle harmonisé et cohérent à l'échelle du Groupe, et (iii) une visibilité accrue de la capacité du Groupe à maîtriser les risques liés à la conformité.

2.1.5.2 Démarche Qualité environnementale

Depuis de nombreuses années, le groupe EDF prend en compte les enjeux liés au Développement durable et fait du Développement durable une véritable dimension de sa stratégie globale. Cette politique du Groupe s'est concrétisée par la signature en 2009 d'ambitions communes par les dirigeants des principales sociétés du Groupe. Cette politique donne un cadre de cohérence aux initiatives de ces sociétés et s'exprime autour de trois enjeux :

- la lutte contre le changement climatique, la maîtrise et la limitation des impacts sur l'environnement notamment la protection de la biodiversité ;
- l'accès à l'énergie et le développement des liens de la proximité territoriale ;
- la contribution au débat sur le Développement durable.

La mise en œuvre de cette politique est animée par le *Sustainable Development Committee* (SDC ou Comité de Développement durable) du groupe EDF.

Le projet stratégique CAP 2030 visant à faire d'EDF « *l'électricien performant et responsable, champion de la croissance bas carbone* » fixe des perspectives nouvelles à la dynamique Développement durable et environnementale du Groupe. Des objectifs Développement durable, adossés à CAP 2030 et précisant la trajectoire du Groupe, sont en cours d'élaboration pour une mise en place début 2016. Les politiques du domaine seront adaptées en conformité avec ces objectifs.

Le Comité de Développement durable tient lieu de Directoire environnement au niveau du Groupe, en charge du pilotage du système de management environnemental conformément à la norme ISO 14001.

Le groupe EDF maintient sa certification ISO 14001 obtenue pour la première fois le 9 avril 2002. Le périmètre certifié englobe EDF (pour toutes ses entités opérationnelles et la plupart de ses entités fonctionnelles), plusieurs filiales françaises (dont ERDF, Électricité de Strasbourg, EDF Énergies Nouvelles…), ainsi que de nombreuses filiales internationales dont EDF Energy, Edison, EDF Luminus. En mai 2015, l'organisme indépendant Afnor Certification a émis un nouveau certificat ISO 14001 du Groupe élargi avec l'entrée, en particulier, de Dalkia. La certification couvre désormais 98 % du chiffre d'affaires 2015 consolidé du Groupe.

Les processus mis en œuvre dans le cadre de cette certification contribuent à renforcer la maîtrise des risques environnementaux du Groupe, notamment sur l'aspect réglementaire et les thématiques environnementales à enjeu en donnant l'assurance à ses parties prenantes d'une organisation structurée et adaptée.

2.1.6 L'organisation et le pilotage des Systèmes d'Information (SI)

Les responsabilités de maîtrise d'ouvrage sont assurées par chacune des entités du Groupe (Directions ou filiales) pour leur périmètre et par la Direction des Systèmes d'Information Groupe (DSI Groupe) pour les infrastructures et services mutualisés. Les responsabilités de maîtrise d'œuvre sont, en fonction des orientations retenues en liaison avec chaque Direction, réparties entre la Direction et la Direction des Services Partagés Informatique et Télécommunications, qui joue un rôle d'opérateur transverse pour EDF et certaines filiales.

Le Système d'Information (SI) Finance est utilisé par plusieurs Directions du Groupe et porte des enjeux importants en termes d'intégrité des données et de disponibilités des applications. La DSI Finance en assure la maîtrise d'ouvrage par délégation du Directeur Exécutif Groupe en charge des Finances. Elle pilote le fonctionnement quotidien des applications, gère les évolutions et met en œuvre toutes les dispositions nécessaires pour garantir la sécurité de ce SI.

Une gouvernance renforcée de la filière SI a été mise en place en déclinaison de la décision du Président du 19 décembre 2011 de renforcer le pilotage Groupe des fonctions d'appui. Cette gouvernance se caractérise par un champ d'application élargi à l'ensemble des filiales non régulées du Groupe et un pilotage davantage intégré confié à la Direction des Systèmes d'Information Groupe en vue de garantir les synergies et la performance du SI au service de la stratégie des métiers, notamment en matière de trajectoire financière, de sécurité et de disponibilité des SI.

Les décisions et arbitrages stratégiques sont examinés, selon leur nature et le périmètre concerné, soit par l'un des Comités d'EDF cités au paragraphe 2.1.1, soit par le Comité des Directeurs des Systèmes d'Information France, soit par l'*IS Group Committee* (ISGC) comprenant également les filiales du Groupe, à l'exception des filiales régulées. Un Comité de politique industrielle IT décide les stratégies industrielles IT au périmètre EDF SA et établit des recommandations destinées aux filiales.

Par ailleurs, la DSI Groupe, rattachée au Directeur Exécutif Groupe chargé des Finances, assure également la cohérence stratégique du SI à moyen terme : dans ce cadre, une vision du SI à l'horizon 2020 ainsi que les orientations stratégiques associées ont été élaborées avec la contribution des métiers.

2.1.7 Les contrôles externes

Comme toutes les sociétés cotées, EDF est soumis au contrôle de l'AMF.

Par son statut de société détenue majoritairement par l'État, EDF est soumis aux contrôles de la Cour des comptes, des contrôleurs d'État, de l'Inspection des finances, des Commissions des affaires économiques ou de commissions d'enquête *ad hoc* de l'Assemblée nationale et du Sénat, et de la Commission des marchés.

Conformément à la loi, les Commissaires aux comptes certifient les états financiers annuels (comptes sociaux et comptes consolidés) et effectuent un examen limité sur les comptes consolidés semestriels résumés du Groupe. Ils émettent un rapport sur le rapport annuel du Président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Compte tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) ainsi que par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN).

Les constats de ces différents contrôles externes alimentent notamment les programmes de contrôle interne et d'audit.

2.2 La gestion et le contrôle des risques

2.2.1 Démarche de gestion et de contrôle des risques

Les objectifs de la politique de contrôle des risques sont de :

- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et opérationnelle du Groupe, et pour cela :
  - identifier et hiérarchiser les risques dans tous les domaines (risques opérationnels, risques externes, risques stratégiques, y compris les risques liés à la cohérence des actions avec les valeurs du Groupe et ceux liés à la préservation de la valeur, des actifs et de la réputation du Groupe), en vue d'en assurer une maîtrise de plus en plus robuste,
  - responsabiliser et mobiliser les entités du Groupe sur l'identification, l'évaluation et le traitement des risques, afin que chaque *manager* ait conscience des risques inhérents à ses activités et mette en place les actions nécessaires pour maîtriser ces risques ;
- permettre aux dirigeants et aux organes de gouvernance d'EDF de disposer d'une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle ;
- répondre aux besoins croissants d'information des parties prenantes quant au *management* des risques de l'entreprise.

La gestion des risques est pilotée par les entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité, sous la responsabilité de la Direction Générale du Groupe. Il est rendu compte régulièrement de la gestion des risques du Groupe en Comité des risques.

La politique de contrôle des risques du Groupe est mise en œuvre soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées.

Cette politique s'appuie sur une filière de contrôle des risques distincte [1] des fonctions de gestion des risques. Cette filière assure notamment une approche homogène en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques.

2.2.2 Processus de cartographie des risques

Selon ces principes, le groupe EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs pour le périmètre d'EDF et de ses filiales contrôlées et co-contrôlées. Cette cartographie consolidée est réalisée à partir des cartographies établies par chaque entité opérationnelle ou fonctionnelle sur la base d'une méthodologie commune (typologie, principes d'identification, d'évaluation, de mise sous contrôle des risques…). Chaque risque identifié fait l'objet d'un plan d'action décrit. Les risques prioritaires sont placés sous la responsabilité d'un ou plusieurs « sponsors » au sein du Comité exécutif.

1. *Filière composée des responsables de l'établissement des cartographies et du contrôle des risques (voir § 2.3.1.1).*

L'actualisation de la cartographie des risques fait l'objet d'échanges approfondis, menés régulièrement entre la Direction des Risques Groupe (voir § 2.1.3.1) et chacune des entités opérationnelles ou fonctionnelles contributrices. Ces échanges visent à réinterroger la pertinence de l'identification des risques ainsi que la robustesse des actions de maîtrise engagées.

La cartographie consolidée élaborée en fin d'année fait l'objet d'une validation par le Comité des risques et d'une présentation au Conseil d'administration d'EDF après examen par le Comité d'audit.

Depuis 2015, le Comité des risques a identifié, au sein de la cartographie des risques du Groupe, un ensemble plus restreint de « risques prioritaires », sélectionnés pour leur importance opérationnelle ou stratégique. La connexion entre ces risques et le projet stratégique CAP 2030 a été privilégiée afin que, autant que possible, les plans d'actions de maîtrise des risques soient inclus dans les chantiers correspondants.

La démarche de cartographie et de maîtrise des risques s'inscrit dans une complémentarité forte avec le contrôle interne du Groupe, ainsi qu'avec l'audit interne, dont le programme est élaboré en s'appuyant notamment sur les risques majeurs identifiés. De plus, le processus de cartographie des risques constitue aussi un support pour de nombreux autres processus : la politique assurances et sa mise en œuvre, l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes de pilotage d'EDF (Comité exécutif, Comité des engagements du Comité exécutif Groupe – CECEG –, etc.) ; en particulier, le processus de contrôle des risques contribue grâce à la cartographie des risques à la sécurisation du processus d'investissement et d'engagements de long terme en veillant à la qualité des analyses de risques des dossiers présentés au CECEG. Enfin, les principaux risques auxquels le Groupe est exposé sont décrits dans le chapitre « Facteurs de risques et cadre de maîtrise » du document de référence 2015 en cohérence avec la cartographie des risques consolidée du Groupe fin 2015.

2.2.3 Politique de gestion de crise

La politique de gestion de crise, formalisée par une décision du Président-Directeur Général en juin 2005, définit les principes d'organisation et de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et de ses filiales contrôlées et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre. Cette politique consiste notamment :

- à s'assurer de l'existence de structures de gestion de crise et de dispositifs permanents de remontée des alertes, dans toutes les entités du Groupe ;
- à vérifier l'existence et la mise à jour régulière de procédures de gestion de crise pertinentes, au regard des risques encourus, dans chaque Direction d'EDF et dans les filiales contrôlées ;
- à définir, pour les périodes de crise, les modalités de coordination avec l'ensemble des filiales [1] – éventuellement *via* les Directions de rattachement ;
- à s'assurer de la prise en compte systématique des retours d'expérience des crises et exercices de crise, pour éviter ou limiter les conséquences de crises similaires ;
- à vérifier l'existence d'actions de professionnalisation pour tous les acteurs de la crise.

Le dispositif de contrôle interne de la politique de gestion de crise est intégré dans le dispositif de contrôle interne du Groupe. Par ailleurs, un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et la cohérence d'ensemble. Enfin, l'organisation de crise est régulièrement réajustée, notamment à chaque changement significatif d'organisation interne ou d'environnement externe, ainsi qu'après chaque retour d'expérience de crise majeure.

2.3 Les activités de contrôle du Groupe

2.3.1 Les procédures de contrôle relatives au bon fonctionnement des processus internes

2.3.1.1 Dispositifs sectoriels de contrôle des risques

2.3.1.1.1 Contrôle des risques marchés énergies

La Direction Générale valide annuellement les stratégies de couverture des entités, ainsi que les limites de risques associées, qui lui sont présentées par la DRG en cohérence avec le processus budgétaire. Ces stratégies s'appuient sur une politique de risques marchés énergies Groupe, validée par décision du Président-Directeur Général en Comité exécutif le 30 avril 2013. Cette politique définit la gestion de ces risques pour le périmètre d'EDF et des filiales dont elle assure le contrôle opérationnel et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre et au contrôle de son application. Concernant les filiales co-contrôlées et sociétés non contrôlées opérationnellement [2], la politique de risques marchés énergies ainsi que le processus de contrôle associé sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés.

Cette politique décrit :

- le système de gouvernance et de mesure, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques et permettant de suivre l'exposition sur le périmètre ci-dessus défini ;
- les processus de contrôle des risques impliquant la Direction Générale d'EDF en cas de dépassement des limites de risques ; un dispositif de contrôle renforcé est mis en place pour la filiale EDF Trading, compte tenu de la spécificité des activités de *trading ;*
- l'organisation en deux niveaux de la filière contrôle des risques marchés énergies, les entités réalisant le contrôle opérationnel et la Direction des Risques Groupe assurant le contrôle de deuxième niveau.

Le Comité d'audit d'EDF rend un avis au Conseil d'administration sur la politique de risques marchés énergies et sur ses évolutions proposées par la DRG.

2.3.1.1.2 Contrôle des risques financiers et investissements

La Direction des Risques Groupe est notamment chargée du contrôle des risques marchés (taux, change, actions, crédit), de liquidité et du risque de contrepartie pour EDF et les filiales contrôlées. Ce contrôle s'exerce par :

- la vérification de la bonne application des principes du cadre de gestion financière et de la politique Groupe du risque de défaillance de contrepartie, notamment au travers de missions d'appui et de contrôle (méthodologie, organisation, suivi des expositions, calcul régulier d'indicateurs de risque et contrôle du respect des limites de risque Groupe) ;
- le contrôle des positions de marché de la salle des marchés d'EDF chargée de la gestion de la trésorerie. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement et à pas hebdomadaire est en place pour suivre et contrôler l'exposition aux risques financiers. Il implique la Direction Financement et Investissements (DFI), la salle des marchés et la Direction des Risques Groupe, qui sont immédiatement saisies pour action en cas de dépassement de limites. Le Comité marchés (instance qui réunit les différentes entités de DFI concernées et la DRG) vérifie et examine mensuellement, le cas échéant, les demandes de dérogations au cadre de travail ainsi que les demandes d'investissement dans de nouveaux produits ;

1. *Concernant RTE, la coordination en période de crise est organisée sous l'égide des pouvoirs publics.*
2. *S'agissant des filiales régulées, ces responsabilités sont exercées dans les limites fixées par la réglementation en vigueur.*

- le contrôle des risques financiers et de contrepartie associés aux investissements réalisés pour le portefeuille « Actifs dédiés » (au sein de la Direction Financière), dont la gestion est assurée par les Divisions Gestion des Actifs Cotés (portefeuille financier) et EDF-Invest (portefeuille non coté – actifs réels : *private equity,* infrastructure et immobilier) de la Direction Financement et Investissements. La Politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers d'EDF SA a été mise à jour et approuvée par le Conseil d'administration d'EDF le 11 février 2015. Un mandat de risque annuel ainsi que des cadres de travail spécifiques sont mis en place par la Direction des Risques Groupe pour définir les principes de gestion des risques et les limites de risque admissibles pour les deux portefeuilles ainsi qu'au niveau global. Le Comité de gestion opérationnelle, présidé par le Directeur Financement et Investissements, est l'instance de pilotage du portefeuille financier (actifs cotés), tandis que le Comité d'investissement, présidé par le Directeur Exécutif Groupe Finances, est l'instance de pilotage du portefeuille non coté. La Direction des Risques Groupe participe à ces deux Comités pour élaborer avec les gérants la stratégie de gestion des risques des deux portefeuilles. Par ailleurs, le Comité de suivi des actifs dédiés, présidé par le Directeur Exécutif Groupe Finances, assure le suivi global du portefeuille ;
- le contrôle de l'exhaustivité et de la pertinence des analyses de risques réalisées sur les projets d'investissements et d'engagements de long terme, présentés pour décision à des instances de niveau Comité exécutif.

Afin de garantir l'indépendance de la structure de contrôle des risques financiers vis-à-vis des activités de gestion de ces risques, celle-ci est rattachée à la Direction des Risques Groupe.

2.3.1.2 Contrôles spécifiques

2.3.1.2.1 Procédure d'approbation des engagements

Conformément à la procédure de septembre 2011 encadrant le « processus engagements » du Groupe, le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), qui est composé de l'ensemble des membres du Comité exécutif, examine, après une position de principe favorable du Comité exécutif, l'ensemble des projets d'engagements du Groupe, hors filiales régulées et filiales co-contrôlées, notamment portant sur :

- les projets d'investissement, de désinvestissement et de fusions-acquisitions supérieurs à 50 millions d'euros [1] ;
- les dépenses de fournitures, travaux ou services d'un montant supérieur à 200 millions d'euros ;
- les contrats achats ou ventes à long terme portant annuellement sur plus de 5 TWh pour l'électricité, 10 TWh pour le gaz et 150 millions d'euros pour le charbon, le fioul, les crédits d'émission et quotas de CO_2 ;
- le programme pluriannuel d'approvisionnement des réacteurs et de services aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire.

Les réunions du CECEG sont systématiquement précédées de réunions où sont associés les experts du niveau *corporate* (Direction des Risques Groupe, Direction Juridique, Direction Financière, Direction Optimisation Amont-Aval Trading, Direction du Développement Durable, Direction de la Stratégie, Direction des Achats…) et les porteurs des projets, afin de vérifier l'exhaustivité des analyses de risques des dossiers présentés. Ces travaux s'appuient sur un référentiel méthodologique d'analyse des risques des projets de développement qui intègre l'ensemble des impacts.

Les projets d'engagements sont ensuite examinés, lorsqu'il y a lieu, par le Conseil d'administration comme décrit au paragraphe 1.2.4.

Le guide de « pilotage des investissements » prévoit que les projets d'engagements qui sont inférieurs aux seuils de saisine du CECEG sont examinés par des instances de gouvernance propres à chaque entité.

En complément et afin de renforcer la maîtrise industrielle et financière des projets et activités opérationnelles en France et à l'international, des « règles d'or » applicables à tous les marchés passés par le Groupe ont été validées par le Président-Directeur Général en janvier 2013 et sont mises en place. Ces « règles d'or » constituent un référentiel associé à un processus de suivi permettant de mesurer les risques pris par le Groupe dans le cadre de ses opérations.

2.3.1.2.2 Contrôle des Systèmes d'Information (SI)

Organisation du contrôle interne de la filière des Systèmes d'Information

Le dispositif de contrôle interne de la filière SI s'intègre dans la politique de contrôle interne du Groupe (propositions d'exigences clés communes à l'ensemble du Groupe) et porte sur la mise en œuvre des politiques de la filière et la maîtrise des principaux risques transverses. Les politiques concernent en particulier les infrastructures et les services mutualisés, la sécurité des Systèmes d'Information, la gouvernance des projets SI, la gestion des risques SI et le respect de la loi « informatique et libertés ».

Pour mémoire, le référentiel de contrôle interne des SI d'EDF s'appuie sur le référentiel externe du COBIT *(Control Objectives for Information and related Technology).*

L'animation du contrôle interne et de la couverture des risques spécifiques aux thématiques SI est mise en œuvre depuis 2009 par la Direction des Systèmes d'Information Groupe à deux niveaux dans l'organisation de la filière : un réseau des correspondants risques et contrôle interne SI et le Comité des Directeurs des Systèmes d'Information, qui représentent les Directions. La DSI Groupe assure une coordination étroite entre les réseaux des correspondants risques et contrôle interne SI et les Responsables Sécurité SI (RSSI), permettant ainsi de renforcer la couverture des risques et du contrôle interne pour EDF. Ces réseaux sont progressivement élargis aux filiales.

Le Comité des DSI France mandate le Comité sécurité (COSEC) pour la planification et le pilotage des travaux transverses au service de la sécurité. Il assure notamment les rôles suivants :

- contribution à l'élaboration et à la mise à jour des documents du référentiel de sécurité d'EDF SA ; coordination de l'animation, de la sensibilisation, de la formation et de l'appui aux métiers et à la filière IT en matière de sécurité du Système d'Information ;
- prise en compte de la veille institutionnelle et technique sur la sécurité du retour d'expérience global (mise en application, conformité, efficacité, incidents, *reporting,* revues, audits) ;
- instruction des dossiers complexes de demande de dérogation à la politique de sécurité.

La politique de sécurité des Systèmes d'Information (PSSI) du groupe EDF structure les orientations et l'organisation de la sécurité des SI du Groupe. Elle fait l'objet d'un *reporting* en *IS Group Committee.* L'ajustement de cette politique ainsi que le niveau de sécurisation sont suivis pour EDF SA et dans les filiales du Groupe à travers deux comités dédiés :

- pour EDF SA, au rythme mensuel par un comité présidé par le Responsable Sécurité SI du Groupe EDF, et rassemblant les Responsables Sécurité des Systèmes d'Information des entités du périmètre ;
- pour les principales filiales, au rythme trimestriel par un comité présidé par le Responsable Sécurité SI du Groupe EDF, et rassemblant les Responsables Sécurité des Systèmes d'Information des principales filiales.

1. *Hors investissements et désinvestissements financiers liés à la gestion des actifs dédiés et des actifs retraite, qui ont une gouvernance spécifique. Voir § 1.4.2.*

Actions dans le domaine de la sécurité des SI

L'année 2015 a été marquée par :

- le cadrage des objectifs stratégiques en matière de sécurité SI à horizon 2020, en déclinaison de la vision SI 2020 évoquée au paragraphe 2.1.6 ;
- l'établissement, par les métiers, d'une cartographie des applications à sécurité renforcée, et la mise en place d'une procédure de centralisation de cette cartographie ;
- la réalisation d'un exercice de crise « cyber-attaque » avec la participation active d'une partie du *top management* d'EDF ;
- la mise en œuvre de deux exercices « plan de continuité de l'activité » sur les *data centers* d'EDF, et la mise en œuvre de plans de continuité d'activité dans la plupart des filiales ;
- la tenue régulière du Bureau d'instruction des projets de services externalisés (BIPSE), chargé de mener des analyses sécurité des services externalisés, depuis sa mise en place en 2012 ;
- la mise en production d'outils de cyber-surveillance permettant d'apporter une meilleure visibilité des incidents de sécurité SI par la production d'alertes et de *reportings* ;
- la signature, par le Président, d'une convention cadre entre le ministère de la Défense et le groupe EDF relative au Pôle d'Excellence Cyber.

2.3.1.2.3 L'administration et le suivi des filiales

En application de la nouvelle politique « mandataires sociaux » signée par le Président-Directeur Général le 15 janvier 2015, toute filiale ou participation d'EDF (à l'exception des filiales régulées) est suivie par un Directeur de rattachement, membre du Comité exécutif, ou par son Délégué. Celui-ci propose les mandataires sociaux représentant EDF au sein des instances de gouvernance de ces sociétés ; les nominations sont validées *in fine* par le Président-Directeur Général d'EDF.

Cette politique prévoit également la nécessité d'obtenir un accord de la Direction Générale préalablement à toute constitution de filiale ou prise de participation en France comme à l'étranger.

La Délégation Administrateurs et Sociétés, créée en 2002, veille tout particulièrement :

- à la mise à jour de la cartographie du rattachement des sociétés, en fonction des décisions prises par la Direction concernée ;
- au suivi des « compositions cibles », visions anticipées et collectives des compétences, ainsi que des profils nécessaires à une bonne représentation d'EDF dans les organes de gouvernance des filiales et participations ;
- au respect du processus de désignation des mandataires sociaux ;
- à la professionnalisation des mandataires sociaux (séminaire de formation initiale pour les nouveaux avec l'appui de l'Université Groupe, information par le site intranet de la communauté administrateurs).

2.3.1.3 Autres politiques de contrôle

La politique assurances du Groupe EDF, validée par le Directeur Financier en octobre 2012, a été mise en œuvre en 2013.

Véritable outil d'intégration des entités et des filiales du Groupe, cette politique précise le champ assurantiel en couvrant l'ensemble des missions et du périmètre du Groupe.

Pour compléter le dispositif de gouvernance :

- depuis 2004, en Comité d'audit, le Directeur de la Division Assurances Groupe fait le point de situation et des coûts de couverture des risques d'EDF par l'assurance ou par le transfert des risques aux marchés financiers ;
- depuis 2011, un Comité d'Orientations Stratégiques Assurances (COSA), présidé par le Directeur Exécutif Groupe chargé des Finances, nourrit la réflexion entre les métiers et les financiers sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la politique assurances, notamment les principales caractéristiques des programmes de couverture des risques assurables.

2.3.2 Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière

2.3.2.1 Le cadre de référence AMF

Le guide de contrôle interne, pour la partie relative à la maîtrise de l'information comptable et financière, a été intégralement restructuré en 2011 afin de le mettre en cohérence avec le cadre de référence de l'AMF tel que révisé en 2010.

2.3.2.2 Principes et normes comptables du Groupe

Les normes comptables utilisées par le Groupe EDF (le périmètre des comptes consolidés du Groupe figure dans l'annexe aux comptes consolidés (chapitre 6 du document de référence 2015)) sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'*International Accounting Standards Board* (IASB), approuvées par l'Union européenne et applicables au 31 décembre 2015. Ces normes internationales comprennent les normes IAS *(International Accounting Standards),* IFRS *(International Financial Reporting Standards)* et les interprétations SIC et IFRIC. Les règles et méthodes comptables sont décrites dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés.

Un réseau de correspondants des Directions Opérationnelles et des filiales facilite le partage des instructions et la mise en œuvre homogène en comptabilité entre les différentes entités du Groupe.

2.3.2.3 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont établis par le Département Consolidation de la Division Comptabilité Consolidation à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe et aux instructions d'arrêté, selon un plan de comptes unique. Le périmètre de consolidation est arrêté après recensement de toutes les entreprises contrôlées, co-contrôlées ou sous influence notable revêtant un caractère significatif. Le caractère non significatif des participations rentrant potentiellement dans le périmètre de consolidation du Groupe est examiné au pas trimestriel, et soumis à l'appréciation des Commissaires aux comptes une fois par an.

Les comptes consolidés semestriels sont présentés au Comité d'audit puis au Conseil d'administration, pour chaque arrêté comptable semestriel.

Les comptes consolidés annuels sont examinés par le Comité d'audit puis arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration d'EDF et enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'instructions précisant les principaux livrables attendus de chaque partie prenante à la publication des états financiers, l'établissement du rapport de gestion et du document de référence pour les arrêtés annuels. Des réunions avec les Directions d'EDF et les filiales permettent de préparer ces arrêtés comptables et d'anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée. Une analyse *a posteriori* des conditions de réalisation (respect des délais, qualité des informations…) permet d'améliorer régulièrement le processus d'établissement et d'analyse des comptes consolidés.

Une remontée mensuelle d'informations sur les comptes du bilan et du compte de résultat est en place depuis 2011. Elle a permis d'anticiper le traitement des opérations complexes et de contribuer à fiabiliser les résultats.

L'unicité de langage financier de la Comptabilité et du Contrôle de Gestion contribue à la cohérence du pilotage du Groupe. Elle est l'un des moyens d'assurer la continuité entre :

- les données réelles issues de la comptabilité et les données établies dans le cadre des phases prévisionnelles ;
- la communication financière externe et le pilotage interne.

Cette communauté de langage facilite le dialogue et la collaboration entre ces deux fonctions à tous les niveaux de l'organisation, et contribue à favoriser les échanges d'information entre les acteurs et la qualité des informations produites.

2.3.2.4 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes sociaux

Les comptes sociaux sont établis semestriellement et annuellement par le Département Comptes Maison Mère de la Division Comptabilité Consolidation.

Les comptes sociaux annuels sont arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration d'EDF et enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Les comptes sociaux semestriels résumés sont arrêtés au 30 juin de l'exercice par le Conseil d'administration. La comptabilité transactionnelle d'EDF (hors Division Combustible Nucléaire, Systèmes Énergétiques Insulaires et Direction des Cadres Dirigeants pour la partie comptabilité de la paie) est confiée au centre de services partagés « Comptabilité » de la Direction des Services Partagés. Le traitement de la comptabilité transactionnelle est organisé par processus. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions Opérationnelles, du centre de services partagés « Comptabilité » ou le cas échéant des opérateurs comptables situés dans les métiers opérationnels et de la Division Comptabilité Consolidation.

Des réunions sont organisées au pas trimestriel avec les directions d'EDF SA pour préparer les arrêtés comptables et anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée.

Chaque Directeur opérationnel et fonctionnel s'engage annuellement sur la qualité du dispositif de contrôle interne du domaine comptable et financier, les objectifs d'amélioration pour la période à venir et sur la sincérité et l'exhaustivité de l'information comptable dont il a la responsabilité par l'établissement d'une lettre d'engagement adressée au Directeur de la Comptabilité Consolidation.

Le dispositif de contrôle interne du domaine comptable est intégré à l'ensemble du dispositif de contrôle interne du Groupe. Un référentiel d'indicateurs est utilisé au sein d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable.

2.3.3 Les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements

La Direction Juridique exerce une mission de veille concernant les évolutions législatives et réglementaires : elle alerte et assure des actions de sensibilisation auprès des Directions concernées s'agissant des évolutions susceptibles d'avoir un impact pour le Groupe.

Par décision conjointe du 1er juin 2007 complétée par une décision du 12 mai 2011, la Direction Juridique et la Direction de l'Audit ont adopté un plan d'actions visant à formaliser le rôle de la Direction Juridique concernant la définition d'objets de contrôle prescrits aux différentes entités d'EDF, afin que leur propre plan de contrôle interne les intègre. Ces objets de contrôle visent à ce que ces entités :

- indiquent à la Direction Juridique les champs de réglementation les concernant plus particulièrement, de sorte qu'elle puisse réaliser sa mission de veille de façon optimale, sans oublier les thématiques juridiques transverses (concurrence, délit d'initié…) ;
- associent systématiquement et le plus en amont possible la Direction Juridique à leurs dossiers à enjeux et à risques juridiques majeurs ;
- s'assurent que les délégations qu'elles accordent en leur sein reflètent bien leur organisation et sont actualisées en tant que de besoin ;
- s'assurent que les projets de « contrats majeurs » sont élaborés avec le concours des juristes puis, une fois signés, sont communiqués à la Direction Juridique pour insertion dans la contrathèque du Groupe ;
- s'assurent que les contentieux engagés par les entités sont examinés périodiquement par la Direction Juridique ;
- identifient leurs besoins, en termes de sensibilisation juridique, dans les domaines qui les concernent, y compris les besoins transverses, et les indiquent à la Direction Juridique.

La Direction Juridique a mis en œuvre depuis 2010 un programme de conformité Droit de la concurrence, avec trois objectifs : (i) faire connaître les règles de concurrence par la formation, l'information et la pratique ; (ii) permettre la maîtrise des règles de concurrence (pour un usage préventif, défensif ou offensif) ; et (iii) contrôler le respect des règles de concurrence.

Par ailleurs, par décision du 22 janvier 2014, le Président-Directeur Général a lancé un programme de conformité anticorruption applicable à l'ensemble des métiers, directions et filiales contrôlées du groupe EDF. Un dispositif de prévention de la corruption figurera dans la politique de conformité déployée courant 2016 par la Direction Éthique et Conformité Groupe.

Un dispositif de contrôle des consultants (au sens d'« intermédiaires et apporteurs d'affaires ») est également en place au sein d'EDF ; il est pris en charge par le Secrétariat Général. Il comprend notamment une analyse de notoriété et d'honorabilité des contreparties du Groupe.

2.3.3.1 Réglementation liée à l'exploitation industrielle

2.3.3.1.1 Le domaine nucléaire

Dans le domaine de l'exploitation industrielle, de nombreuses procédures de contrôle existent.

Pour le nucléaire, la réglementation du secteur nucléaire en vigueur est propre à chaque pays d'implantation des installations, et des contrôles externes sont organisés par les autorités locales (Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) en France, *Nuclear Directorate* au sein du *Health and Safety Executive* et de l'*Office for Nuclear Generation* au Royaume-Uni, *Nuclear Regulatory Commission* aux États-Unis, *National Nuclear Safety Administration* en Chine…).

Concernant EDF, les entités ou responsables suivants sont en place :

- le Conseil de sûreté nucléaire que préside le Président du groupe EDF se réunit plusieurs fois par an et examine en février le bilan annuel « Sûreté nucléaire, radioprotection et sécurité » ;
- l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (IGSNR) qui s'assure, pour le compte du Président, de la bonne prise en compte des préoccupations de sûreté et de radioprotection dans toutes leurs composantes pour les installations nucléaires dont EDF a la responsabilité de l'exploitation, et dont le rapport annuel est public ;

- l'Inspection Nucléaire, service directement rattaché au Directeur de la Division Production Nucléaire (DPN), et la Mission Audit Évaluation, fonctionnellement rattachée au Directeur de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire (DIPNN), dont les actions de vérification permettent d'évaluer régulièrement le niveau de sûreté de l'ensemble des différentes entités d'exploitation et d'ingénierie ;
- la filière Audit, qui réalise différents audits par an dans le domaine nucléaire (ingénierie, combustibles et exploitation).

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et les textes d'application (décret du 23 février 2007 et arrêté du 21 mars 2007) relatifs notamment à la sécurisation du financement des charges nucléaires imposent à la Société de décrire dans un rapport les procédures et dispositifs permettant d'évaluer les charges liées à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions afférentes et les choix retenus pour la composition et la gestion des actifs affectés à la couverture des provisions.

L'année 2015 a été marquée par la promulgation de deux lois :

- La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte ;
- La loi n° 2015-715 du 6 août 2015 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances, dite loi « Macron ».

Ces dispositions législatives seront accompagnées par différents textes d'application, notamment en matière d'évaluation environnementale et de participation du public, un sujet à fort enjeu pour la réalisation des projets industriels du Groupe.

Depuis juin 2007, et conformément au cadre législatif et réglementaire, EDF adresse un rapport triennal à l'autorité administrative et une lettre d'actualisation annuelle. Ces rapports et lettres d'actualisation font l'objet d'un avis par le Comité de suivi des engagements nucléaires, dont il est rendu compte au Conseil d'administration d'EDF avant leur envoi à l'autorité administrative. Le rapport sur le contrôle interne qui figure en annexe de la lettre d'actualisation fait l'objet d'une délibération du Conseil d'administration.

L'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base (INB) s'inscrit dans la refonte de la réglementation générale applicable aux INB. Avec le décret modifié n° 2007-1557 du 2 novembre 2007, dit décret « procédures », cet arrêté dont la plupart des articles sont entrés en vigueur depuis le 1er juillet 2013 constitue un texte majeur de déclinaison de la loi TSN, désormais incluse dans le Code de l'environnement et dont les modalités d'application sont précisées par des décisions et guides de l'ASN.

Dès les premiers jours qui ont suivi l'accident de Fukushima, le 11 mars 2011, EDF a exercé sa responsabilité d'exploitant nucléaire en tirant, dès le mois de mars 2011, les premiers enseignements pour son parc.

L'ASN a remis au gouvernement français son rapport de conclusions le 3 janvier 2012 avec un avis (n° 2012-AV-0139) dans lequel elle affirme notamment :

« À l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes. »

Le planning de mise en œuvre des prescriptions techniques émises par l'ASN le 26 juin 2012 a été rigoureusement suivi en 2014. En particulier, il est à noter le déploiement sur les CNPE du nouveau référentiel de gestion de crise post-Fukushima (prenant en compte la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN)) et la préparation de la FARN à être en capacité, au 1er janvier 2016, d'intervenir sur 6 tranches d'un même site en moins de 24 heures pour acheminer et mettre en œuvre des moyens complémentaires humains et matériels permettant d'assurer le refroidissement des réacteurs et des piscines.

WANO (Organisation mondiale des exploitants nucléaires) a réalisé 3 revues internationales de pairs *(Peer Review)* sur des centrales nucléaires françaises en 2015 : Golfech, Penly et Cattenom. Le programme annuel consiste à passer une revue sur chaque centrale en moyenne tous les 4 ans. Ces revues permettent à des professionnels expérimentés du monde entier d'observer concrètement nos pratiques de travail sur le terrain. La comparaison peut ainsi s'établir avec les meilleures pratiques internationales dans tous les domaines de l'exploitation des centrales nucléaires. Depuis le 1er janvier 2014, WANO met en œuvre lors de ses revues les nouveaux référentiels internationaux (PO&C : *Performance Objectives and Criteria*) dont l'évolution porte encore d'avantage l'accent sur la sûreté des installations. À l'issue de la revue, le Directeur d'unité du site s'engage sur un plan d'actions élaboré en collaboration avec l'équipe WANO. Ces actions ont pour objectif de répondre aux recommandations émises. Deux ans après la revue, une équipe d'une dizaine d'experts WANO vient évaluer l'efficacité du plan d'actions mis en œuvre par le site au travers d'une *Follow Up*. Les recommandations émises lors de la *Peer Review* sont ainsi à nouveau évaluées. En 2015, trois revues de suivi ont été réalisées à Civaux, Fessenheim et Blayais. Ce suivi permet au site de renforcer ses actions sur ses éventuels domaines de faiblesses, avec l'aide d'experts internationaux qui, sur demande du site, viennent aussi réaliser des missions de support technique (TSM). L'ensemble de ces démarches permet aux sites de bénéficier d'un regard externe d'experts pour bénéficier de meilleures pratiques internationales.

Une OSART (mission d'évaluation de la sûreté en exploitation des centrales nucléaires organisée par l'AIEA) a été réalisée à Dampierre en 2015.

2.3.3.1.2 Le domaine hydraulique

En ce qui concerne l'hydraulique, la sûreté est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements hydroélectriques et durant leur exploitation pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages. La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur. Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des risques liés à l'exploitation : variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État, principalement des Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL). Parmi les barrages les plus importants, 68 d'entre eux font l'objet d'une procédure administrative particulière (« plan particulier d'intervention ») mise en œuvre par le préfet compétent.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière de ses barrages, notamment par une auscultation continue. Le relevé et l'analyse en temps réel, sur chaque site, de multiples données (mesures de tassements, de pression, de fuites, conjuguées à l'inspection visuelle du béton et au contrôle des parties mécaniques, etc.) permettent à EDF d'établir régulièrement un diagnostic sur l'état de ses barrages. À Grenoble et à Toulouse, les équipes d'EDF peuvent analyser à distance et si besoin en temps réel, grâce à une série de capteurs, les barrages les plus importants ou les plus difficiles d'accès.

De plus, pour chacun des 150 grands barrages, une révision complète est réalisée tous les dix ans, assortie d'une vidange ou d'une inspection de la structure avec des moyens subaquatiques. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État (DREAL et STEEGBH – Service technique de l'énergie électrique des grands barrages et de l'hydraulique).

En 2015, EDF a réalisé 120 revues de sûreté sur les ouvrages en exploitation (voir chapitre 1 du document de référence).

Au niveau organisationnel, l'Inspecteur de la sûreté hydraulique établit chaque année un rapport destiné au Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est directement rattaché, ainsi qu'aux acteurs de la sûreté hydraulique. Ce rapport a pour objectif, après un travail d'analyses, d'inspections et d'évaluations menées par l'Inspecteur de la sûreté hydraulique, de donner un avis sur le niveau de sûreté hydraulique des installations du Groupe et de fournir des pistes de réflexion et de progrès pour en garantir l'amélioration et la consolidation. Ce rapport est rendu public sur le site internet du Groupe.

Dans les autres domaines liés à l'exploitation, chaque entité est responsable de la définition et de la mise en œuvre des procédures de contrôle adéquates.

2.3.3.2 Autres réglementations

Pour ce qui est de la sécurité de ses installations, EDF met en œuvre sur l'ensemble des sites concernés les mesures prescrites par les pouvoirs publics en vue de leur protection.

Des contrôles sont également effectués sur l'application de la réglementation sociale et du travail.

Depuis janvier 2014, la politique santé et sécurité du Groupe définit un cadre de cohérence commun dans lequel viennent s'inscrire les politiques des différentes filiales du Groupe ainsi que leur plan d'actions. Cette politique Groupe s'applique à toutes les sociétés contrôlées par le groupe EDF dans tous les pays où EDF opère, et concerne ses salariés comme ceux de ses sous-traitants intervenant sur ses installations et dans ses locaux. Elle prévoit la mise en place d'une revue annuelle Groupe santé-sécurité en Comité exécutif d'EDF.

En 2015, lors de la première revue annuelle Groupe, ont été définies les grandes orientations stratégiques santé et sécurité du programme CAP 2030 autour desquelles s'articule le plan d'actions triennal qui va se décliner dans chacune des sociétés du Groupe.

2.3.4 Les procédures de contrôle interne relatives à l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction Générale

Dans le cadre du déploiement du dispositif de contrôle interne au sein du Groupe, le suivi de la mise en œuvre des décisions et politiques majeures est pris en compte par leur intégration dans le guide de contrôle interne, et des audits peuvent être inscrits dans le programme d'audit du Groupe pour vérifier la bonne mise en œuvre de ces décisions et politiques et l'atteinte des objectifs fixés dans ce cadre.

2.4 Communication et diffusion des informations

En complément des actions de communication et de *reporting* évoquées tout au long du présent rapport, un accent particulier peut être porté sur les actions spécifiques suivantes :

- À la suite de son introduction en bourse en 2005, EDF a établi des procédures ayant pour objet d'encadrer et fiabiliser les processus et le contenu de la communication financière d'EDF et de prévenir les infractions boursières. Ainsi, une procédure organisant les rôles respectifs au sein de la Société en matière d'élaboration, de validation et de diffusion des éléments de communication financière a été définie. Un système de validation de l'information financière, destiné à assurer la validation et la cohérence des différentes sources de communication financière d'EDF, à examiner et valider le contenu de l'ensemble des vecteurs d'information financière, a été mis en place. Ce Comité comprend des représentants de la Direction Financière, de la Direction de la Communication et de la Direction Juridique. Par ailleurs, le groupe EDF a adopté depuis 2006 un code de déontologie boursière rappelant les principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. En parallèle de la diffusion de ce code, des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées et les périodes de *black-out* au cours desquelles les dirigeants et certains salariés initiés doivent s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres de la Société.
- Le code de bonne conduite : le respect des codes de bonne conduite pour les filiales régulées est chaque année contrôlé par ces filiales, et vérifié par la CRE, qui publie les résultats de ses vérifications dans son rapport annuel.

Ce rapport a été élaboré par un groupe de travail animé par la Direction de l'Audit (Direction de l'Audit interne du groupe EDF) et réunissant des représentants des Directions Juridique, Contrôle des Risques Groupe, Financière ainsi que du Secrétariat Général du Conseil d'administration. Différents contributeurs, telles la Direction Éthique et Conformité Groupe, la Direction des Systèmes d'Information, la Direction du Développement durable ainsi que la Direction Investisseurs et Marchés, ont également été sollicités. Il a fait l'objet d'échanges avec les Commissaires aux comptes. Ce rapport a été examiné successivement par le Comité de l'information financière (4 février 2016), le Secrétaire Général du Groupe (4 février 2016) et été approuvé par le Conseil d'administration du 15 février 2016, conformément à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Paris, le 15 février 2016.

Le Président-Directeur Général d'EDF.

4.8 Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration

Exercice clos le 31 décembre 2015

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Électricité de France SA (« la Société ») et en application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre Société conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Il appartient au Président d'établir et de soumettre à l'approbation du Conseil d'administration un rapport rendant compte des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein de la Société et donnant les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce relatives notamment au dispositif en matière de gouvernement d'entreprise.

Il nous appartient :

- de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations contenues dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, et
- d'attester que ce rapport comporte les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce, étant précisé qu'il ne nous appartient pas de vérifier la sincérité de ces autres informations.

Nous avons effectué nos travaux conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France.

INFORMATIONS CONCERNANT LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE ET DE GESTION DES RISQUES RELATIVES À L'ÉLABORATION ET AU TRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPTABLE ET FINANCIÈRE

Les normes d'exercice professionnel requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président. Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière sous-tendant les informations présentées dans le rapport du Président ainsi que de la documentation existante ;
- prendre connaissance des travaux ayant permis d'élaborer ces informations et de la documentation existante ;
- déterminer si les déficiences majeures du contrôle interne relatif à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière que nous aurions relevées dans le cadre de notre mission font l'objet d'une information appropriée dans le rapport du Président.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques de la société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président du Conseil d'administration, établi en application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

AUTRES INFORMATIONS

Nous attestons que le rapport du Président du Conseil d'administration comporte les autres informations requises à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Paris - La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 15 février 2016

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG SA

Jacques-François Lethu

Deloitte & Associés

Patrick E. Suissa

Suivi du chantier du site EDF Lab Paris Saclay
©EDF - Philippe Eranian

5 Performances du Groupe en 2015 et perspectives

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 262

5.1.1 Chiffres clés 262
5.1.2 Éléments de conjoncture 263
5.1.3 Événements marquants de l'année 2015 269
5.1.4 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2014 et 2015 276
5.1.5 Flux de trésorerie et endettement financier net 284
5.1.6 Gestion et contrôle des risques marchés 290
5.1.7 Informations au titre de l'article L. 441-6-1 du Code de commerce 301

5.2 Événements postérieurs à la clôture 302

EPR de Flamanville : 1er jalon atteint avec la finalisation des montages mécaniques du circuit primaire 302
Accident de manutention à la centrale de Paluel 302
EPR de Flamanville : état d'avancement du programme d'essais de la cuve 302
EDF, le CEA et AREVA fondent la Plateforme France Nucléaire 302
EDF et Studsvik signent un accord sur les activités de déconstruction de centrales nucléaires et de gestion des déchets radioactifs 303
Conseil d'administration du 22 avril 2016 303

5.3 Évolution des prix de marchés de janvier à mars 2016 304

5.4 Perspectives 304

Objectifs 2016 304
Perspectives 2018 304

5.1 Examen de la situation financière et du résultat

Les éléments du chapitre 5.1 sont issus du rapport de gestion relatif à l'exercice 2015 tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'administration de la Société réuni le 15 février 2016 [1].

5.1.1 CHIFFRES CLÉS

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2015 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2015. Ces normes internationales comprennent les normes IAS *(International Accounting Standards),* IFRS *(International Financial Reporting Standards),* et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le référentiel comptable du Groupe est présenté en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2015.

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés au 31 décembre 2015 du groupe EDF.

Les données comparatives 2014 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés sont retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 « Droits ou taxes ». Cette interprétation est d'application obligatoire au 1er janvier 2015 et appliquée de façon rétrospective conformément à IAS 8 « Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs ».

La conséquence principale pour le Groupe de ce changement de méthode comptable est la comptabilisation de certaines taxes, qui n'est désormais plus étalée sur l'année mais effectuée dès la survenance du fait générateur de ces taxes, sur le premier semestre de l'année dans la plupart des cas.

Les taxes concernées par ce changement de comptabilisation relèvent essentiellement de l'exploitation des activités du groupe EDF en France. Il s'agit notamment des taxes dont le fait générateur intervient au 1er janvier, telles que la taxe sur les installations nucléaires, l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER), la taxe foncière, la taxe sur les pylônes et la taxe hydraulique.

L'application de l'interprétation IFRIC 21 n'a pas d'effet significatif sur les comptes consolidés annuels.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2015 sont présentés ci-après.

EXTRAIT DES COMPTES DE RÉSULTAT CONSOLIDÉS

(en millions d'euros)	2015	2014 (1)	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	75 006	73 383	1 623	+2,2	-1,8
Excédent brut d'exploitation (EBE)	17 601	17 279	322	+1,9	-0,6
Résultat d'exploitation	4 280	7 984	(3 704)	-46,4	-48,8
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	1 692	5 433	(3 741)	-68,9	-71,3
Résultat net part du Groupe	1 187	3 701	(2 514)	-67,9	-69,7
Résultat net courant (2)	4 822	4 852	(30)	-0,6	-2,1

(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading*, dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.*

(2) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans les comptes de résultat consolidés du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading *nets d'impôts (voir section 5.1.4.9 « Résultat net courant »).*

EXTRAIT DES BILANS CONSOLIDÉS

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014 (1)
Actif immobilisé	149 439	146 078
Stocks et clients	36 973	37 923
Autres actifs	69 536	65 567
Trésorerie, autres actifs liquides, prêt à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint	22 993	18 361
Actifs détenus en vue de la vente	–	18
TOTAL DE L'ACTIF	**278 941**	**267 947**
Capitaux propres – part du Groupe	34 749	35 246
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	5 491	5 419
Passifs spécifiques des concessions	45 082	44 346
Provisions	75 327	73 850
Emprunts et dettes financières	60 388	52 569
Autres passifs	57 904	56 517
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	–	–
TOTAL DU PASSIF	**278 941**	**267 947**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2014 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21.

1. *Voir le chapitre 8.4.2 pour la table de correspondance.*

CASH FLOW GROUPE

(en millions d'euros)	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow Groupe [1]	(2 064)	(4 007)	1 943	+48,5

(1) Le cash flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash flow opérationnel après variation du besoin en fonds de roulement net, investissements nets, impact de la décision de la Commission européenne (RAG), dotations et retraits sur actifs dédiés et dividendes.

INFORMATIONS RELATIVES À L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	64 183	55 652	8 531	+15,3
Dérivés de couvertures des dettes	(3 795)	(3 083)	(712)	+23,1
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(4 182)	(4 701)	519	-11,0
Actifs financiers disponibles à la vente – Actifs liquides	(18 141)	(12 990)	(5 151)	+39,7
Prêt à RTE	(670)	(670)	–	–
ENDETTEMENT FINANCIER NET [1]	**37 395**	**34 208**	**3 187**	**+9,3**

(1) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans les bilans consolidés du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité. Il prend également en compte le prêt du Groupe à RTE.

5.1.2 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE

5.1.2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

Dans un marché européen de plus en plus interconnecté, l'analyse des prix de marché en France, mais aussi dans le reste de l'Europe, est un élément de contexte important.

Au cours de l'année 2015, les prix *spot* de l'électricité en Europe ont été globalement supérieurs à ceux de l'année 2014. Les températures plus marquées en 2015, avec un premier trimestre plus froid et un été plus chaud par rapport à 2014, ont contrebalancé la pression baissière sur les prix liée au recul des prix des combustibles. Seuls les prix *spot* allemands ont été en recul en raison d'une production d'origine renouvelable en forte hausse.

5.1.2.1.1 Prix *spot* de l'électricité en Europe [1]

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2015 en base *(€/MWh)*	38,5	55,7	52,3	31,6	44,7
Variation 2015/2014 des moyennes en base	+11,1 %	+6,7 %	+0,4 %	-3,5 %	+9,5 %
Moyenne 2015 en pointe *(€/MWh)*	46,6	61,8	58,6	39,1	54,0
Variation 2015/2014 des moyennes en pointe	+6,4 %	+5,3 %	0,0 %	-4,7 %	+11,1 %

*1. **France et Allemagne :** cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT pour une livraison le jour même ;*
__Belgique :__ cotation moyenne de la veille sur la bourse Belpex pour une livraison le jour même ;
__Royaume-Uni :__ cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré ;
__Italie :__ cotation moyenne de la veille sur la bourse GME pour une livraison le jour même.

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

En **France**, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 38,5 €/MWh sur 2015, en hausse de 3,8 €/MWh par rapport à l'année dernière. Cette augmentation des prix s'explique principalement par des températures plus froides de 1,8 °C au premier trimestre 2015 et plus chaudes de 0,7 °C au troisième trimestre 2015 par rapport aux mêmes trimestres 2014, et par une hydraulicité en recul.

La hausse de la demande au premier trimestre a été satisfaite en partie par une utilisation accrue des moyens thermiques à flamme. En dépit de cette hausse de la demande, l'augmentation des prix *spot* a été limitée par la baisse des prix du gaz et du charbon. Les prix *spot* du deuxième et du dernier trimestre ont été relativement proches de ceux de 2014, avec un recul de la consommation par rapport à 2014 pendant les mois de mai (nombreux ponts) et décembre (température très au-dessus des normales du mois).

Enfin, l'année 2015 a été marquée par une disponibilité nucléaire stable, une hausse de la production d'origine éolienne et photovoltaïque et une baisse de la production hydraulique.

Au **Royaume-Uni,** les prix *spot* de l'électricité ont augmenté de 3,5 €/MWh par rapport à 2014, en s'établissant en moyenne à 55,7 €/MWh. La hausse est intervenue aux deuxième et troisième trimestres 2015, avec des variations par rapport à 2014 de respectivement 10,1 €/MWh et 9,0 €/MWh.

En **Italie,** les prix *spot* moyens sont restés stables (+0,2 %) à 52,3 €/MWh par rapport à l'année dernière.

En **Allemagne,** les prix *spot* se sont établis en moyenne à 31,6 €/MWh, en baisse de 1,1 €/MWh par rapport à 2014. Il s'agit du prix moyen le plus bas depuis 2005. Malgré des températures en baisse par rapport à l'année dernière, l'équilibre offre/demande a été globalement détendu, favorisé par une offre abondante, particulièrement d'origine éolienne, alors que la production photovoltaïque a été globalement stable. La production moyenne éolienne s'est en effet établie à 8,6 GW sur l'année 2015, en hausse de 2,5 GW par rapport à l'année dernière.

En **Belgique,** les prix *spot* ont augmenté de 3,9 €/MWh par rapport à 2014, s'établissant en moyenne à 44,7 €/MWh. La hausse des prix *spot* par rapport à 2014 s'explique par une nette diminution de la capacité nucléaire disponible. En effet, Doel 1, à l'arrêt depuis février 2015 pour allonger sa durée d'exploitation de 10 ans après 40 ans de fonctionnement, n'a redémarré que le 30 décembre 2015. Par ailleurs, deux tranches nucléaires (Doel 3 et Tihange 2) qui avaient été arrêtées fin mars 2014 ont reçu l'autorisation de redémarrer en décembre 2015.

5.1.2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe [1]

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2015 du prix du contrat annuel 2016 à terme en base *(€/MWh)*	38,2	58,8	47,2	31,0	43,3
Variation 2015/2014 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	-10,1 %	-6,8 %	-12,3 %	-11,7 %	-7,5 %
Prix à terme du contrat annuel 2016 en base au 28 décembre 2015 *(€/MWh)*	33,8	49,2	46,2	28,1	33,3
Moyenne 2015 du prix du contrat annuel 2016 à terme en pointe *(€/MWh)*	47,0	66,5	52,7	39,1	51,9
Variation 2015/2014 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	-11,5 %	-6,7 %	-12,2 %	-12,0 %	-9,3 %
Prix à terme du contrat annuel 2016 en pointe au 28 décembre 2015 *(€/MWh)*	42,3	56,9	52,5	34,8	42,1

En Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe sont en baisse en moyenne par rapport à l'année 2014. Ce recul est dû principalement à une baisse de prix des combustibles.

En **France,** le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à un niveau inférieur de 10,1 % (-4,3 €/MWh) à celui constaté en 2014. Cette diminution, principalement due à la baisse des prix du charbon, du pétrole et du gaz, a été légèrement atténuée par la hausse du prix des émissions de CO_2 et par l'évolution du taux de change EUR/USD. Excepté une évolution à la hausse suite à l'annonce d'une restriction de la production du champ gazier de Groningue aux Pays-Bas en février, et de tensions durant l'été sur l'équilibre offre/demande à court terme répercutées sur le contrat à terme, les prix ont fortement chuté à l'image des prix des combustibles, accentués en novembre par l'annonce du redémarrage des réacteurs nucléaires belges de Tihange 2 et Doel 3.

Au **Royaume-Uni,** le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1er avril N +1 au 31 mars N +2, a diminué de 6,8 %, suivant la tendance baissière des prix du gaz. Cette baisse a été légèrement compensée par la hausse de la taxe sur le CO_2 appliquée au Royaume-Uni pour la production d'électricité de près de 9,0 £/t à partir du 1er avril 2015, à 18,08 £/t.

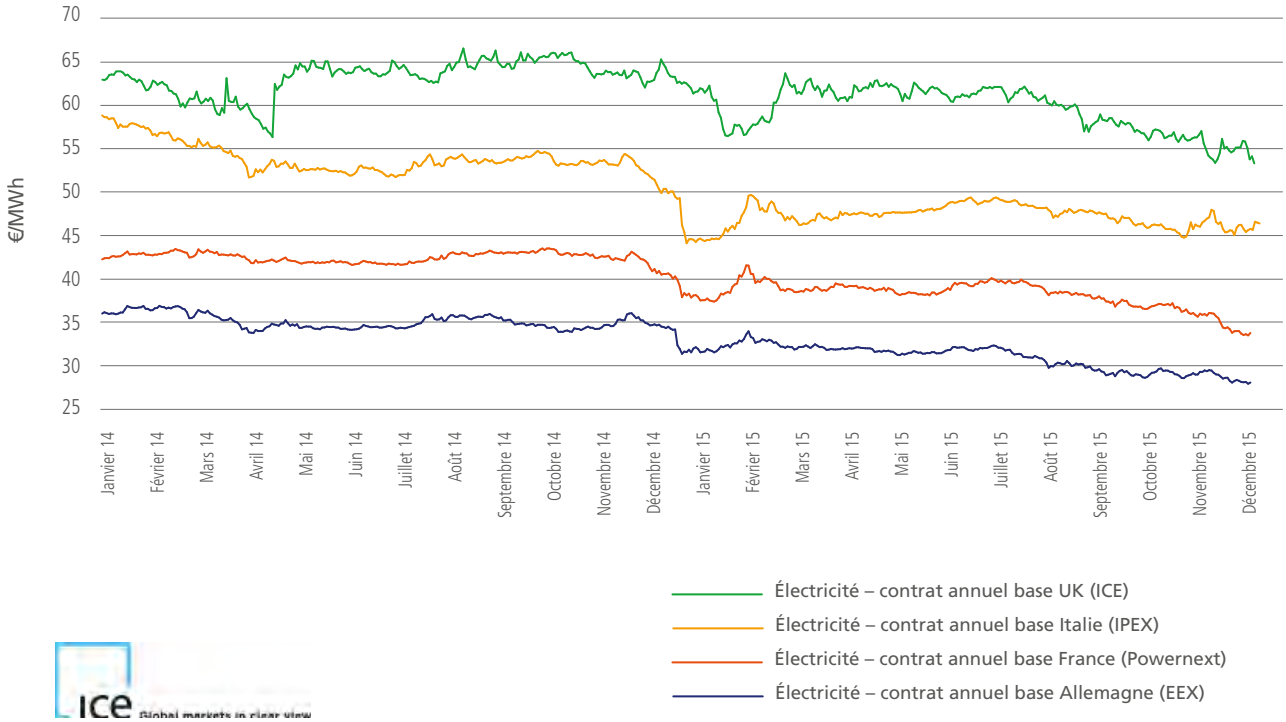
En **Italie,** le contrat annuel en base a également fortement reculé, pour s'établir en moyenne près de 6,5 €/MWh moins cher qu'en 2014. Cet important repli s'explique par la baisse des prix du gaz ainsi que par la progression des énergies renouvelables installées.

En **Allemagne,** le contrat annuel en base a diminué en moyenne de 4,1 €/MWh par rapport à 2014. Ce recul s'explique par la baisse de prix des combustibles, légèrement compensée par une hausse des prix des émissions de CO_2 et de l'effet de change EUR/USD, ainsi que par la croissance des parcs éoliens et photovoltaïques outre-Rhin de près de 10 GW. Sur l'ensemble de l'année à l'exception des mois d'avril, juillet et octobre, les prix allemands ont suivi la même évolution que les prix français.

En **Belgique**, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à un niveau inférieur de 7,5 % à 43,3 €/MWh. Ce recul s'explique par la baisse du prix des combustibles, et le retour des tranches de Doel 3 et Tihange 2 annoncé en novembre.

1. ***France et Allemagne :*** *cotation EEX de l'année suivante ;*
Belgique et Italie : *cotation moyenne EDF Trading de l'année suivante ;*
Royaume-Uni : *cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2015 puis avril 2016 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1er avril au 31 mars).*

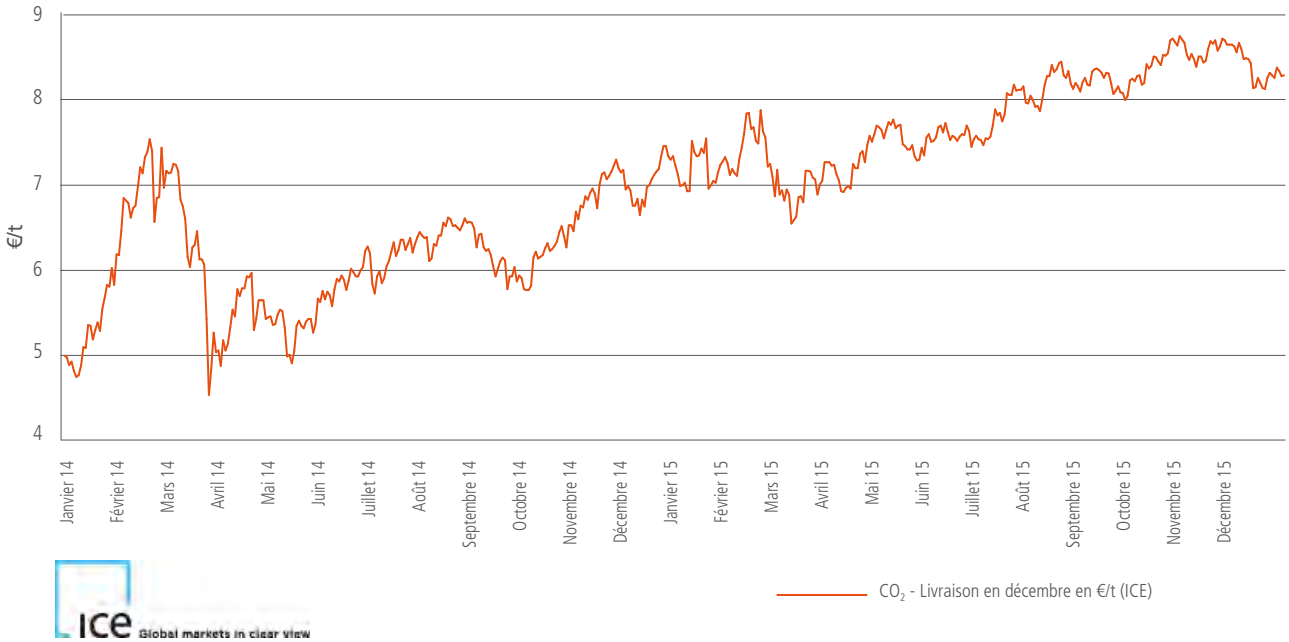
ÉVOLUTION DES PRINCIPAUX CONTRATS À TERME EUROPÉENS D'ÉLECTRICITÉ EN BASE



5.1.2.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO_2 [1]

Le prix des droits d'émission de CO_2 pour livraison en décembre 2016 a augmenté de 1,1 €/t pour terminer l'année à 8,3 €/t. Cette augmentation s'est déroulée très progressivement, avec des phases de hausse puis des phases de stabilisation. Le principal déterminant de l'évolution des prix a été les votes et annonces concernant le MSR *(Market Stability Reserve)*, mécanisme de soutien du prix du CO_2 pilotant les volumes accessibles via les enchères et mettant les excédents dans une réserve. Ce mécanisme a été adopté début juillet 2015 par le Parlement européen, mais les incertitudes autour de son application et sa date de mise en œuvre (2019 ou 2021) ont contribué à animer le marché jusqu'à l'été.

ÉVOLUTION DES PRIX DES DROITS D'ÉMISSION DE CO_2



1. *Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020).*

5.1.2.1.4 Prix des combustibles fossiles [1]

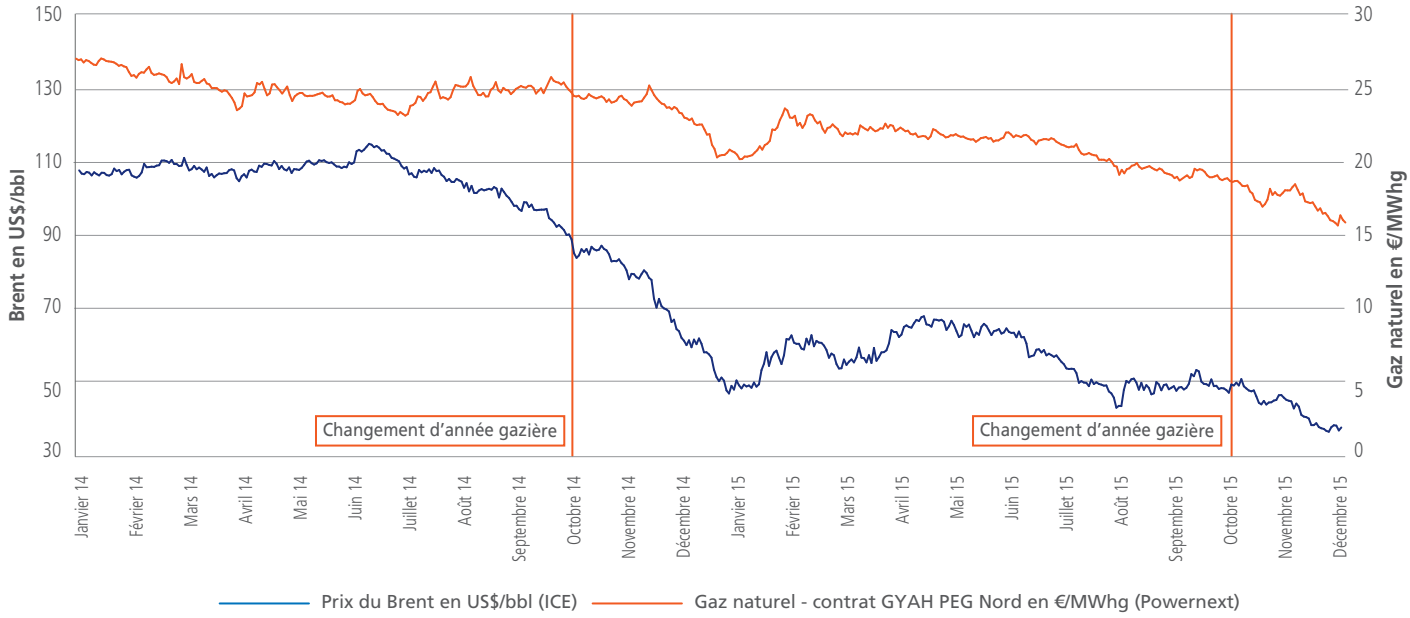
	Charbon (US$/t)	Pétrole (US$/bbl)	Gaz naturel (€/MWhg)
Moyenne 2015	54,6	53,5	20,4
Variation 2015/2014 des moyennes	-30,2 %	-46,2 %	-17,7 %
Plus haut de 2015	65,3	67,8	23,6
Plus bas de 2015	43,7	36,1	15,6
Prix fin 2014	65,9	57,3	21,8
Prix fin 2015	44,0	37,3	15,8

Le prix à terme du **charbon** livré en Europe a poursuivi sa baisse en 2015, avec un équilibre offre/demande très détendu. Il est passé de 65,9 US$/t à 44 US$/t fin 2015. La baisse a été très progressive tout au long de l'année. La demande est restée en berne, avec des perspectives de demande moroses en Chine auxquelles se sont ajoutées en septembre des mesures de limitation des importations de charbon de mauvaise qualité en Chine. L'offre est restée abondante, que ce soit la production russe ou la production sud-africaine, dont une partie des volumes a été envoyée en Europe plutôt qu'en Asie. Quelques événements ponctuels ont entraîné des tensions au cours de l'année tels le glissement de terrain en Russie dans le bassin charbonnier du Kuzbass ou les incertitudes sur l'utilisation nocturne de la ligne de chemin de fer en Colombie par laquelle transitent plus de la moitié des 90 millions de tonnes annuellement produites par le pays.

À la fin de l'année 2015, le prix du **pétrole** brut s'est établi à 37,3 US$/bbl, en baisse de 20 US$/bbl par rapport au niveau observé fin 2014. Cette évolution masque des mouvements contrastés tout au long de l'année. Le mois de février a d'abord été marqué par une hausse du prix du baril jusqu'à plus de 62 US$/bbl en raison de tensions sur l'offre (conflits en Libye et en Irak, restrictions de la production en mer du Nord, réductions de la production de pétrole de schiste américain). Des informations sur un accord imminent sur le nucléaire iranien ont ensuite contribué à détendre les cours, avant une hausse très rapide en avril pour atteindre 67,8 US$/bbl le 6 mai, portée par une forte diminution de la production américaine. Depuis cette date, le prix a ensuite progressivement diminué avec la perspective d'une augmentation de l'offre sur le marché suite à l'accord sur le nucléaire iranien à laquelle s'ajoutait une offre relativement importante de la part des principaux pays producteurs (Arabie Saoudite, Russie, États-Unis) ainsi que la perspective d'une diminution de la demande chinoise.

Le prix du contrat annuel de **gaz naturel** en France est en baisse par rapport à 2014. Malgré des restrictions de production sur le champ gazier néerlandais de Groningue, les prix ont diminué en raison d'une plus grande disponibilité du GNL en Europe due à une demande plus faible en Asie, et une détente de la crise russo-ukrainienne. Par ailleurs, la baisse des prix du pétrole a entraîné une baisse des prix des contrats d'approvisionnement de long terme, qui sont pour partie indexés sur le prix des commodités pétrolières. Les flux de gaz russes vers l'Europe ont d'ailleurs augmenté entre 2014 et 2015.

ÉVOLUTION DES PRIX DU GAZ NATUREL ET DU PÉTROLE



1. ***Charbon :*** *cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en US$/t) ;*
Pétrole : *Brent/baril de pétrole brut première référence ICE (*front month *– en US$/baril) ;*
Gaz naturel : *cotation moyenne ICE sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante en France (PEG Nord – en €/MWhg).*

5.1.2.2 Consommation d'électricité [1] et de gaz [2]

En 2015, la consommation globale d'électricité en **France** a augmenté de 2,2 % par rapport à celle de 2014. La consommation du premier semestre 2015 a augmenté de 4,2 % par rapport à celle du premier semestre 2014 sous l'effet de températures plus froides, principalement sur les quatre premiers mois. Les mois de juillet et août plus chauds qu'en 2014 ont fait progresser la demande. En revanche, le dernier trimestre, malgré un mois d'octobre frais qui a fait augmenter la consommation de 7,8 %, n'a pas suffi à compenser la baisse de 10,6 % du seul mois de décembre.

Corrigée de l'aléa climatique, la consommation française d'électricité croît légèrement de 0,5 % après trois années de stabilité. La consommation des PME/PMI, des particuliers et des professionnels est également en hausse de 0,6 %, et la consommation du secteur industriel est stable (+0,2 %) par rapport à 2014.

Au **Royaume-Uni,** la consommation estimée d'électricité est en baisse de 0,4 % par rapport à 2014 du fait principalement de l'amélioration de l'efficacité énergétique. En **Italie**, la consommation électrique est en hausse de +1,5 % par rapport à 2014 en raison de températures exceptionnelles sur le troisième trimestre 2015.

La consommation de gaz naturel en **France** a augmenté de 8,1 % en 2015 par rapport à 2014. Cette hausse s'explique principalement par un climat relativement doux en 2014 et des mois de février et d'octobre 2015 plus froids affichant des températures en dessous de la normale. En revanche, décembre 2015, de 3,9 °C au-dessus de la normale, se place comme le plus chaud jamais enregistré en France depuis 1900 et voit sa consommation de gaz baisser par rapport à 2014.

La consommation estimée de gaz naturel au **Royaume-Uni** est en hausse de 4,1 % par rapport à 2014 en raison de températures plus basses et d'une plus forte demande. De même, en **Italie,** la demande intérieure de gaz naturel a progressé de +9,1 % en raison de conditions climatiques favorables, induisant une hausse des consommations sur le marché résidentiel et de la production thermique.

5.1.2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

Concernant les évolutions récentes sur les tarifs en France, voir section 5.1.3.6.1.5 « Tarifs réglementés de vente d'électricité en France ».

Au Royaume-Uni en 2015, deux changements tarifaires ont été mis en œuvre :

- le 11 février 2015, les tarifs fixes de gaz ont baissé de 1,3 %. Cette baisse s'explique par la baisse des prix du gaz sur les marchés de gros. Elle est cohérente avec la baisse des tarifs fixes de gaz réalisée par les cinq autres plus gros fournisseurs d'énergie au Royaume-Uni ;
- début mars 2015, de nouveaux produits à tarif fixe plus compétitifs ont été commercialisés sur le segment B2C. La *Blue Price Promise June 2016* garantit un tarif fixe de 965 £/an jusqu'à juin 2016 inclus, et la *Blue Price Promise February 2017* garantit un tarif fixe de 999 £/an jusqu'à février 2017 inclus.

5.1.2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

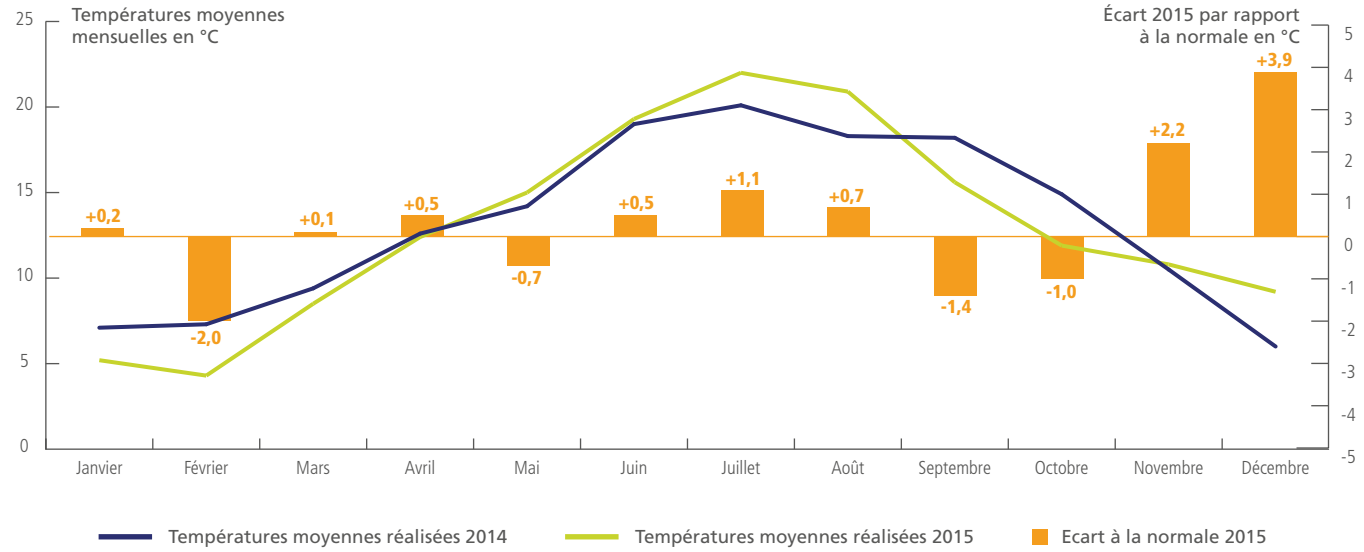
L'année 2015 a été particulièrement chaude avec une température moyenne annuelle sur la France de 0,3 °C au-dessus de la normale, positionnant l'année 2015 au troisième rang des années les plus chaudes depuis 1900, devancée par 2014 et 2011.

Les températures ont été fortement contrastées au cours de l'année avec :

- un mois de février de 2 °C au-dessous de la normale et un début d'automne (septembre et octobre) plutôt frais ;
- un été (juillet et août) plus chaud d'environ 2 °C par rapport à 2014 ;
- un mois de décembre exceptionnellement chaud, avec des températures moyennes dépassant la normale de 3,9 °C.

1. *Données France : données brutes et données corrigées de l'aléa climatique communiquées par RTE ;*
   Données Royaume-Uni : données fournies par le Department of Energy and Climate Change *pour les trois premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre ;*
   Données Italie : données brutes et données communiquées par Terna, réseau électrique national italien, retraitées par Edison.
2. *Données France : données brutes communiquées par Smart GRTgaz ;*
   Données Royaume-Uni : données fournies par le Department of Energy and Climate Change *pour les trois premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre ;*
   Données Italie : ministère du Développement économique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 Bcm = 10,76 TWh.

TEMPÉRATURES [1] [2] EN FRANCE EN 2015 ET 2014

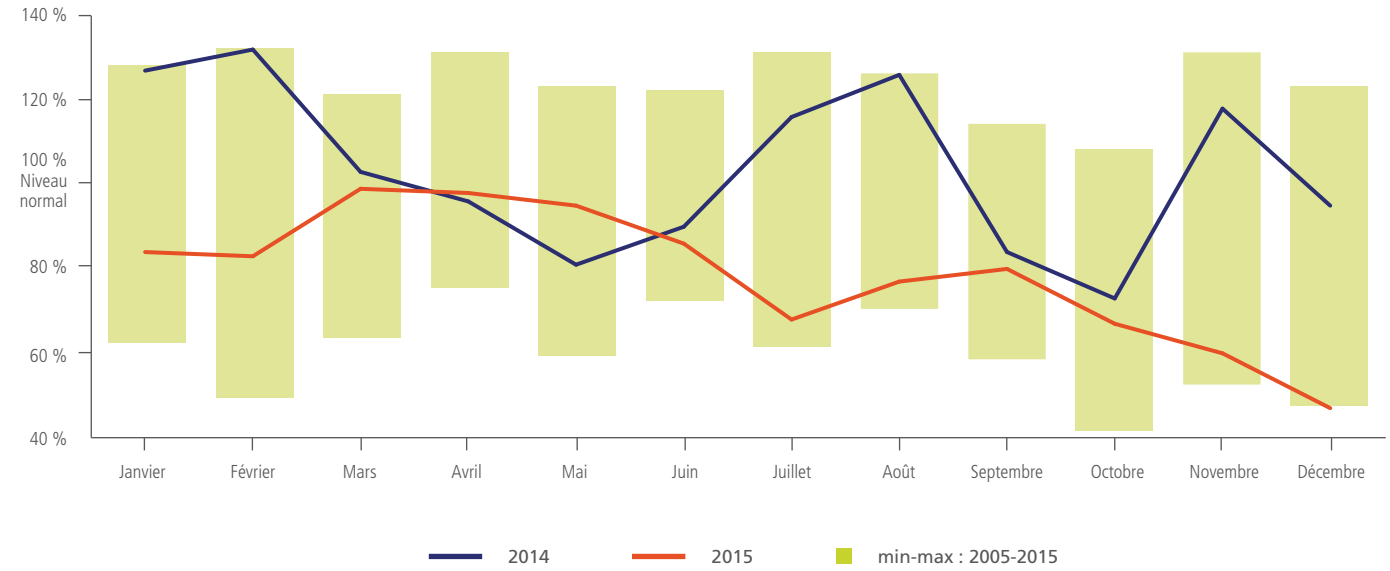


(1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.
(2) Source Miréor (données Météo France).

L'année 2015 a été marquée par un important déficit annuel de précipitations sur de nombreux pays européens compris dans une large bande allant de la péninsule Ibérique aux ex-pays de l'URSS en passant notamment par la France.

À l'opposé, des précipitations excédentaires ont été observées sur les parties nord (îles Britanniques et Scandinavie) et sud de l'Europe (Italie du Sud, Balkans et Turquie).

HYDRAULICITÉ EN FRANCE EN 2015 ET 2014 [1]



(1) Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs de l'Observatoire statistique du groupe EDF (Miréor) en énergie jusqu'à la mer.

Sur la France, mis à part les Pyrénées qui ont connu des précipitations excédentaires, les précipitations du premier semestre 2015 ont été déficitaires, et en particulier sur le Sud des Alpes et le centre du pays. L'épisode de canicule de juillet a aggravé le déficit et conduit à des étiages sévères avant un mois d'août pluvieux et salvateur. Les précipitations de l'automne ont été de nouveau déficitaires, en particulier en décembre (mois très sec et très chaud).

Conséquence de cette météorologie particulière, le productible hydraulique France s'est trouvé déficitaire sur tous les mois de l'année, et plus particulièrement sur le deuxième semestre, où le déficit s'est progressivement creusé pour atteindre un minimum en décembre. En cumulé sur l'année 2015, il représente un déficit jamais observé depuis plus de 30 ans après 1989, 2005 et 2011.

5.1.3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'ANNÉE 2015[1]

5.1.3.1 Décision de la Commission européenne concernant le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG)

Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a adopté une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG).

Cette décision fait suite à l'annulation par le Tribunal de l'Union européenne par un arrêt de décembre 2009, confirmé par la Cour de Justice de l'Union européenne en juin 2012, de la décision initiale de la Commission du 16 décembre 2003 au motif que la Commission aurait dû dans son appréciation appliquer le critère de l'investisseur avisé pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État.

Suite à cette annulation, l'État avait restitué à EDF le 30 décembre 2009 un montant de 1 224 millions d'euros correspondant à la somme qui avait été versée par EDF à l'État français en février 2004 (ce montant ayant été en partie reversé à ERDF et RTE[2] pour leurs quotes-parts respectives). La Commission avait décidé en mai 2013 de rouvrir la procédure.

Par sa décision du 22 juillet 2015, la Commission conclut à l'existence d'une aide d'État incompatible avec le marché commun. En conséquence de cette décision, l'État a ordonné à EDF le remboursement de la somme correspondant au montant de l'aide alléguée, augmentée des intérêts selon les modalités fixées par la Commission.

EDF a pris acte de cette décision et a procédé au remboursement des sommes exigées. Le Groupe conteste toutefois l'existence d'une aide d'État illicite et a déposé le 22 décembre 2015 un recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne.

Suite à cette décision, EDF a procédé le 13 octobre 2015 à un décaissement de 1 383 millions d'euros vis-à-vis de l'État français, partiellement compensé par un remboursement de RTE à hauteur de 375 millions d'euros. L'impact détaillé sur les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2015 est présenté en note 3.3 de l'annexe aux comptes consolidés clos au 31 décembre 2015.

5.1.3.2 Mise en concurrence des concessions hydroélectriques en France

La Direction Générale de la Concurrence de la Commission européenne (CE) a ouvert une procédure contre l'État français concernant les concessions hydroélectriques en France, sur le fondement de l'article 106 chapitre 1 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) lu en combinaison avec l'article 102 du même Traité.

Dans ce cadre, la CE a adressé à l'État français le 22 octobre 2015 une lettre de mise en demeure, dans laquelle elle considère que l'attribution et le maintien au bénéfice d'EDF de l'essentiel des concessions hydroélectriques en France constitueraient une infraction aux dispositions précitées en ce que ces mesures renforceraient la position dominante d'EDF sur les marchés français de la fourniture d'électricité au détail.

L'État a disposé d'un délai de deux mois pour répondre à la mise en demeure, qui a amorcé une phase d'échange contradictoire entre l'État et la CE et ne préjuge pas de la décision finale de cette dernière. En tant que principal tiers intéressé, EDF a reçu une copie de cette mise en demeure et a adressé à la Commission européenne ses observations en réponse à la mise en demeure le 4 janvier 2016, contestant fermement l'analyse de la CE et les éléments factuels sur lesquels cette analyse est fondée.

5.1.3.3 Développement stratégique

Accords pour la construction de la centrale nucléaire d'Hinkley Point C

EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé le 21 octobre 2015 un accord stratégique d'investissement pour un co-investissement dans la construction de deux réacteurs à Hinkley Point C.

L'accord inclut un large partenariat au Royaume-Uni afin de développer des centrales nucléaires à Sizewell et à Bradwell. Les contrats entre le gouvernement britannique et EDF sont finalisés. Les contrats avec les quatre principaux fournisseurs d'Hinkley Point C sont également finalisés.

Selon l'Accord stratégique d'investissement, la participation d'EDF dans Hinkley Point C serait de 66,5 % et celle de CGN de 33,5 %. Sans réduire cette participation initiale en dessous de 50 %, EDF envisagera en temps voulu d'impliquer d'autres investisseurs dans le projet.

EDF et CGN ont aussi convenu des termes principaux d'un plus large partenariat visant au co-développement de nouvelles centrales nucléaires à Sizewell dans le Suffolk et à Bradwell dans l'Essex. Ces termes seront finalisés avant la décision finale d'investissement sur Hinkley Point C.

Les étapes pour une décision finale d'investissement sont les suivantes :

- finalisation par EDF de son plan de financement et apport par CGN des garanties concernant son propre financement ;
- approbation par les Conseils d'administration d'EDF et de CGN ;
- autorisation des autorités de la concurrence au titre du contrôle des concentrations et d'autres autorités gouvernementales en Chine et en Europe ;
- finalisation de la version intégrale de la documentation contractuelle sur la base des accords signés en octobre 2015.

5.1.3.4 Participations et partenariats

5.1.3.4.1 Participations et partenariats d'EDF

5.1.3.4.1.1 Investissement d'Electranova dans une huitième *start-up* : FirstFuel

Le 27 mai 2015, Electranova Capital, fonds d'investissement géré par Idinvest Partners en partenariat avec EDF et soutenu par Allianz et BPI, a annoncé son huitième investissement dans la *start-up* nord-américaine FirstFuel. La plateforme logicielle de FirstFuel permet de comprendre les dépenses énergétiques de bâtiments commerciaux ou de bureaux, développant ainsi de nouvelles opportunités d'efficacité énergétique. Depuis son lancement commercial en 2012, FirstFuel a analysé plus d'un million de compteurs électriques, et a identifié plus de 400 millions de dollars américains et 5 TWh d'économies annuelles.

1. *La liste exhaustive des communiqués de presse est disponible sur le site internet : www.edf.fr.*
2. *ERDF et RTE sont des filiales régulées, gérées en toute indépendance au sein du groupe EDF. Dans un souci de lisibilité, il sera fait mention, dans le reste du document, de RTE et d'ERDF sans préciser systématiquement qu'il s'agit de filiales gérées en toute indépendance au sein du groupe EDF.*

5.1.3.4.1.2 Prolongation d'une série d'accords existants avec les partenaires chinois d'EDF

Dans le cadre de leurs partenariats stratégiques, EDF et China General Nuclear Power Group (CGN) ont annoncé le 29 janvier 2015 avoir signé un nouvel accord afin de partager leur retour d'expérience sur l'exploitation et l'ingénierie des parcs nucléaires existants pour maintenir les plus hauts niveaux de sûreté et conserver la cohérence entre les normes et les procédures françaises et chinoises. EDF a également signé un accord avec Huadian, un des premiers électriciens chinois, ouvrant la voie à de futures collaborations sur des projets communs en Chine et à l'international. Trois domaines seront particulièrement à l'étude : les centrales à Cycle Combiné Gaz, les centrales hydrauliques et les énergies renouvelables.

Lors de sa visite en France le 30 juin 2015, le Premier Ministre chinois a émis avec le Premier Ministre français une déclaration conjointe sur la coopération franco-chinoise dans l'énergie nucléaire. Ils ont ainsi demandé aux industriels une association plus étroite pour concevoir des nouveaux réacteurs de troisième génération sûrs et compétitifs qui répondent aux besoins du marché mondial.

Dans ce cadre, EDF, associé à AREVA, a signé avec ses partenaires chinois CGN et CNNC des accords pour développer les orientations données par les gouvernements.

5.1.3.4.1.3 Snam, GIC et EDF Invest concluent un accord avec Crédit Agricole Assurances pour son entrée au capital de TIGF

En janvier 2015, Snam, GIC et EDF Invest ont annoncé la conclusion d'un accord avec Crédit Agricole Assurances en vue de son entrée au capital de TIGF à hauteur de 10 %. La transaction a été finalisée le 26 février 2015. À l'issue de l'opération, Snam, GIC et EDF Invest détiennent désormais avec Crédit Agricole Assurances respectivement 40,5 %, 31,5 %, 18 % et 10 % du capital de TIGF indirectement.

5.1.3.4.1.4 EDF Invest finalise l'acquisition de Madrileña Red de Gas

En mai 2015, EDF Invest a finalisé, aux côtés de deux investisseurs de long terme, l'acquisition d'une participation minoritaire dans Madrileña Red de Gas (MRG). Créé en 2009 suite à la vente par Gas Natural Fenosa d'une partie de ses actifs, MRG est un opérateur régulé de réseau de distribution de gaz. La société opère exclusivement dans la région de Madrid. La société est consolidée par mise en équivalence dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2015.

5.1.3.4.1.5 Ardian et EDF Invest signent un accord définitif pour l'acquisition d'une participation majoritaire dans Géosel auprès de Total

En décembre 2015, Ardian et EDF Invest, associés dans un consortium à parité, ont finalisé l'acquisition auprès du groupe Total d'une participation de plus de 50 % dans Géosel, la société de stockage d'hydrocarbures basée à Manosque.

Total conserve une participation minoritaire au capital et continuera à utiliser les infrastructures de Géosel pour ses besoins propres.

Avec une capacité de près de 9 millions de mètres cubes, Géosel dispose d'un site clé pour la gestion des stocks stratégiques d'hydrocarbures français. La société détient et exploite un ensemble de cavités souterraines ainsi qu'un réseau de canalisations relié aux terminaux portuaires de Fos-Marseille et aux installations pétrochimiques de l'étang de Berre (Fos-Lavera).

Cette participation a été affectée à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest aux côtés des investissements dans TIGF, Porterbrook et RTE.

5.1.3.4.2 Participations et partenariats des filiales du Groupe

5.1.3.4.2.1 ERDF : déploiement des compteurs communicants (Linky)

Les travaux menés tout au long de l'année 2015 par ERDF se sont concrétisés par le franchissement le 1er décembre d'un des jalons clés de la tranche 1 du programme, consistant au démarrage du déploiement. La pose de compteurs de généralisation a débuté dans toutes les régions, à l'exception de l'Île-de-France où la concertation sociale n'est pas close. Ainsi, à fin décembre 2015, plus de 24 000 compteurs de généralisation ont été déployés et plus de 3 000 concentrateurs posés dans les postes.

5.1.3.4.2.2 Dalkia

Finalisation de l'acquisition de Cesbron par Dalkia

Le 24 mars 2015, Dalkia a annoncé la finalisation de l'acquisition à 100 % de Cesbron, spécialiste du froid industriel et commercial et du génie climatique. Dalkia et Cesbron développeront des synergies commerciales en vue d'améliorer leurs parts de marché et répondre positivement aux défis de la transition énergétique. Le rapprochement des deux entreprises rend désormais possible le développement d'offres intégrées à destination de clients à la recherche d'économies d'énergie.

Acquisition de la société Zakłady Energetyki Cieplnej Katowice SA par Dalkia

Le 2 septembre 2015, Dalkia a annoncé l'acquisition à 100 % de la société Zakłady Energetyki Cieplnej Katowice SA (ZEC), essentiellement spécialisée dans la production et la distribution de chaleur dans la région de Katowice en Pologne, et de sa filiale EC Szopienice.

Le projet de développement de l'entreprise, qui repose essentiellement sur la valorisation du gaz de mine et le développement des réseaux de chaleur, va permettre de décarboner le mix énergétique de la région en valorisant les ressources locales et en utilisant des processus plus performants.

L'acquisition de ZEC représente la première opération de croissance externe à l'international de Dalkia depuis son arrivée au sein du groupe EDF. Ce projet d'envergure va lui permettre de déployer ses savoir-faire en matière de réseaux de chaleur et de services énergétiques à l'industrie.

5.1.3.4.2.3 EDF Luminus

Finalisation de l'accord entre EDF Luminus et ATS

Le 27 mai 2015, l'acquisition par EDF Luminus d'une participation majoritaire dans ATS SA a été finalisée suite à l'avis favorable de l'autorité belge de la concurrence. Outre la distribution de matériel électrique, ATS offre des solutions intégrées complètes en électricité et en chauffage : conception et ingénierie, installation et entretien des réseaux électriques industriels, projets d'automatisation, froid industriel, détection incendie et hydraulique. EDF Luminus et ATS pourront mieux assister leurs clients industriels et des secteurs tertiaire et public, grâce à une offre enrichie de solutions d'efficacité énergétique et d'optimisation de leur consommation.

Nouvel accord sur la convention d'actionnaires d'EDF Luminus

Le groupe EDF, Publilec, Socofe, Ethias et Nethys, actionnaires d'EDF Luminus, ont signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires qui réitère leur volonté d'accompagner le développement de l'entreprise.

La signature de cet accord a pour conséquence de mettre un terme au processus d'entrée en bourse initié en mai 2015.

L'avenant signé prolonge la convention d'actionnaires jusqu'en 2025 et prévoit la réorganisation actionnariale suivante (sans impact sur le contrôle exercé par le Groupe) :

- le maintien de quatre actionnaires belges : Publilec (26,4 %), Socofe (4,7 %), Ethias (0,2 %) et Nethys (0,1 %) qui, au titre de la convention d'actionnaires, bénéficient d'un mécanisme de liquidité leur permettant de sortir du capital d'EDF Luminus à partir de la fin 2018 sous certaines conditions ;
- la hausse de la participation d'EDF dans EDF Luminus à 68,6 % (au lieu de 63,5 % comme précédemment) est liée à l'acquisition par le groupe EDF de la participation de Publilum et VEH dans EDF Luminus pour 58 millions d'euros.

5.1.3.4.2.4 EDF Énergies Nouvelles

Investissements et cessions d'EDF Énergies Nouvelles

Dans le cadre du troisième appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution en 2013, EDF Énergies Nouvelles a annoncé le 17 février 2015 avoir remporté, via sa filiale locale EDF EN Canada, le projet éolien de Nicolas-Riou (224,4 MW) au Québec. Sa construction devrait débuter au printemps 2016 et sa mise en service est prévue à fin 2017. Ce projet est détenu à 50 % par EDF EN Canada et à 33 % par Énergie Éolienne Bas-Saint-Laurent. Les 17 % de parts restantes dépendent de la Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine. Les sociétés ont conjointement signé avec Hydro-Québec Distribution un contrat de fourniture d'électricité d'une durée de 25 ans.

Le 25 février 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé la création d'une filiale locale, EDF EN do Brasil, basée à Rio, marquant ainsi son entrée sur le marché brésilien. EDF EN do Brasil a commencé ses activités locales par l'acquisition d'une part majoritaire dans un portefeuille de 800 MW de projets éoliens auprès de SOWITEC, un développeur figurant parmi les leaders internationaux des énergies renouvelables. Ce portefeuille sera développé en partenariat par EDF EN do Brasil et SOWITEC qui, par ailleurs, reste impliqué dans le portefeuille de projets en développement avec une part minoritaire de 20 %. Situé dans l'une des zones les plus ventées de l'État de Bahia, ce portefeuille inclut un premier projet de 70 MW dont la mise en service est prévue fin 2017. L'électricité produite sera vendue dans le cadre d'un PPA *(Power Purchase Agreement)* d'une durée de 20 ans, déjà signé avec ANEEL. Le 26 novembre 2015, dans le cadre d'une enchère du gouvernement brésilien, EDF Énergies Nouvelles, via sa filiale EDF EN do Brasil, a annoncé avoir remporté un contrat de fourniture d'électricité de long terme pour 117 MW de puissance éolienne.

Le 14 avril 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé son entrée au Chili. Sa nouvelle filiale locale, EDF EN Chile, a signé un contrat de financement et conclu un accord de partenariat pour un projet solaire photovoltaïque de 146 MWc, Laberinto, situé dans le désert d'Atacama dans le nord du pays. Le projet est codétenu à parité par EDF Énergies Nouvelles et Marubeni. EDF Énergies Nouvelles a obtenu un financement de projet long terme auprès d'un consortium constitué de banques locales et internationales. La construction et l'exploitation-maintenance de la centrale solaire seront assurées par une filiale locale d'EDF Énergies Nouvelles dédiée à ces activités.

Le 23 juin 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé l'acquisition du projet de parc éolien de Salt Fork au Texas, via sa filiale nord-américaine EDF Renewable Energy. D'une capacité maximale de 200 MW, la mise en service de ce projet éolien, initialement développé par Cielo Wind Power, est prévue pour fin 2016. L'électricité produite par les 150 premiers mégawatts de Salt Fork sera vendue à Garland Power & Light dans le cadre d'un contrat de fourniture d'électricité à long terme.

Le 12 novembre 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé l'acquisition du projet éolien de Dorenell en Écosse, via sa filiale britannique, EDF Energy Renewables, qui en assurera la construction. Ce projet de grande envergure, d'une capacité minimale de 177 MW, sera à terme le plus grand parc terrestre réalisé par le Groupe au Royaume-Uni.

Le 26 novembre 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé l'acquisition de deux parcs éoliens d'une capacité totale de 44 MW, situés dans la Meuse (Trois-Sources) et dans le Doubs (Lomont), en service depuis 2007 et 2008. Avec cette acquisition qui succède à plusieurs mises en service de parcs éoliens sur l'ensemble du territoire, le Groupe franchit le cap de 1 GW de puissance installée en éolien terrestre en France.

EDF Énergies Nouvelles a par ailleurs cédé plusieurs parcs majoritairement éoliens (623 MW nets). La principale opération a eu lieu au Canada avec la cession de 42,5 % du parc éolien de la Rivière-du-Moulin (148,8 MW).

Développement de l'exploitation-maintenance d'EDF Énergies Nouvelles

Le 5 mars 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé le déploiement, via sa filiale dédiée EDF EN Services, de ses activités services d'exploitation-maintenance (O&M) d'installations d'énergie renouvelable en Belgique avec la création d'EDF EN Services Belgium. Codétenue par EDF Luminus, société du groupe EDF en Belgique, la nouvelle filiale commune propose des services de gestion pour les parcs éoliens et les centrales solaires sur le territoire belge, pour le compte d'EDF Luminus et de tiers propriétaires exploitants.

Accord entre EDF Énergies Nouvelles et Google sur un contrat d'achat d'électricité de long terme

Le 3 décembre 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé la signature d'un contrat de fourniture d'électricité (PPA) de long terme entre Google et sa filiale nord-américaine EDF Renewable Energy. L'électricité produite proviendra de la future centrale éolienne de Great Western de 201 MW, installée dans l'État d'Oklahoma. Le projet de Great Western est le deuxième parc éolien qui fait l'objet d'un accord entre EDF Renewable Energy et Google.

Accord entre EDF Énergies Nouvelles et Procter & Gamble pour construire des éoliennes au Texas

Le 20 octobre 2015, EDF Énergies Nouvelles, via sa filiale EDF Renewable Energy, a conclu un partenariat avec Procter & Gamble (P&G) pour fournir en électricité d'origine éolienne tous les sites nord-américains de fabrication des produits P&G du soin du linge et de la maison. L'électricité vendue à P&G dans le cadre d'un contrat de fourniture d'électricité à long terme sera produite à partir d'un parc éolien qui sera mis en service fin 2016 dans le comté de Cooke au Texas.

5.1.3.4.2.5 EDF Energy : acquisition d'un parc éolien au Royaume-Uni

Le 2 avril 2015, EDF Energy Renewables (détenue à 50 % par EDF Energy et à 50 % par EDF Énergies Nouvelles) a annoncé le rachat du projet de construction d'un parc éolien sur le site de Corriemoillie, en Écosse, qui doit comprendre à terme 19 turbines pour une puissance installée totale de 45 MW.

5.1.3.4.2.6 Edison : arbitrage du contrat gaz d'approvisionnement à long terme libyen

Le 27 novembre 2015, le Tribunal arbitral constitué auprès de la Chambre de commerce internationale a notifié à Edison et ENI sa décision sur la révision du prix du contrat de gaz à long terme de Libye. Cette décision s'est traduite par un impact positif de 855 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation de l'exercice 2015 du Groupe.

5.1.3.4.2.7 Finalisation de la cession de Budapesti Erőmű Zrt (BE Zrt) et d'Energie Steiermark Holding AG (Estag)

Cession de BE Zrt

Le 10 décembre 2015, le groupe EDF a finalisé la cession de sa participation majoritaire de 95,6 % dans l'entreprise hongroise Budapesti Erőmű Zrt (BE Zrt) avec EP Energy.

Cession d'Estag

Le 21 décembre 2015, le groupe EDF a finalisé la cession de sa participation minoritaire de 25 % dans l'entreprise Energie Steiermark Holding AG (Estag) suite à la signature le 10 juillet 2015 d'un accord avec Macquarie Infrastructure and Real Assets pour cette cession.

Ces deux cessions ont un impact peu significatif sur les comptes du Groupe.

5.1.3.5 Projets d'investissement

5.1.3.5.1 En France

5.1.3.5.1.1 EPR de Flamanville

Le 7 avril 2015, AREVA et EDF ont annoncé avoir informé l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) du lancement d'une nouvelle campagne d'essais pour la qualification du couvercle et du fond de la cuve de l'EPR de Flamanville. Cette campagne fait suite à des essais chimiques et mécaniques réalisés sur une pièce représentative du couvercle et du fond de la cuve et dont les résultats ont montré que l'un des paramètres n'était pas respecté. Les processus industriels employés sur la cuve de Flamanville 3 correspondent aux spécifications mécaniques mises en œuvre et validées sur le programme de réacteurs nucléaires français. Ces processus démontrent leur robustesse à travers les 1 700 années-réacteurs de bon fonctionnement. Cependant, depuis l'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires (ESPN) datant de 2005, l'ASN exige au plan des performances mécaniques de nouvelles spécifications, à mettre en œuvre sur Flamanville 3. Les équipes d'EDF et d'AREVA sont mobilisées pour réaliser au plus tôt les essais complémentaires, après accord de l'ASN sur leurs modalités, et apporter à l'Autorité toutes les informations permettant de démontrer la sûreté et la qualité des équipements concernés.

L'ASN a pris position le 12 décembre 2015 sur la démarche de justification des propriétés mécaniques du couvercle et du fond de la cuve de l'EPR de Flamanville 3 proposée par AREVA. Sous réserve de la prise en compte de ses observations et de ses demandes, l'ASN considère acceptable, dans son principe, la démarche proposée par AREVA et ne formule pas d'objection au lancement d'un nouveau programme d'essais.

Par courrier du 12 juin 2015, le Président de l'ASN a accusé réception de la demande de mise en service de Flamanville 3 qui lui a été remise par EDF le 19 mars 2015 et a demandé des informations complémentaires.

Le 3 septembre 2015, EDF a présenté une nouvelle organisation pour le projet de l'EPR de Flamanville afin d'améliorer la maîtrise industrielle du chantier jusqu'à sa mise en service. Cette nouvelle organisation prévoit :

- la refonte complète de l'organisation du projet et des modes de travail autour d'un *management* resserré et directement rattaché à M. Xavier Ursat, Directeur Exécutif Groupe Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire et à M. Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF ;
- la mise en place d'instances associant EDF et ses partenaires, pour piloter, coordonner et suivre le projet de manière rapprochée ;
- le renforcement des responsabilités sur le terrain et une présence managériale accrue dans cette phase d'achèvement de la construction et de préparation des essais ;
- de nouveaux cadres contractuels avec les principaux fournisseurs ;
- des échanges renforcés avec l'ASN, en particulier dans le cadre de la nouvelle réglementation sur les équipements sous pression nucléaires.

Des étapes importantes ont été franchies récemment sur le chantier. Le génie civil a été réalisé à 98 %, les montages électromécaniques à 60 %. Les opérations de précontrainte de l'enceinte interne du bâtiment réacteur ont été menées et la salle de commande mise en service.

La nouvelle feuille de route, sur laquelle EDF et ses partenaires s'engagent, vise à optimiser le pilotage du projet. Le nouveau calendrier s'établit autour de trois jalons clés :

- la finalisation des montages mécaniques du circuit primaire au premier trimestre 2016 ;
- l'achèvement des montages électromécaniques et le début des essais d'ensemble au premier trimestre 2017 ;
- le chargement du combustible et le démarrage du réacteur au quatrième trimestre 2018.

En conséquence, pour prendre en compte cette nouvelle date de démarrage, EDF a déposé le 9 octobre 2015 auprès du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie une demande de modification de la date limite de mise en service fixée dans le décret d'autorisation de création, initialement fixée à avril 2017.

L'analyse de l'ensemble des paramètres industriels et financiers permet d'actualiser le coût du projet à 10,5 milliards d'euros.

5.1.3.5.1.2 Mises en service réalisées par la filiale EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)

Dans le cadre de ses objectifs de mise en œuvre de moyens de production d'électricité à puissance garantie pour la Corse et les départements d'outre-mer, la filiale EDF PEI a mis en service sur le premier semestre 2015 les cinq derniers groupes diesel de la centrale de Pointe-Jarry en Guadeloupe. À fin 2015, les quatre centrales de la filiale EDF PEI sont donc désormais en exploitation, pour une capacité totale de production de près de 750 MW.

5.1.3.5.1.3 Programme d'investissements du parc nucléaire existant en France

Le 22 janvier 2015, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe du programme du « Grand carénage » destiné à rénover le parc nucléaire français, à augmenter le niveau de sûreté nucléaire des réacteurs et, si les conditions en sont réunies, une poursuite du fonctionnement au-delà de 40 ans. Le Conseil d'administration a en outre souhaité que ce programme d'investissements fasse l'objet d'une conduite, d'un suivi et d'un contrôle exemplaires.

Le montant total des investissements est estimé au maximum à 55 milliards d'euros$_{2013}$ d'ici à 2025 pour les 58 réacteurs du parc en fonctionnement à ce jour. Ce chiffrage indicatif sera validé ultérieurement et progressivement après l'optimisation des solutions de déploiement du programme, les travaux d'évaluation complémentaires et la prise en compte des programmations pluriannuelles (PPE/Plan stratégique) prévues dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Ce programme industriel sera engagé progressivement, dans le respect des objectifs de ladite loi, des programmations pluriannuelles de l'énergie, des avis et prescriptions de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, ainsi que de la procédure d'autorisation prévue pour un fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans.

5.1.3.5.2 Autres activités

5.1.3.5.2.1 Principales mises en service de parcs éoliens et solaires

Au cours de l'année 2015, EDF Énergies Nouvelles a mis en service de nombreux parcs éoliens en Amérique du Nord. Avec les nouveaux parcs de Longhorn (200 MW) et de Spinning Spur 3 (194 MW) au Texas, la centrale éolienne de Roosevelt (250 MW) au Nouveau Mexique, le parc de Pilot Hill (175 MW) dans l'Illinois et celui de Slate Creek (150 MW) au Kansas, le Groupe dépasse aux États-Unis les 3 GW bruts de capacité installée d'énergie renouvelable. Au Canada, avec la seconde tranche du parc de Rivière-du-Moulin (200 MW) et le parc Mont-Rothery (74 MW), EDF Énergies Nouvelles a d'ores et déjà réalisé au total 1,4 GW d'énergie renouvelable.

EDF Énergies Nouvelles a également poursuivi son développement en Europe, notamment en Turquie avec la mise en service de la troisième tranche du parc éolien de Soma (100 MW) et en Pologne où une capacité de 58 MW a été implantée avec l'installation éolienne de Rzepin.

Par ailleurs, depuis son entrée en début d'année en Afrique du Sud, le Groupe a réalisé trois parcs éoliens (Grassridge, Chaba et Waainek) totalisant plus de 100 MW de capacité installée.

Dans le solaire, le Groupe a notamment mis en service deux centrales solaires qui totalisent 150 MWc de capacité installée dans les États indiens du Rajasthan et d'Odisha.

5.1.3.5.2.2 Obligations vertes *(green bonds)* : émission et allocations

En octobre 2015, EDF a lancé avec succès la plus importante émission obligataire verte *(green bond)* libellée en dollars réalisée par une entreprise industrielle. Cette nouvelle obligation verte, d'un montant total de 1,25 milliard de dollars avec une maturité de 10 ans et un coupon fixe de 3,625 %, va permettre au Groupe de poursuivre ses investissements de développement des énergies renouvelables. À fin décembre 2015, 500 millions de dollars ont été alloués à la construction de trois projets éoliens.

En novembre 2013, le Groupe avait lancé avec succès la première émission obligataire verte en euros, levant ainsi 1,4 milliard d'euros pour le financement de projets renouvelables d'EDF Énergies Nouvelles. À fin juin 2015, la totalité des 1,4 milliard d'euros avait été allouée.

Les fonds levés dans le cadre de ces deux émissions ont permis de financer au total 15 projets d'énergie renouvelable (éolien, solaire photovoltaïque, biométhane), situés en France et en Amérique du Nord, et développés par EDF Énergies Nouvelles. Ces projets représentent une capacité totale de près de 2,1 GW.

5.1.3.6 Environnement réglementaire

5.1.3.6.1 France

5.1.3.6.1.1 Loi sur la transition énergétique pour la croissance verte

L'Assemblée nationale a adopté le 22 juillet 2015, en lecture définitive, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, au terme d'un long processus législatif. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite « LTECV ») a été promulguée au *Journal officiel* du 18 août 2015, après avoir fait l'objet d'une décision du Conseil constitutionnel du 13 août 2015.

5.1.3.6.1.2 Loi NOME et ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'ARENH (Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique) allouées aux concurrents d'EDF ont représenté 12,3 TWh au premier semestre 2015. Au second semestre 2015, elles sont en forte baisse pour s'établir à 3,8 TWh, principalement du fait de la baisse extrêmement marquée des prix du marché de gros qui devient une source d'approvisionnement plus attractive, et par la résiliation de contrats-cadres de plusieurs fournisseurs. Lors du guichet de la fin de l'année 2015 destiné à la fourniture du premier semestre 2016, les souscriptions d'ARENH ont été nulles.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1er janvier 2012 à 42 €/MWh, devra être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le projet de décret précisant la méthode d'évaluation des coûts constitutifs de l'ARENH a été étudié par le Conseil supérieur de l'énergie (CSE) le 19 juin 2014, par l'Autorité de la concurrence et par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Il est toujours en cours d'examen par la Commission européenne, qui doit donner son accord sur la formule de prix. Le Gouvernement a reporté la date d'application du décret dans l'attente des conclusions des discussions avec la Commission européenne.

5.1.3.6.1.3 CSPE

La CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF [1]. Cette taxe est collectée directement auprès du consommateur final.

Le mécanisme CSPE est réformé par la loi de finance rectificative 2015, publiée au *Journal officiel* le 30 décembre 2015. Les charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) sont intégrées au budget de l'État en 2016. La loi crée un compte d'affectation spécial « Transition énergétique » d'un montant de 4,4 milliards d'euros. Il sera alimenté en 2016 par le produit de la Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) diminué de 2 milliards d'euros et par 2,16 % du produit de la Taxe intérieure sur la consommation sur le gaz naturel (TICGN). Il couvre les dépenses supportées par les obligés comme le surcoût des contrats d'obligations d'achat des EnR et de biogaz, les écarts entre charges prévisionnelles et charges constatées, l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF dont l'échéancier fera l'objet d'un arrêté et le remboursement des avances de CSPE aux industriels bénéficiant avant 2016 d'exonérations. Les charges de solidarité, d'obligations d'achat hors EnR et de péréquation tarifaire dans les ZNI sont compensées par le budget général de l'État via le compte « Service public de l'énergie » dont le montant est de 2 milliards d'euros.

La loi fait également évoluer la fiscalité sur les énergies. Elle prévoit une hausse de la TICGN et de la Taxe charbon en 2016 et 2017 et le remplacement de la TICFE par la nouvelle CSPE. Les tarifs de la CSPE sont fixés à 22,5 €/MWh en 2016, à 2 €/MWh, 5 €/MWh ou 7,5 €/MWh pour les électro-intensifs selon un critère de kilowattheures par euro de valeur ajoutée, et à 0,5 €/MWh pour les hyper-électro-intensifs.

Le projet du décret « CSPE » a été présenté au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) le 21 décembre 2015. Il missionne la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) pour effectuer les versements aux obligés dont EDF, et tenir les comptes « Service public de l'énergie » et « Transition énergétique ». Il missionne la CRE pour déterminer le montant des charges de service public de l'énergie, montant constaté et montant prévisionnel. Enfin, il fixe les modalités de compensation des charges aux obligés.

Par ailleurs, l'estimation des charges à compenser d'EDF au titre de 2015 s'élève à 6,3 milliards d'euros, en hausse de 7 % par rapport à 2014. Cette hausse s'explique principalement par l'effet de la baisse des prix de marché qui augmente le surcoût de l'énergie sous obligation d'achat à compenser par la CSPE et par une hausse des volumes produits par les filières photovoltaïque et éolienne. Les montants encaissés en 2015 s'établissent quant à eux à 6,1 milliards d'euros, soit une hausse de 17,6 % par rapport à 2014. Cette hausse résulte principalement de l'augmentation du niveau de la CSPE applicable à compter du 1er janvier 2015 (augmentation de 3 €/MWh par rapport à 2014, portant son niveau pour l'année 2015 à 19,5 €/MWh).

1. *Les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et Électricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.*

Enfin, l'accord signé début 2013 par EDF et les pouvoirs publics prévoyant un remboursement progressif d'ici fin 2018 de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 et des coûts de portage induits pour le Groupe a été actualisé fin 2015 par un courrier des Ministres reçu le 26 janvier 2016. L'État a reconnu les nouveaux déficits apparus entre 2013 et 2015 et les intérêts associés, estimés à 644 millions d'euros. L'État autorise EDF à affecter en 2016 cette créance aux actifs dédiés. Le montant de la créance due à EDF est ainsi de 5,9 milliards d'euros fin 2015 (voir note 36.3 des comptes consolidés au 31 décembre 2015). L'échéancier de remboursement a été adapté pour que la créance soit remboursée d'ici 2020. Il fera l'objet d'un arrêté ministériel.

5.1.3.6.1.4 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 4)

La CRE a publié le 28 mai 2015 la délibération portant décision sur l'évolution au 1er août 2015 du TURPE Distribution. Le TURPE Distribution a augmenté de 0,4 %. Cette hausse correspond à une stabilisation du coefficient d'apurement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) [1] et à une hausse de l'inflation de 0,4 %.

S'agissant des tarifs de transport, le TURPE a également augmenté de 2,4 % au 1er août 2015, correspondant là aussi à l'apurement du CRCP pour 2 %, et à une prise en compte de l'inflation de 0,4 %.

En outre, le 7 mai 2014, la CRE avait décidé de mettre en œuvre un abattement exceptionnel de 50 % sur la facture de transport d'électricité des sites industriels gros consommateurs d'électricité. Cette mesure s'appliquait depuis le 1er août 2014 et jusqu'au 31 juillet 2015. Dans la délibération du 11 juin 2015 portant décision sur l'évolution du TURPE Transport, la CRE a prolongé l'abattement de 50 % du TURPE Transport aux électro-intensifs jusqu'au 31 décembre 2015. Cet abattement est désormais prévu par l'article L. 341-4-2 du Code de l'énergie introduit par l'article 157 de la loi de transition énergétique et peut aller jusqu'à 90 %. La perte de recettes pour RTE sera compensée dans le cadre des futures évolutions tarifaires grâce au mécanisme de CRCP.

Enfin, la CRE a engagé des travaux et réflexions sur la prochaine structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (tarifs dits « TURPE 5 »). La CRE a soumis le 22 juillet 2015 à consultation ses analyses préliminaires sur la structure des tarifs TURPE 5. La consultation dont les réponses ont été apportées avant le 25 septembre 2015 portait spécifiquement sur la structure tarifaire, c'est-à-dire sur la façon dont les coûts de réseaux sont alloués entre les différents types d'utilisateurs, au travers des différentes composantes tarifaires dont les principales sont les composantes de soutirage, d'injection, de comptage et de gestion. Une prochaine consultation doit porter sur la grille tarifaire elle-même.

5.1.3.6.1.5 Tarifs réglementés de vente d'électricité en France

Le 15 juillet 2015, la CRE a publié son rapport 2015 sur les tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRV), dans lequel elle constate qu'un déficit tarifaire de 922 millions d'euros au titre de 2014 vient s'ajouter aux déficits antérieurs non rattrapés.

Un arrêté du 30 juillet 2015 a fixé les niveaux des tarifs réglementés de vente, entrés en vigueur le 1er août 2015. En moyenne, les tarifs bleus résidentiels ont augmenté de 2,5 %, les tarifs jaunes de 0,9 %, les tarifs verts de 4 %, tandis que les tarifs bleus non résidentiels sont restés inchangés.

Le 31 décembre 2015 a vu la fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts. Au 1er janvier 2016, environ trois quarts des sites concernés par la fin de ces tarifs ont conclu un contrat en offre de marché avec le fournisseur de leur choix. Le quart des sites concernés n'ayant toujours pas signé de contrat avec le fournisseur de leur choix demeure alimenté par leur fournisseur historique, mais dans le cadre d'un contrat transitoire dont la durée ne dépassera pas six mois.

5.1.3.6.1.6 Arrêté concernant le coût du projet de stockage Cigéo

Le 15 janvier 2016, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a fixé par arrêté à 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 l'évaluation prévue par l'article L. 542-12 du Code de l'environnement du coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et de Moyenne Activité à Vie longue concernant le projet de stockage Cigéo.

Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA), dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires. En application de cet arrêté, le coût du projet Cigéo sera régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

Le coût du projet Cigéo fixé par l'arrêté est de 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 et se substitue à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel s'appuyait le groupe EDF dans ses comptes consolidés à fin décembre 2014 et à fin juin 2015.

La prise en compte de ce coût a pour conséquence, au 31 décembre 2015, une augmentation de 820 millions d'euros des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre des dépenses futures relatives au projet de stockage profond Cigéo.

Cette augmentation des provisions a un impact négatif sur le résultat net part du Groupe 2015 de 509 millions d'euros net d'impôts.

5.1.3.6.1.7 Accord AGIRC-ARRCO du 30 octobre 2015

Le 30 octobre 2015, les partenaires sociaux ont conclu un accord visant à rééquilibrer les comptes de l'AGIRC-ARRCO.

Cet accord contient plusieurs ensembles de mesures, dont certaines sont applicables à compter du 1er janvier 2016 : moindre revalorisation des pensions de 2016 à 2018, report de la date de revalorisation des pensions du 1er avril au 1er novembre, baisse du rendement du régime, extension de l'assiette de cotisation de l'AGFF à la tranche C de l'AGIRC et mesures visant à améliorer la gestion des régimes.

Le régime de retraite de la branche des Industries électriques et gazières (IEG) est adossé financièrement au régime AGIRC-ARRCO depuis 2005. Dès lors que cet accord ne modifie pas les droits des bénéficiaires de la branche des IEG, l'augmentation des engagements résultant du mécanisme d'adossement est enregistrée en écart actuariel, à hauteur de 1 milliard d'euros.

5.1.3.6.2 Royaume-Uni

Le 19 mars 2014, le gouvernement britannique a confirmé la mise en place d'un marché de capacités. EDF Energy a participé en décembre 2015 à la deuxième enchère, qui sera mise en place à compter d'octobre 2019, qualifiant 94,6 % de sa capacité offerte, soit 8,8 GW.

Par ailleurs, dans le cadre de ses objectifs en termes de lutte contre le changement climatique, le Gouvernement a mis en place en 2011 un mécanisme de *Carbon Price Support* visant à garantir un prix minimum du carbone, et consistant en une taxe s'ajoutant au prix des droits d'émission de CO_2. L'objectif de ce mécanisme est que le prix global du carbone ainsi établi (droit d'émission et taxe) atteigne 30 £/t en 2020. Cet objectif avait été fixé alors que les prix du CO_2 étaient d'environ 15 £/t. En mars 2014, compte tenu de la forte baisse des prix du CO_2 sur les marchés, le gouvernement britannique a décidé de plafonner le montant de cette taxe à 18 £/t à partir d'avril 2016 et jusqu'en 2020.

1. *Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.*

La semaine du 6 juillet 2015, la CMA – l'autorité britannique chargée de la concurrence et des marchés – a publié ses conclusions provisoires et ses propositions de solutions possibles telles qu'identifiées au cours de son enquête préliminaire sur « la fourniture et l'acquisition d'énergie en Grande-Bretagne ».

Les conclusions provisoires confirment l'absence d'effet significatif relatif à la production, à la mise en commun des ressources de production et de fourniture (intégration verticale) et à l'efficacité des marchés de gros de l'électricité et du gaz. La CMA a en revanche conclu provisoirement que la « faiblesse de la réaction client », à la fois des clients résidentiels et des très petites entreprises, offre aux fournisseurs une force concurrentielle vis-à-vis de leurs clients inactifs, qu'ils peuvent exploiter par le biais de politiques de prix.

Dans ce contexte, la CMA a proposé 18 solutions possibles, dont une grande partie n'est définie que de manière générale à ce stade, et sur lesquelles elle va consulter les parties prenantes. Les solutions possibles se concentrent en majorité sur la commercialisation et le cadre réglementaire, comme attendu, et en particulier sur des mesures permettant d'améliorer l'implication des clients. La CMA publiera en cours d'année un document de décision provisoire qui couvrira toutes les solutions qu'elle recommandera de mettre en place, qui sera suivi ensuite par une nouvelle période de consultation.

Fin septembre 2015, l'échéance réglementaire pour la publication du rapport final de la CMA, initialement fixée au 25 décembre 2015, a été repoussée à la date du 25 juin 2016. Ce délai permettra à la CMA de prendre en compte les appréciations des associations de consommateurs et d'industriels.

5.1.3.6.3 Belgique

Centrales nucléaires

La loi du 18 décembre 2013 modifiant la loi de 2003 relative au calendrier de sortie du nucléaire a posé les principes d'une convention tripartite entre Electrabel, EDF et l'État belge, définissant les modalités de la prolongation de Tihange 1 (dont EDF Belgium détient en direct 50 %) jusqu'en 2025, en particulier une redevance due par les propriétaires à l'État. La convention a été signée le 12 mars 2014 et stipule les conditions opérationnelles, financières et juridiques de cette prolongation.

Le Parlement fédéral belge a donné son feu vert en juin 2015 à la loi de la prolongation (appelé « premier projet de loi ») de la durée de vie de 10 ans des plus anciens réacteurs nucléaires en Belgique. Le 30 novembre 2015, le cabinet du Premier Ministre a annoncé qu'un accord a pu être conclu entre Electrabel et le gouvernement fédéral pour la prolongation de Doel 1 et Doel 2, détenues à 100 % par Electrabel, jusqu'en 2025. Des associations d'opposants à la prolongation de Doel 1 et Doel 2 ont introduit un recours en annulation contre la loi devant la Cour constitutionnelle. En outre, le Conseil d'État a, dans son avis sur le projet de loi, émis des doutes quant à sa compatibilité avec le droit européen.

Parallèlement à la conclusion pour la prolongation de Doel 1 et Doel 2, un accord a été scellé concernant la rente nucléaire, impactant EDF Luminus pour les centrales de Tihange 2, Doel 3 et Doel 4, qui prévoit une période transitoire pour 2015 et 2016 où la taxe nucléaire est forfaitaire et sans dégressivité (200 millions d'euros en 2015 et 130 millions d'euros en 2016) et une « contribution de répartition » revue pour les années 2017 à 2026 avec un principe d'une taxation variable de 38 % (avant dégressivité) de la marge générée par l'activité nucléaire et le principe d'un minimum garanti pour l'État, d'ores et déjà fixé pour la période triennale (2017 à 2019) à 150 millions d'euros.

Centrales thermiques

Le gouvernement belge a organisé la mise en œuvre d'une réserve stratégique via un appel d'offres lancé auprès des centrales thermiques ayant annoncé leur fermeture, temporaire ou définitive, pour sécuriser l'approvisionnement du pays pendant les périodes d'hiver. La centrale CCGT de Seraing, détenue à 100 % par EDF Luminus, a été sélectionnée par l'appel d'offres de 2014 pour une période de trois ans à compter de l'hiver 2014, ce qui a suspendu le processus de mise à l'arrêt temporaire de la centrale annoncé en mars 2013. Les cycles ouverts d'Izegem et Angleur 3, également détenus à 100 % par EDF Luminus, ont été sélectionnés par l'appel d'offres de 2015 pour une période de 1 an à compter de l'hiver 2015. Depuis le 1er novembre, ces trois centrales sont activables à tout moment par ELIA en cas de risque de pénurie cet hiver.

Éolien *offshore*

Le gouvernement fédéral est parvenu à un accord sur un nouveau système de subventions pour les parcs éoliens *offshore*. Les entreprises recevront moins de subventions. La baisse des subventions pour les éoliennes *offshore* doit permettre d'éviter que la facture d'électricité n'augmente encore.

5.1.3.7 Autre événement marquant

Centrales nucléaires en Belgique

Après 10 mois d'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 (EDF Luminus détient dans chacune des droits de tirages à hauteur de 10,2 %) pour inspections des cuves, où avaient été détectées des microfissures durant l'été 2012, l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN) avait donné l'autorisation, le 17 mai 2013, de redémarrer ces centrales. L'exploitant Electrabel avait convenu avec l'AFCN d'un programme de tests supplémentaires visant à évaluer le comportement des cuves dans la durée. Sur l'ensemble des tests réalisés, l'un d'entre eux ne donnant pas des résultats conformes aux attentes des experts, Electrabel a pris l'initiative, le 25 mars 2014, de mettre les réacteurs à l'arrêt par mesure de précaution, dans l'attente des résultats complémentaires. Le 13 mai 2015, Electrabel a publié un communiqué indiquant que l'indisponibilité de Doel 3 et Tihange 2 serait prolongée jusqu'au 1er novembre 2015, afin de laisser du temps supplémentaire pour l'AFCN de finaliser ses analyses complémentaires.

Le 17 novembre 2015 l'AFCN a autorisé la reprise de l'exploitation de Doel 3 et Tihange 2 jusqu'à 2022 et 2023, dates prévues de leur mise à l'arrêt définitif. De nouveaux tests devront être effectués lors du prochain arrêt des réacteurs, en septembre 2016 et février 2017. En janvier 2016, les deux centrales sont opérationnelles.

5.1.3.8 Gouvernance – Conseil d'administration

Au cours de l'exercice 2015, M. Martin Vial, Commissaire aux participations de l'État, a succédé, à compter du 9 septembre 2015, à M. Régis Turrini en qualité de Représentant de l'État au Conseil d'administration d'EDF.

5.1.4 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2014 ET 2015

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2014 et 2015 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBE : un premier portant sur le Groupe, puis un second sur les différents segments (France, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres activités). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

(en millions d'euros)	2015	2014 (1)
Chiffre d'affaires	**75 006**	**73 383**
Achats de combustible et d'énergie	(38 775)	(37 213)
Autres consommations externes	(9 526)	(9 181)
Charges de personnel	(12 529)	(11 785)
Impôts et taxes	(3 641)	(3 593)
Autres produits et charges opérationnels	7 066	5 668
Excédent brut d'exploitation	**17 601**	**17 279**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	175	203
Dotations aux amortissements	(9 009)	(7 940)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(102)	(157)
(Pertes de valeur)/reprises	(3 500)	(1 189)
Autres produits et charges d'exploitation	(885)	(212)
Résultat d'exploitation	**4 280**	**7 984**
Coût de l'endettement financier brut	(1 994)	(2 243)
Effet de l'actualisation	(2 812)	(2 996)
Autres produits et charges financiers	2 218	2 688
Résultat financier	**(2 588)**	**(2 551)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**1 692**	**5 433**
Impôts sur les résultats	(483)	(1 839)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	192	179
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**1 401**	**3 773**
Dont résultat net – part du Groupe	1 187	3 701
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	214	72
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION *(EN EUROS)*		
Résultat par action	0,32	1,78
Résultat dilué par action	0,32	1,78

(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading*, dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.*

5.1.4.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires consolidé est en croissance de 2,2 % et en recul organique de 1,8 %.

5.1.4.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2015	2014 (1)	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	**75 006**	**73 383**	**1 623**	**+2,2**	**-1,8**

(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading*, dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.*

Le chiffre d'affaires s'élève à 75 006 millions d'euros en 2015, en croissance de 1 623 millions d'euros (+2,2 %). Hors effets de change (+1 216 millions d'euros), résultant principalement de l'appréciation de la livre sterling face à l'euro, et hors effets de périmètre (+1 727 millions d'euros), liés pour l'essentiel à la reprise des activités de Dalkia en France le 25 juillet 2014, le chiffre d'affaires est en recul organique de 1,8 %. Retraité de l'impact des tarifs réglementés de vente 2012-2013 enregistré en 2014 pour 921 millions d'euros, le chiffre d'affaires du Groupe est en recul organique de 0,6 %.

5.1.4.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

(en millions d'euros)	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	**39 619**	**39 910**	**(291)**	**-0,7**	**-0,3**
Royaume-Uni [(1)]	11 618	10 669	949	+8,9	-1,7
Italie	11 677	12 687	(1 010)	-8,0	-8,1
Autre international	5 634	5 603	31	+0,6	-0,3
Autres activités	6 458	4 514	1 944	+43,1	+0,4
Total hors France	**35 387**	**33 473**	**1 914**	**+5,7**	**-3,6**
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	**75 006**	**73 383**	**1 623**	**+2,2**	**-1,8**

(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading*, dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.*

En 2015, le chiffre d'affaires réalisé hors du segment France représente 47,2 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 45,6 % en 2014.

5.1.4.1.2.1 France

Évolution du chiffre d'affaires du segment France

La contribution de la France au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 39 619 millions d'euros, en baisse organique de 115 millions d'euros (-0,3 %) par rapport à 2014. Retraité de l'impact des tarifs réglementés de vente 2012-2013 enregistrés en 2014 pour 908 millions d'euros, le chiffre d'affaires est en croissance organique de 2,0 % (793 millions d'euros). Cette évolution s'explique par un climat favorable pour 562 millions d'euros, qui s'est traduit par une hausse des volumes vendus (+7,7 TWh). Le chiffre d'affaires a également bénéficié de la hausse des tarifs pour 724 millions d'euros. Le chiffre d'affaires a par ailleurs été pénalisé par la baisse des prix de marché, qui a entraîné une diminution des volumes commercialisés à l'ARENH (-55 TWh) et une augmentation équivalente des volumes vendus sur les marchés.

Les ventes de gaz aux clients finals augmentent de 99 millions d'euros principalement du fait du climat (+0,6 TWh).

Au 31 décembre 2015, la part de marché électricité en volume sur l'ensemble des clients finals est de 77,4 %, en retrait de -1,4 point par rapport à fin 2014. La part de marché gaz naturel s'élève à 5,0 %, en augmentation de 0,3 point par rapport à fin 2014.

Ventilation du chiffre d'affaires du segment France entre activités production et commercialisation (non régulées [1]) activités de réseaux [2] et activités insulaires [3]

(en millions d'euros)	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Activités production et commercialisation (non régulées)	37 088	37 678	(590)	-1,6	-1,1
Activités de réseaux	13 544	13 276	268	+2,0	+2,0
Activités insulaires	1 083	1 071	12	+1,1	+1,1
Éliminations	(12 096)	(12 115)	19		
CHIFFRE D'AFFAIRES DU SEGMENT FRANCE	**39 619**	**39 910**	**(291)**	**-0,7**	**-0,3**

1. *Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.*
2. *Activités qui ne regroupent plus que les activités de distribution, depuis la mise en équivalence de l'activité transport au 31 décembre 2010. Les activités de réseaux en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Le chiffre d'affaires des activités régulées comprend la part acheminement incluse dans les tarifs intégrés.*
3. *Activités de production, de commercialisation et de distribution insulaires d'EDF (SEI et PEI).*

La baisse organique du chiffre d'affaires des activités non régulées est de 1,1 %. Retraité de l'impact des tarifs réglementés de vente 2012-2013 enregistrés en 2014 pour 881 millions d'euros, le chiffre d'affaires est en croissance organique de 1,3 % (467 millions d'euros) du fait d'un climat plus froid en début d'année 2015 par rapport à 2014. Cette croissance reflète également l'augmentation de la part énergie des tarifs réglementés au 1er novembre 2014 et au 1er août 2015.

Le chiffre d'affaires des activités de réseaux augmente de 2,0 % du fait de la croissance des volumes acheminés due à un climat plus froid en début d'année 2015 par rapport 2014.

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit en 2015 à 416,8 TWh contre 415,9 TWh en 2014, soit +0,9 TWh. Le Groupe dépasse ainsi l'objectif donné au marché pour l'année 2015 compris entre 410 TWh et 415 TWh. Cette amélioration s'explique par la maîtrise des durées d'arrêts programmés.

La production hydraulique s'élève à 32,1 TWh, en diminution par rapport à 2014 (-5,4 TWh) du fait de conditions hydrologiques moins favorables par rapport à 2014 (voir section 5.1.2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

La production thermique à flamme s'élève à 6,8 TWh, soit -0,1 TWh par rapport à 2014.

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution) sont en augmentation de +1,2 TWh, dont +7,9 TWh liés au différentiel de températures. L'impact des pertes de clients est de -7,8 TWh, dont -5,4 TWh sur les clients en tarifs réglementés de vente jaune et vert.

Les effets de l'extinction du mécanisme des VPP [1], déjà initiés en 2012, représentent un recul des ventes de 2,7 TWh par rapport à 2014. Par ailleurs, la fourniture d'électricité dans le cadre de l'ARENH a représenté un volume de 16,2 TWh en diminution de 55,1 TWh par rapport à 2014.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros pour 82,7 TWh. L'augmentation des ventes sur les marchés de 55,8 TWh par rapport à 2014 s'explique par la baisse de la demande structurée de -54,5 TWh (fourniture ARENH).

5.1.4.1.2.2 **Royaume-Uni**

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 11 618 millions d'euros en 2015, en hausse de +949 millions d'euros, dont un effet de change de +1 129 millions d'euros, soit une variation organique de -1,7 % par rapport à 2014.

La diminution organique du chiffre d'affaires s'explique principalement par la baisse des volumes d'électricité vendus aux clients finals, liée à la baisse du nombre de comptes client en raison d'une forte concurrence, et par la baisse des tarifs du gaz.

5.1.4.1.2.3 **Italie**

La contribution de l'**Italie** au chiffre d'affaires du Groupe est de 11 677 millions d'euros, en baisse de 8,0 % par rapport à 2014 (-8,1 % en organique).

Cette diminution concerne principalement Edison et résulte essentiellement du contexte de marché marqué par la forte chute du cours du Brent et la baisse des prix moyens de vente sur les marchés électriques et gaziers.

Dans les activités électriques, le chiffre d'affaires est en baisse de 18 % principalement du fait de la baisse des prix de vente, mais également du fait d'une réduction des volumes.

À l'inverse, dans les activités hydrocarbures, le chiffre d'affaires progresse de 9 % grâce à une reprise de la demande suite à une année 2014 pénalisée par un fort effet climat négatif, qui avait significativement impacté les volumes commercialisés aux clients résidentiels et aux centrales thermiques. Cette tendance accompagnée d'une forte augmentation des volumes commercialisés sur les marchés de gros a largement compensé la baisse des prix du gaz et du Brent.

Le chiffre d'affaires de Fenice s'élève à 387 millions d'euros, en retrait organique de 9 millions d'euros par rapport à 2014.

5.1.4.1.2.4 **Autre international**

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités européennes hors Royaume-Uni et Italie, les activités aux États-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos).

La contribution du segment au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 5 634 millions d'euros en 2015, en augmentation de 31 millions d'euros par rapport à 2014 soit +0,6 %. Hors effets de change (-3 millions d'euros) et effets de périmètre (+52 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en recul organique de 0,3 % par rapport à 2014.

Cette diminution provient pour l'essentiel :

- de l'**Asie** (-74 millions d'euros en organique), où la baisse du chiffre d'affaires s'explique essentiellement par la restitution de la concession de Figlec début septembre 2015 ;
- du **Brésil** (-9 millions d'euros en organique), en raison de la baisse des prix du marché *spot* ;
- de la **Hongrie** (-23 millions d'euros en organique), où le chiffre d'affaires est notamment impacté par la baisse des tarifs régulés d'électricité et de chaleur intervenue au second semestre 2014 et par le recul des prix de marché de l'électricité lié à la baisse des prix du gaz.

En revanche, en **Belgique**, le chiffre d'affaires augmente de 62 millions d'euros en organique. La progression des volumes de gaz vendus liée à un effet climat très positif et la hausse de l'activité sur les services auxiliaires ont largement compensé la baisse des prix de marché de gros de l'électricité et du gaz.

La **Pologne** enregistre une augmentation organique de 26 millions d'euros, grâce à l'augmentation des prix de l'électricité et des tarifs de chaleur.

5.1.4.1.2.5 **Autres activités**

Les **Autres activités** regroupent notamment EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading, Électricité de Strasbourg et Dalkia.

La contribution des **Autres activités** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 6 458 millions d'euros en 2015, en augmentation de 1 944 millions d'euros (+43,1 %) et en croissance organique de 19 millions d'euros (+0,4 %) par rapport à 2014. L'effet périmètre, qui s'élève à +1 833 millions d'euros, concerne pour l'essentiel la prise de contrôle des activités de Dalkia en France à compter de juillet 2014.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** au chiffre d'affaires du Groupe s'inscrit en hausse organique de 14 millions d'euros (+1,7 %) par rapport à 2014. En 2015, EDF Énergies Nouvelles poursuit le développement de son activité d'exploitation-maintenance.

Le chiffre d'affaires **d'EDF Trading** est en baisse organique de 210 millions d'euros (-24,5 %) par rapport à 2014. Cette évolution s'explique notamment par une moindre performance sur le marché nord-américain où l'activité avait été particulièrement soutenue en 2014 et par des conditions de marché difficiles, notamment en Europe.

1. Virtual Power Plant – *mécanisme d'enchères de capacités générant des livraisons sur des périodes allant de quelques mois à trois ans.*

Le chiffre d'affaires d'**Électricité de Strasbourg** s'établit à 802 millions d'euros, en hausse organique de 33 millions d'euros (+4,3 %) par rapport à 2014. Cette augmentation s'explique principalement par des volumes d'électricité et de gaz vendus plus élevés du fait d'un climat plus favorable début 2015 par rapport à 2014.

Le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 594 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 191 millions d'euros au 31 décembre 2014. Il correspond à des activités qui étaient portées sur le premier semestre 2014 par le segment France. La progression organique de 227 millions d'euros reflète la hausse des volumes portée par un effet climat favorable et l'optimisation des activités de stockage.

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** contribue à hauteur de 2 878 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en lien avec la reprise des activités de Dalkia en France à compter du 25 juillet 2014. Le recul organique de 70 millions d'euros [1] (-5,3 %) s'explique notamment par une diminution du prix de l'énergie et de l'activité travaux non compensée par l'impact positif du développement commercial.

5.1.4.2 Excédent brut d'exploitation (EBE)

L'EBE est en augmentation de 1,9 % et en baisse organique de -0,6 %. Hors impact de la régularisation tarifaire 2012-2013 enregistré en 2014, la croissance organique est de 3,9 %.

(en millions d'euros)	2015	2014 (1)	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	**75 006**	**73 383**	**1 623**	**+2,2**	**-1,8**
Achats de combustible et d'énergie	(38 775)	(37 213)	(1 562)	+4,2	+1,1
Autres consommations externes	(9 526)	(9 181)	(345)	+3,8	-5,1
Charges de personnel	(12 529)	(11 785)	(744)	+6,3	+1,4
Impôts et taxes	(3 641)	(3 593)	(48)	+1,3	+0,6
Autres produits et charges opérationnels	7 066	5 668	1 398	+24,7	+23,9
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	**17 601**	**17 279**	**322**	**+1,9**	**-0,6**

(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading*, dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.*

5.1.4.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 17 601 millions d'euros en 2015, en augmentation de 1,9 % par rapport à 2014. Retraité des effets de périmètre pour +155 millions d'euros liés pour l'essentiel à la reprise des activités de Dalkia en France en juillet 2014 et des effets de change favorables de 271 millions d'euros résultant principalement de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro, l'évolution organique est de -0,6 %.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 38 775 millions d'euros en 2015, en augmentation de 1 562 millions d'euros par rapport à 2014 (+4,2 %) et en hausse organique de 415 millions d'euros (+1,1 %). En **France,** l'augmentation organique de 1 144 millions d'euros (+7,6 %) provient principalement des obligations d'achats sur les énergies renouvelables, des coûts du combustible nucléaire et des coûts d'accès réseaux d'ERDF. En **Italie,** la baisse organique de 793 millions d'euros, soit -7,4 %, est essentiellement liée à la baisse des prix et à l'arbitrage sur le contrat gaz libyen, qui ont compensé l'augmentation du volume d'achats de combustible et d'énergie. La baisse organique constatée au **Royaume-Uni** (173 millions d'euros, soit -2,8 %) est liée à la baisse organique du chiffre d'affaires.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 9 526 millions d'euros, en augmentation de 345 millions d'euros par rapport à 2014 (+3,8 %) mais en baisse organique de 464 millions d'euros (-5,1 %). Au **Royaume-Uni,** la baisse organique de 156 millions d'euros (-12,9 %) reflète les efforts réalisés par EDF Energy pour maîtriser ses coûts, la diminution des charges sur le programme d'efficience énergétique ECO par rapport à 2014, ainsi que les coûts liés aux inspections et réparations des générateurs de vapeur en 2014, sans équivalent en 2015. En **Italie,** la baisse organique de 112 millions d'euros est principalement liée à un plan de réduction des coûts opérationnels. En **France,** la baisse de 81 millions d'euros (-1,5 %) reflète les efforts de réduction des coûts, notamment des activités thermiques et commerciales.

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 12 529 millions d'euros, en augmentation de 744 millions d'euros par rapport à 2014. La hausse organique est de 166 millions d'euros (+1,4 %). En **France**, les charges de personnel s'élèvent à 9 209 millions d'euros, en croissance organique de 138 millions d'euros (+1,5 %) par rapport à 2014 du fait notamment des embauches réalisées principalement en 2014 dans les activités nucléaires. Hors projet Linky, les effectifs à fin 2015 sont en baisse de 0,5 % par rapport à 2014, des efforts ayant été engagés dans les activités thermiques, commerciales et les fonctions transverses.

Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 641 millions d'euros en 2015, en augmentation de 48 millions d'euros par rapport à 2014 soit +1,3 % (+0,6 % en croissance organique).

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 7 066 millions d'euros en 2015, en augmentation de 1 398 millions d'euros par rapport à 2014 et en variation organique de 1 355 millions d'euros (+23,9 %). En **France,** les autres produits et charges opérationnels augmentent de 610 millions d'euros en organique, principalement du fait de la hausse de la CSPE. L'**Italie** enregistre une hausse organique pour 588 millions d'euros, principalement due, en 2015, aux effets de l'arbitrage du contrat long terme gazier avec la Libye, ainsi qu'à une réduction significative des dépréciations clients suite aux actions mises en œuvre sur le recouvrement. Le segment **Autres activités** enregistre une hausse organique de 278 millions d'euros, principalement liée à des cessions immobilières.

1. La contribution de Dalkia sur le premier semestre 2015 est considérée comme non organique.

5.1.4.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	**11 517**	**12 198**	**(681)**	**-5,6**	**-6,0**
Royaume-Uni	2 242	1 941	301	+15,5	+4,9
Italie	1 345	886	459	+51,8	+51,5
Autre international	609	632	(23)	-3,6	-3,5
Autres activités	1 888	1 622	266	+16,4	+6,2
Total hors France	**6 084**	**5 081**	**1 003**	**+19,7**	**+12,4**
EBE GROUPE	**17 601**	**17 279**	**322**	**+1,9**	**-0,6**

5.1.4.2.2.1 France

Évolution de l'EBE du segment France

La contribution de la France à l'EBE du Groupe s'élève à 11 517 millions d'euros, en diminution de 5,6 % (-6,0 % en organique) par rapport à 2014. Retraité de l'impact de la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 suite à la décision du Conseil d'État du 11 avril 2014, impact comptabilisé en 2014 pour 731 millions d'euros, l'EBE est stable.

Cette contribution représente 65,4 % de l'EBE du Groupe en 2015, contre 70,6 % en 2014.

Ventilation[1] de l'EBE du segment France entre activités production et commercialisation (non régulées), activités de réseaux et activités insulaires

(en millions d'euros)	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Activités production et commercialisation (non régulées)	6 936	7 929	(993)	-12,5	-13,2
Activités de réseaux	3 834	3 558	276	+7,8	+7,8
Activités insulaires	747	711	36	+5,1	+5,1
EBE DU SEGMENT FRANCE	**11 517**	**12 198**	**(681)**	**-5,6**	**-6,0**

L'EBE des **activités production et commercialisation** (non régulées) diminue de 12,5 %. Retraité de l'impact de la régularisation des tarifs réglementés de vente 2012-2013 comptabilisé en 2014 pour 731 millions d'euros et de l'effet périmètre lié au transfert des activités de gestion du portefeuille aval gaz sur le segment « Autres activités » pour 53 millions d'euros, l'EBE est en diminution de 317 millions d'euros, soit -4,4 %.

L'impact de la bonne performance de la production nucléaire (+0,9 TWh) et des conditions climatiques plus favorables (+7,9 TWh) s'élève à +41 millions d'euros. La production hydraulique est en revanche en baisse de 5,4 TWh (-207 millions d'euros).

L'année 2015 a été marquée par des conditions de marché moins favorables qui ont un impact de -437 millions d'euros. Dans le contexte de fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts, les pertes clients (-7,9 TWh) ont un impact défavorable de -149 millions d'euros. La baisse des prix de marché a entraîné notamment une diminution des volumes commercialisés dans le cadre de l'ARENH et une augmentation équivalente des ventes réalisées aux prix de marché. L'impact de cette moindre souscription de l'ARENH est d'environ -230 millions d'euros en 2015.

Ces effets sont contrebalancés par la hausse des tarifs régulés de vente au 1er novembre 2014 et au 1er août 2015 qui contribue à l'EBE à hauteur de +800 millions d'euros.

La croissance des autres consommations externes et des charges de personnels est maîtrisée (+0,1 %). Des actions d'adaptation des coûts notamment des activités commerciales, thermiques et des fonctions transverses sont engagées.

La diminution de l'EBE du non régulé s'explique enfin par des mouvements non récurrents de provisions notamment sur le traitement du combustible nucléaire.

L'EBE des **activités de réseaux** est en hausse de +7,8 %. Cette croissance est due au climat moins doux en début d'année 2015 par rapport à 2014 (+122 millions d'euros), à la diminution du coût d'achats de pertes, liés à la baisse des prix de marché de l'électricité, et à l'évolution favorable de provisions et charges non récurrentes.

L'EBE des **activités insulaires** est en augmentation de 36 millions d'euros (+5,1 %) en raison notamment des mises en service de nouvelles centrales par la filiale EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI).

1. *Ventilation explicitée dans la partie 5.1.4.1.2.1.*

5.1.4.2.2.2 **Royaume-Uni**

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 2 242 millions d'euros en 2015, en augmentation de 15,5 % par rapport à 2014 et de 4,9 % en organique. La dépréciation de l'euro vis-à-vis de la livre sterling a eu un impact favorable de 205 millions d'euros par rapport à 2014.

La production nucléaire s'élève à 60,6 TWh en 2015, en hausse de +4,4 TWh par rapport à celle de 2014. Cette augmentation résulte essentiellement de la fin des travaux d'inspection et de réparation des générateurs de vapeur des centrales d'Heysham 1 et d'Hartlepool : trois des réacteurs ont redémarré fin 2014, et le quatrième début 2015. La production du reste du parc nucléaire enregistre une très bonne performance opérationnelle.

Par ailleurs, EDF Energy a engagé sur l'ensemble de ses activités un plan d'économie pour maîtriser ses coûts et réalise en 2015 une baisse des charges sur le programme d'efficience énergétique ECO.

5.1.4.2.2.3 **Italie**

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 1 345 millions d'euros, en augmentation de 51,8 % par rapport à 2014 et en hausse organique de 51,5 %.

Ce résultat concerne principalement Edison et intègre les effets positifs pour 855 millions d'euros de la décision rendue par la Cour internationale d'arbitrage dans le litige qui opposait Edison à ENI dans le cadre de la révision de prix du contrat long terme de gaz libyen.

Cette croissance de l'EBE traduit néanmoins une situation contrastée entre les différents métiers.

L'EBE de l'activité électricité traduit une contraction des marges de la production thermique, une hydraulicité moins favorable qu'en 2014 qui avait connu des conditions exceptionnelles et une évolution défavorable des prix moyens de vente.

À l'inverse, l'EBE des activités hydrocarbures affiche une hausse de 749 millions d'euros. Les effets positifs de l'arbitrage ont été en partie réduits par la chute des cours du Brent affectant négativement les activités d'exploration-production.

Par ailleurs, un plan de réduction des coûts a été mis en œuvre dès le début de l'année pour s'adapter à la nouvelle situation du marché.

Hors effets liés aux révisions de prix des contrats russe en 2014 et libyen en 2015, la hausse de l'EBE des activités hydrocarbures est de 294 millions d'euros. En revanche, l'EBE du segment Italie est stable malgré un contexte de prix défavorable.

Fenice a contribué à hauteur de 85 millions d'euros à l'EBE du Groupe en 2015, en baisse de 1,2 % par rapport à 2014 du fait d'effets de change défavorable et en progression organique de 1,2 %.

5.1.4.2.2.4 **Autre international**

L'EBE du segment **Autre international** s'élève à 609 millions d'euros en 2015, en diminution de 3,6 % par rapport à 2014 (-3,5 % en organique).

Cette diminution est essentiellement due à l'**Asie,** en lien avec la fin de la concession Figlec début septembre 2015, et au **Brésil,** où le recul organique de l'EBE de 26 millions d'euros est principalement lié au programme de maintenance réalisé en 2015, sans équivalent en 2014. Par ailleurs, l'impact de la baisse du prix de l'électricité sur le marché *spot* est compensé par la baisse du prix d'achat de gaz.

En revanche, l'EBE de la **Belgique** est en hausse organique de 44 millions d'euros, grâce à la progression de la production éolienne liée aux récentes mises en service (+37 % de capacités éoliennes installées par rapport à fin décembre 2014) et à l'augmentation de l'activité sur les services auxiliaires. L'EBE a par ailleurs été pénalisé par l'arrêt, depuis le 25 mars 2014, des centrales de Doel 3 et Tihange 2, dont l'autorisation de redémarrage n'a eu lieu qu'en décembre 2015.

L'EBE en **Pologne** enregistre une augmentation organique de 37 millions d'euros, grâce à une amélioration des marges en lien avec l'augmentation des prix et à une maîtrise des coûts opérationnels.

5.1.4.2.2.5 **Autres activités**

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 1 888 millions d'euros, en hausse organique de 6,2 % par rapport à 2014.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 818 millions d'euros. La progression organique de 69 millions d'euros (+10,0 %) par rapport à 2014 est tirée principalement par une hausse de la production résultant des mises en service de 2015, des bonnes conditions climatiques en Europe et par une activité de développement-vente d'actifs structurés dynamique.

L'EBE d'**EDF Trading** s'élève à 495 millions d'euros en 2015, en recul organique de 139 millions d'euros (-22,0 %) par rapport à 2014. Cette évolution est directement liée à la dégradation de la marge de *trading* observée au niveau du chiffre d'affaires (voir section 5.1.4.1.2.5) partiellement compensée par des plus-values de cessions réalisées en 2015.

L'EBE de **Dalkia** s'élève à 217 millions d'euros en 2015, en croissance organique de 38 millions d'euros [1] par rapport à 2014 du fait notamment de plans d'efficacité opérationnels et du développement commercial.

Des cessions immobilières réalisées en 2015 contribuent également à la hausse organique de l'EBE du Groupe.

1. *La contribution de Dalkia sur le premier semestre 2015 est considérée comme non organique.*

5.1.4.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est en baisse de 46,4 %.

(en millions d'euros)	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**17 601**	**17 279**	**322**	**+1,9**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières, hors activités de *trading*	175	203	(28)	-13,8
Dotations aux amortissements	(9 009)	(7 940)	(1 069)	+13,5
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(102)	(157)	55	-35,0
(Pertes de valeur)/reprises	(3 500)	(1 189)	(2 311)	+194,4
Autres produits et charges d'exploitation	(885)	(212)	(673)	+317,5
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**4 280**	**7 984**	**(3 704)**	**-46,4**

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 4 280 millions d'euros en 2015, en baisse de 3 704 millions d'euros par rapport à 2014. Cette baisse s'explique principalement par l'augmentation des dotations aux amortissements, notamment en France et au Royaume-Uni, et par la hausse des pertes de valeur.

5.1.4.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* passent de +203 millions d'euros en 2014 à +175 millions d'euros en 2015. Cette évolution s'explique notamment par l'**Italie,** où elle concerne des couvertures économiques du portefeuille industriel gaz. Elle reflète principalement le dénouement à l'échéance des instruments de couverture économique, qui avaient généré des résultats positifs en 2014, auquel s'ajoute l'évolution de juste valeur positive des instruments de couverture portant sur des positions gaz au-delà de 2015.

5.1.4.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements augmentent de 1 069 millions d'euros par rapport à 2014.

La **France** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 347 millions d'euros, essentiellement expliquée par les investissements sur le parc de production (mises en services industrielles et maintenance nucléaire) et sur les actifs de distribution.

Au **Royaume-Uni,** l'augmentation des dotations aux amortissements de 409 millions d'euros (303 millions d'euros en organique) s'explique notamment par la hausse des investissements de maintenance du parc nucléaire et des centrales charbon.

En **Italie,** l'augmentation des dotations aux amortissements de 142 millions d'euros s'explique notamment par la hausse des dépenses d'exploration.

Sur le segment **Autres activités,** l'augmentation des dotations aux amortissements de 95 millions d'euros est essentiellement liée à l'entrée de périmètre de Dalkia en juillet 2014.

5.1.4.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La diminution de 55 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession en 2015 par rapport à 2014 est essentiellement attribuable à ERDF.

5.1.4.3.4 Pertes de valeur/reprises

En 2015, les pertes de valeur enregistrées s'élèvent à 3 500 millions d'euros et concernent principalement :

- Le **Royaume-Uni** pour 1 096 millions d'euros. La faiblesse des revenus complémentaires générés par le mécanisme de capacité, la baisse des niveaux de *spread* sur l'horizon *forward* et long terme et l'absence de réaction à la hausse du marché face aux déclassements d'actifs annoncés en 2015 ont conduit à la comptabilisation d'une perte de valeur de 811 millions d'euros au titre des centrales charbon de Cottam et West Burton A, ainsi que, dans une moindre mesure, la centrale gaz de West Burton B mise en service en 2013. Enfin, la révision à la baisse des niveaux de volatilité captés par les stockages gaz a conduit à enregistrer une perte de valeur de 285 millions d'euros au titre de ces actifs ;
- **Edison** pour 1 419 millions d'euros. De mauvaises conditions de marché conduisant à réduire sensiblement les possibilités d'optimisation du portefeuille d'actifs, une faible demande et une hypothèse de rémunération de la capacité révisée à la baisse ont conduit à la comptabilisation de 868 millions d'euros de pertes de valeur principalement au titre des actifs thermiques, hydrauliques et éoliens. Et la baisse durable des prix du Brent et du gaz sur l'horizon de marché a conduit à enregistrer une perte de valeur de 551 millions d'euros au titre des activités d'exploration-production ;
- la **Pologne** pour 206 millions d'euros. La dégradation des *clean dark spreads* a pénalisé les performances de certains actifs thermiques polonais, notamment ceux pleinement exposés aux prix de marché.

Les autres pertes de valeur sont détaillées dans la note 13 « Pertes de valeur/reprises » des comptes consolidés au 31 décembre 2015.

En 2014, les pertes de valeur constatées pour 1 189 millions d'euros concernaient principalement :

- la **Belgique** pour 586 millions d'euros concernant la filiale EDF Luminus en raison de la dégradation des hypothèses de prix de marché à long terme ;
- le **Royaume-Uni** pour 169 millions d'euros concernant la centrale thermique à Cycle Combiné Gaz de West Burton B en lien avec la baisse des prix de marché du gaz et les cavités gaz de Hill Top Farm situées dans la région de Cheshire en raison de la réduction du nombre de cavités de stockage mises en développement pour des raisons de sécurité sur le site et des conditions de marché défavorables ;
- **Edison** pour 167 millions d'euros portant principalement sur des actifs hydrauliques et éoliens qui subissent la baisse des prix de marché.

5.1.4.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

En 2015, les autres produits et charges d'exploitation représentent une charge nette de 885 millions d'euros contre une charge nette de 212 millions d'euros en 2014.

En 2015, ils intègrent pour l'essentiel les éléments suivants :

- une dotation de 820 millions d'euros au titre de l'arrêté du 15 janvier 2016 relatif au coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et de Moyenne Activité à Vie longue concernant le coût du projet de stockage Cigéo (voir section 5.1.3.6.1.6 « Arrêté concernant le coût du projet de stockage Cigéo ») ;
- une dotation de 590 millions d'euros dans le cadre de la mise à jour du scénario industriel et de l'évaluation des devis pour la déconstruction de centrales nucléaires définitivement arrêtées, minorée par une reprise de 332 millions d'euros de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs en lien avec la mise à jour de ce scénario, soit un effet net de 258 millions d'euros ;
- un produit de 287 millions d'euros au titre de l'accord signé le 30 juin 2015 entre EDF et Engie et relatif au mécanisme de compensation lié aux avantages en nature énergie. Cet accord a entraîné un changement contractuel du nombre de bénéficiaires à la charge du Groupe ;
- un produit de 154 millions d'euros au titre de la modification de régime mise en place par EDF Energy pour ses plans de retraite à prestations définies.

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2014 intègrent les éléments suivants :

- un résultat de cession de 217 millions d'euros relatif aux opérations autour de la participation du Groupe dans Dalkia ;
- une charge de 388 millions d'euros relative à la déconstruction des centrales nucléaires françaises définitivement à l'arrêt (centrales Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG), Creys-Malville, Brennilis et Chooz A).

5.1.4.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 994)	(2 243)	249	-11,1
Effet de l'actualisation	(2 812)	(2 996)	184	-6,1
Autres produits et charges financiers	2 218	2 688	(470)	-17,5
RÉSULTAT FINANCIER	**(2 588)**	**(2 551)**	**(37)**	**+1,5**

Le résultat financier représente une charge de 2 588 millions d'euros en 2015, en hausse de 37 millions d'euros par rapport à 2014. Cette évolution s'explique par :

- un coût de l'endettement financier en baisse, du fait notamment de l'impact positif de la variabilisation de la dette ;
- une diminution des charges d'actualisation de 184 millions d'euros par rapport à 2014, essentiellement concernant les provisions sur avantages au personnel ;
- une dégradation de 470 millions d'euros des autres produits et charges financiers, l'augmentation des plus-values de cession d'actifs dédiés étant plus que compensée par les intérêts financiers liés à la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 pour 360 millions d'euros (voir section 5.1.3.1 « Décision de la Commission européenne concernant le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Général (RAG) »).

5.1.4.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats s'élève à 483 millions d'euros, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,5 % en 2015. Ce taux effectif d'impôt s'établissait à 33,8 % en 2014.

Le taux effectif d'impôt est affecté à la hausse par les pertes de valeur ; retraité de ces éléments, il s'établit à 24,3 % en 2015 contre 32,2 % en 2014.

La baisse du taux effectif d'impôt entre 2014 et 2015 s'explique en particulier par la réduction du taux d'impôt et l'annulation de la taxe « Robin Hood » en **Italie** et par la baisse du taux d'impôt au **Royaume-Uni**.

5.1.4.6 Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises

Le Groupe enregistre un produit de 192 millions d'euros en 2015, contre un produit de 179 millions d'euros en 2014. Cette hausse s'explique essentiellement par la croissance du résultat de RTE en raison d'un climat favorable par rapport à 2014.

La quote-part de résultat des entreprises associées inclut en 2015 des pertes de valeur pour un montant total de 549 millions d'euros dont :

- **Alpiq** pour 196 millions d'euros. Dans un contexte de persistance de prix bas sur les marchés de gros, le Groupe a procédé à une dépréciation des actifs suisses d'Alpiq correspondant à la quote-part des pertes de valeur passées dans les comptes publiés d'Alpiq au 30 juin 2015.

  Si le groupe Alpiq était amené à enregistrer des pertes de valeur complémentaires à l'occasion de la clôture de ses comptes consolidés annuels 2015, le groupe EDF serait amené à en tirer les conséquences dans ses comptes semestriels 2016 ;
- **CENG** pour 271 millions d'euros. Cette perte de valeur résulte d'une dégradation des prix *forwards* et des prix de long terme de l'électricité entraînés par la baisse durable des prix du gaz.

En 2014, des pertes de valeur avaient été enregistrées pour un montant de 425 millions d'euros, dont 206 millions d'euros sur Alpiq, 122 millions d'euros sur CENG et 83 millions sur la participation dans la coentreprise Estag (Autriche).

5.1.4.7 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à 214 millions d'euros en 2015, en augmentation de 142 millions d'euros par rapport à 2014. Cette variation correspond essentiellement à la hausse des revenus de Centrica sur l'activité de production nucléaire.

5.1.4.8 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 1 187 millions d'euros en 2015, en baisse de 2 514 millions d'euros par rapport à 2014, soit -67,9 %.

5.1.4.9 Résultat net courant

Le résultat net courant[1] s'établit à 4 822 millions d'euros en 2015, en baisse de 0,6 % par rapport à 2014.

5.1.5 FLUX DE TRÉSORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER NET

5.1.5.1 Flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	**12 730**	**10 625**	**2 105**	**+19,8**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	**(18 839)**	**(12 393)**	**(6 446)**	**+52,0**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	**5 574**	**1 223**	**4 351**	**n. a.**
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**(535)**	**(545)**	**10**	**-1,8**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	**4 701**	**5 096**	**(395)**	**-7,8**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(535)	(545)	10	-1,8
Incidence des variations de change	(36)	113	(149)	n. a.
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	13	17	(4)	-23,5
Incidence des autres reclassements	39	20	19	+95,0
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**4 182**	**4 701**	**(519)**	**-11,0**

n. a. = non applicable.

1. *Résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de* trading *nets d'impôts.*
   Montant des éléments non récurrents et variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading *nets d'impôts :*
   - *-3 759 millions d'euros pour divers risques et dépréciations en 2015, contre -1 290 millions d'euros en 2014 ;*
   - *+124 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de* trading *nets d'impôt en 2015, contre +139 millions d'euros en 2014.*

5.1.5.1.1 Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation

(en millions d'euros)	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**1 692**	**5 433**	**(3 741)**	**-68,9**
Pertes de valeur/(reprises)	3 500	1 189	2 311	n. a.
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	11 392	8 981	2 411	+26,8
Produits et charges financiers	951	1 068	(117)	-11,0
Dividendes reçus des entreprises associées	322	672	(350)	-52,1
Plus ou moins-values de cessions	(1 593)	(1 311)	(282)	+21,5
Variation du besoin en fonds de roulement	132	(1 041)	1 173	-112,7
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**16 396**	**14 991**	**1 405**	**+9,4**
Frais financiers nets décaissés	(1 252)	(1 752)	500	-28,5
Impôt sur le résultat payé	(1 508)	(2 614)	1 106	-42,3
Décision de la Commission européenne (RAG) [1]	(906)	–	(906)	n. a.
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**12 730**	**10 625**	**2 105**	**+19,8**

n. a. = non applicable.

(1) Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a rendu une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG) (voir section 5.1.3.1).

Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en 2015 s'élèvent à 12 730 millions d'euros, en hausse de 2 105 millions d'euros par rapport à 2014.

Cette variation traduit d'abord une hausse de 1 405 millions d'euros des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, qui provient :

- du résultat avant impôt des sociétés intégrées corrigé des pertes de valeur et des amortissements, provisions et variations de juste valeur, dont le total s'élève à 16 584 millions d'euros en 2015 contre 15 603 millions d'euros en 2014, soit une augmentation de 981 millions d'euros par rapport à 2014 ;
- de l'amélioration de la variation du besoin en fonds de roulement (+1 173 millions d'euros par rapport à 2014).

Ces effets sont partiellement compensés par la baisse des dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises (-350 millions d'euros dont -290 millions d'euros de dividende exceptionnel reçu de CENG en 2014, sans équivalent en 2015) et l'augmentation des plus-values de cession (-282 millions d'euros).

La variation des flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation reflète également la baisse de l'impôt payé sur le résultat (+1 106 millions d'euros) et l'impact défavorable de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (-906 millions d'euros).

5.1.5.1.2 Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement

Les décaissements de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement se sont élevés à 18 839 millions d'euros en 2015, à comparer à 12 393 millions d'euros en 2014. Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement s'analysent en acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles, acquisitions et cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise/cédée et variations d'actifs financiers :

(en millions d'euros)	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %
Acquisition d'immobilisations incorporelles et corporelles	(14 789)	(13 721)	(1 068)	+7,8
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	964	314	650	n. a.
Investissements incorporels et corporels nets	**(13 825)**	**(13 407)**	**(418)**	**+3,1**
Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)	586	1 308	(722)	-55,2
Variation d'actifs financiers	(5 600)	(294)	(5 306)	n. a.
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	**(18 839)**	**(12 393)**	**(6 446)**	**+52,0**

n. a. = non applicable.

Investissements incorporels et corporels nets

Les investissements incorporels et corporels nets s'élèvent à 13 825 millions d'euros en 2015, en augmentation de 418 millions d'euros (+3,1 %) par rapport à 2014.

Les investissements incorporels et corporels nets du Groupe ont évolué comme suit :

(en millions d'euros)	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %
Activités production et commercialisation (non régulées)	5 688	5 579	109	+2,0
Activités de réseaux	3 154	2 974	180	+6,1
Activités insulaires	437	446	(9)	-2,0
France	**9 279**	**8 999**	**280**	**+3,1**
Royaume-Uni	1 821	1 585	236	+14,9
Italie	586	403	183	+45,4
Autre international	693	508	185	+36,4
International	**3 100**	**2 496**	**604**	**+24,2**
Autres activités	**1 446**	**1 912**	**(466)**	**-24,4**
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS NETS	**13 825**	**13 407**	**418**	**+3,1**

Les investissements incorporels et corporels nets sont une des composantes des investissements nets dont la variation est détaillée dans la section 5.1.5.2 « Endettement financier net ».

Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)

En 2015, les cessions nettes de titres de participation ont baissé de 722 millions d'euros par rapport à 2014 pour atteindre 586 millions d'euros. Elles comprennent principalement la cession des participations du Groupe dans BE Zrt et Estag.

En 2014, les cessions nettes de titres participation correspondaient principalement au dénouement des opérations autour de Dalkia et à la cession de la participation du Groupe dans le projet de gazoduc South Stream.

Variation d'actifs financiers

En 2015, la variation des actifs financiers est de -5 600 millions d'euros et correspond principalement à des acquisitions d'actifs liquides.

En 2014, la variation des actifs financiers de -294 millions d'euros correspondait principalement aux participations du Groupe dans la construction du gazoduc South Stream (qui a depuis été cédée) et dans la centrale à charbon ultra-supercritique à Fuzhou (Chine).

5.1.5.1.3 Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle [(1)]	64	355	(291)	-82,0
Dividendes versés par EDF	(1 420)	(2 327)	907	-39,0
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(326)	(229)	(97)	+42,4
Achats/ventes d'actions propres	(14)	2	(16)	n. a.
Flux de trésorerie avec les actionnaires	**(1 696)**	**(2 199)**	**503**	**-22,9**
Émissions d'emprunts	9 422	6 894	2 528	+36,7
Remboursements d'emprunts	(2 336)	(7 470)	5 134	-68,7
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	–	3 970	(3 970)	n. a.
Rémunération TSDI	(591)	(388)	(203)	+52,3
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	152	177	(25)	-14,1
Subventions d'investissement reçues	623	239	384	n. a.
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	**7 270**	**3 422**	**3 848**	**n. a.**
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	**5 574**	**1 223**	**4 351**	**n. a.**

n. a. = non applicable.

(1) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées.

En 2015, les opérations de financement se traduisent par un encaissement net de 5 574 millions d'euros, en hausse de 4 351 millions d'euros par rapport à 2014. Cette variation traduit principalement :

- des émissions nettes d'emprunts en augmentation de 7 662 millions d'euros ;
- l'émission en 2014 de titres subordonnés à durée indéterminée, sans équivalent en 2015 ;
- une baisse de la part des dividendes versés en numéraire par EDF en 2015 par rapport à 2014.

5.1.5.2 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité. Il prend également en compte le prêt du Groupe à RTE.

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 37 395 millions d'euros au 31 décembre 2015, à comparer à 34 208 millions d'euros au 31 décembre 2014.

Le tableau suivant présente l'évolution de l'endettement financier net du Groupe :

(en millions d'euros)	2015	2014 retraité [1]	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	**17 601**	**17 279**	**322**	**+1,9**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 610)	(1 901)	291	
Frais financiers nets décaissés	(1 252)	(1 752)	500	
Impôt sur le résultat payé	(1 508)	(2 614)	1 106	
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	271	679	(408)	
Cash flow opérationnel [2]	**13 502**	**11 691**	**1 811**	**+15,5**
Variation du besoin en fonds de roulement net	132	(1 041)	1 173	
Investissements nets [3]	(12 672)	(11 887)	(785)	
Cash flow après investissements nets	**962**	**(1 237)**	**2 199**	
Décision de la Commission européenne (RAG) [4]	(906)	–	(906)	
Actifs dédiés	217	174	43	
Cash flow avant dividendes [5]	**273**	**(1 063)**	**1 336**	
Dividendes versés en numéraire	(2 337)	(2 944)	607	
Cash flow Groupe	**(2 064)**	**(4 007)**	**1 943**	
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	–	3 970	(3 970)	
Autres variations monétaires	(278)	(44)	(234)	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	**(2 342)**	**(81)**	**(2 261)**	
Effet de la variation de change	(951)	(990)	39	
Autres variations non monétaires	106	296	(190)	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net	**(3 187)**	**(775)**	**(2 412)**	
ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE	**34 208**	**33 433**		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	**37 395**	**34 208**		

(1) Données retraitées des investissements sur opérations stratégiques reclassés en investissements nets.

(2) Le cash flow opérationnel ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également « Funds From Operations » (FFO), est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents et diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé.

(3) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers. Enfin, ils comprennent les nouveaux développements (dont Linky) ainsi que les cessions d'actifs permettant de les financer.

(4) Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a rendu une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG) (voir section 5.1.3.1).

(5) Le cash flow avant dividendes ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash flow opérationnel défini en note (2) après variation du besoin en fonds de roulement net, investissements nets définis en note (3), décision de la Commission européenne (RAG) et dotations nettes sur actifs dédiés.

5.1.5.2.1 Cash flow opérationnel

Le cash flow opérationnel s'établit à 13 502 millions d'euros en 2015 contre 11 691 millions d'euros en 2014, soit une augmentation de 1 811 millions d'euros (ou +15,5 %).

Cette variation s'explique principalement par :

- la progression de l'EBE (+322 millions d'euros), ainsi que par une moindre élimination d'éléments non monétaires inclus dans cet agrégat (-1 610 millions d'euros en 2015 contre -1 901 millions d'euros en 2014), du fait notamment de débouclages de positions favorables sur l'activité de *trading* enregistrées fin 2014 ;
- une diminution des frais financiers nets décaissés (1 252 millions d'euros en 2015 contre 1 752 millions d'euros en 2014) qui s'explique essentiellement par l'effet année pleine en 2015 de la variabilisation des taux d'emprunts menée entre janvier et juin 2014 ;
- la baisse de l'impôt sur le résultat payé (-1 508 millions d'euros en 2015 contre -2 614 millions d'euros en 2014), essentiellement en raison des écarts en France sur les soldes d'impôt relatifs aux exercices précédents et de la diminution des acomptes d'impôts versés en France en 2015 en lien avec la baisse du résultat fiscal.

Ces hausses sont partiellement compensées par une baisse des dividendes reçus (-350 millions d'euros), principalement en raison du dividende exceptionnel reçu de CENG en 2014, sans équivalent en 2015.

5.1.5.2.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) est en diminution de +132 millions d'euros sur l'année 2015. Cette variation s'explique principalement par :

- l'encaissement des créances clients relatives à la régularisation des tarifs réglementés de vente 2012-2013 pour +775 millions d'euros ;
- des gains liés au plan d'amélioration du BFR essentiellement sur les stocks et les créances clients pour environ +700 millions d'euros ;
- l'effet de change et le prix défavorables de l'uranium en France et au Royaume-Uni pour environ -400 millions d'euros ;
- l'augmentation de la créance d'exploitation CSPE pour -230 millions d'euros ;
- l'impact du climat en France peu significatif en 2015 ;
- d'autres effets opérationnels pour environ -300 millions d'euros.

Par rapport à 2014, l'écart de variation du besoin en fonds de roulement (+1 173 millions d'euros) s'explique essentiellement par l'effet favorable de la régularisation des tarifs réglementés de vente 2012-2013 pour environ +1,8 milliard d'euros, les gains liés au plan d'amélioration du BFR pour environ +700 millions d'euros, compensés principalement par l'effet du climat en France sur les créances clients pour environ -350 millions d'euros, un effet prix et change défavorables en 2015 sur les stocks de combustible nucléaire en France et au Royaume-Uni pour environ -200 millions d'euros.

5.1.5.2.3 Investissements nets

Les investissements nets s'élèvent à 12 672 millions d'euros en 2015 contre 11 887 millions d'euros en 2014, soit une augmentation de 785 millions d'euros (+6,6 %) et se décomposent ainsi :

(en millions d'euros)	2015	2014 (1)	Variation en valeur	Variation en %
Activités production et commercialisation (non régulées)	5 684	5 574	110	+2,0
Activités réseaux	2 885	2 722	163	+6,0
Activités insulaires	430	438	(8)	-1,8
France	**8 999**	**8 734**	**265**	**+3,0**
Royaume-Uni	1 111	977	134	+13,7
Italie	585	78	507	n. a.
Autre international	922	488	434	+88,9
International	**2 618**	**1 543**	**1 075**	**+69,7**
Autres activités	**825**	**1 198**	**(373)**	**-31,1**
INVESTISSEMENTS NETS HORS NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET HORS CESSIONS D'ACTIFS	**12 442**	**11 475**	**967**	**+8,4**
NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS NETS DES CESSIONS D'ACTIFS	**230**	**412**	**(182)**	**-44,2**
INVESTISSEMENTS NETS	**12 672**	**11 887**	**785**	**+6,6**

n. a. = non applicable.

(1) Données retraitées principalement des investissements nets du Nuclear New Build *au Royaume-Uni, considérés en nouveaux développements.*

En France, l'augmentation des investissements nets est de +265 millions d'euros, soit +3 %.

- Concernant les activités production et commercialisation (non régulées), la hausse des investissements nets (+110 millions d'euros) résulte principalement des activités de maintenance nucléaire.
- Pour les activités de réseaux, la hausse des investissements nets (+163 millions d'euros) s'explique principalement par des décaissements en 2015 relatifs à des investissements réalisés en fin d'année 2014. La baisse des investissements de raccordement est compensée par l'augmentation des investissements d'amélioration de la qualité de la desserte et de renforcement des réseaux.

Les investissements nets à l'International augmentent de 1 075 millions d'euros, soit +69,7 %.

- Au Royaume-Uni, l'augmentation de 134 millions d'euros, soit +13,7 %, s'explique notamment par un effet de change défavorable.
- En Italie, la hausse de 507 millions d'euros s'explique principalement par le développement de projets déjà lancés dans l'exploration-production, ainsi que par des cessions d'actifs réalisées en 2014, sans équivalent en 2015.

- L'augmentation du segment Autre international (+434 millions d'euros) s'explique notamment par des investissements de mises aux normes environnementales des centrales au charbon et de cogénération en Pologne, ainsi que par des investissements réalisés en Belgique dans le cadre de la réorganisation actionnariale d'EDF Luminus.

Les investissements nets des Autres activités sont en baisse de 373 millions d'euros, soit -31,1 %. Cette variation résulte principalement d'EDF Énergies Nouvelles, dont la poursuite du développement de capacité se traduit par un niveau élevé d'investissement mais qui bénéficie de subventions perçues en 2015 en hausse, principalement pour des projets de parcs éoliens aux États-Unis.

Les nouveaux développements et cessions d'actifs correspondent aux nouveaux projets de développement du Groupe ainsi qu'aux cessions d'actifs permettant de les financer. Ils incluent également les investissements Linky. En 2015, comme en 2014, ces nouveaux développements correspondent principalement aux investissements relatifs au nouveau nucléaire au Royaume-Uni et dans une moindre mesure à Linky, et aux projets éoliens *offshore*. Les cessions d'actifs correspondent essentiellement à des cessions immobilières, aux cessions d'actifs réalisées par EDF Trading ainsi qu'à la cession des participations du Groupe dans Estag et BE Zrt.

5.1.5.2.4 Réseau d'Alimentation Générale (RAG)

Suite à la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015, qualifiant d'aide d'État incompatible avec le marché commun, le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale, EDF a procédé au remboursement des sommes exigées. Celles-ci correspondent au montant de l'aide (889 millions d'euros) augmentée des intérêts (494 millions d'euros) calculés selon les modalités fixées par la Commission.

L'impact lié au RAG s'élève à 906 millions d'euros et se décompose de la façon suivante :

- le versement à l'État de 1 383 millions d'euros, partiellement compensé par le remboursement de RTE à hauteur de 375 millions d'euros ;
- une économie d'impôt de 102 millions d'euros en lien avec la baisse du résultat fiscal.

5.1.5.2.5 Actifs dédiés

Conformément à la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme qui s'élève à 23 480 millions d'euros au 31 décembre 2015.

D'une manière générale, les flux sur actifs dédiés correspondent :

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements ;
- au réinvestissement des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts) ;
- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 ;
- aux retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

En 2015, les flux nets de 217 millions d'euros correspondent aux deuxième et troisième catégories décrites ci-dessus.

5.1.5.2.6 Cash flow avant dividendes

Le cash flow avant dividendes s'établit à 273 millions d'euros en 2015 (contre -1 063 millions d'euros en 2014) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de 13 502 millions d'euros ;
- des investissements nets de -12 672 millions d'euros ;
- le décaissement lié au RAG pour -906 millions d'euros.

L'amélioration de +1 336 millions d'euros par rapport à 2014 provient essentiellement de la progression du cash flow opérationnel pour +1 811 millions d'euros, toutefois diminuée par le décaissement lié au RAG pour -906 millions d'euros en 2015.

5.1.5.2.7 Dividendes versés en numéraire

Les dividendes versés en numéraire (-2 337 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende 2014 pour 1 268 millions d'euros ;
- l'acompte sur dividende 2015 pour 152 millions d'euros, voté en Conseil d'administration le 4 novembre 2015 et payé le 18 décembre 2015 à hauteur de 0,57 euro par action ;
- les rémunérations versées en 2015 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (591 millions d'euros) ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (326 millions d'euros).

La variation favorable par rapport à 2014 de 607 millions d'euros est principalement liée au paiement en actions, pour 85,63 % des porteurs de titres, de l'acompte sur dividende au titre de 2015.

5.1.5.2.8 Cash flow Groupe

Le cash flow Groupe s'élève à -2 064 millions d'euros contre -4 007 millions d'euros en 2014. L'amélioration de +1 943 millions d'euros par rapport à 2014 est principalement liée à la variation du cash flow avant dividendes pour +1 336 millions d'euros et à la diminution des dividendes versés en numéraire pour +607 millions d'euros.

5.1.5.2.9 Effet de la variation de change

L'effet de change (appréciations de la livre sterling et du dollar américain par rapport à l'euro [1]) a un impact défavorable de -951 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2015.

1. *Appréciation de 6,1 % de la livre sterling face à l'euro : 1,362 €/£ au 31 décembre 2015 ; 1,284 €/£ au 31 décembre 2014 ; appréciation de 11,5 % du dollar américain face à l'euro : 0,919 €/$ au 31 décembre 2015 ; 0,824 €/$ au 31 décembre 2014.*

5.1.6 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS

5.1.6.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le Cadre stratégique de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par le groupe EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion telles qu'ERDF. Conformément à la norme IFRS 7, les paragraphes suivants décrivent la nature des risques découlant des instruments financiers en s'appuyant sur des analyses de sensibilité et les risques de crédit (contrepartie).

Depuis 2002, une structure dédiée – le Département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) – est en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe par le contrôle de la bonne application des principes du Cadre stratégique de gestion financière (juillet 2015). Rattachée à la Direction des Risques Groupe depuis 2008, cette structure indépendante a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors ERDF) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la tête du Groupe, incluant notamment la salle des marchés.

Le Département CRFI produit des rapports de suivi quotidien des indicateurs de risques, concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF.

Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles et de leur efficacité.

5.1.6.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

5.1.6.1.1.1 Position de liquidité

Au 31 décembre 2015, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 22 323 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 11 380 millions d'euros.

Sur l'année 2016, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2015 s'élèveront à 12 799 millions d'euros, dont 3 751 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires (hors dettes hybrides).

Au 31 décembre 2015, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

5.1.6.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'*Euro Medium Term Notes* (programme dit « EMTN »). Ce programme a été renouvelé régulièrement depuis cette date jusqu'en mai 2009, date à laquelle un programme EMTN de droit français a été établi pour les émissions réalisées par EDF sous programme EMTN à compter de cette date. Ce programme a été renouvelé régulièrement depuis cette date, et le montant actuel du plafond de ce programme est de 45 milliards d'euros.

EDF a lancé le 25 septembre 2015 sur le marché taïwanais une émission obligataire « senior » (dite « Formosa ») pour un montant de 1 500 millions de dollars américains d'une maturité de 30 ans, avec un coupon fixe de 4,75 %.

EDF a également lancé le 8 octobre 2015 une émission obligataire « senior » pour un montant de 4 750 millions de dollars en cinq tranches en dollars américains :

- obligation de 1 500 millions de dollars d'une maturité de 5 ans avec un coupon de 2,35 % ;
- obligation verte de 1 250 millions de dollars d'une maturité de 10 ans avec un coupon de 3,625 % ;
- obligation de 500 millions de dollars d'une maturité de 20 ans avec un coupon de 4,75 % ;
- obligation de 1 150 millions de dollars d'une maturité de 30 ans avec un coupon de 4,95 % ;
- obligation de 350 millions de dollars d'une maturité de 40 ans avec un coupon de 5,25 %.

La tranche d'obligation verte (émission dite « green bond »), d'un montant total de 1,25 milliard de dollars avec une maturité de 10 ans et un coupon fixe de 3,625 %, permet à EDF de poursuivre ses investissements de développement des énergies renouvelables. Cette transaction s'appuie sur la structure de l'émission obligataire d'EDF datant de novembre 2013, une référence pour le marché, et démontre l'engagement continu d'EDF dans le développement du marché des *green bonds* et son soutien aux meilleures pratiques, en ligne avec les *Green Bond Principles*[1] :

- les fonds levés dans le cadre de cette émission sont exclusivement dédiés au financement de nouveaux projets d'énergie renouvelable développés par EDF Énergies Nouvelles ;
- les projets financés sont sélectionnés dans le cadre d'un processus minutieux et documenté basé sur des critères ESG validés par l'agence de notation extrafinancière Vigeo[2] ;
- les fonds levés sont gérés et suivis selon un strict principe de ségrégation, depuis leur réception au niveau de la trésorerie EDF jusqu'à leur allocation à des projets verts éligibles.

EDF publiera régulièrement des informations relatives aux montants alloués au titre du *green bond* ainsi qu'au portefeuille de projets financés et aux bénéfices environnementaux associés. Deloitte & Associés publiera une attestation sur le respect des engagements pris par EDF, qui sera incluse dans le document de référence 2015.

Ces opérations participent au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et s'inscrivent dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée à la note 38.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2015 s'établit à 13 ans contre 13,2 ans au 31 décembre 2014, celle d'EDF SA à 13,9 ans contre 14,4 ans au 31 décembre 2014.

1. *Les* Green Bond Principles, *mis à jour en mars 2015, sont des lignes directrices d'application volontaire pour l'émission de* green bonds *qui recommandent la transparence et la publication d'informations de manière à soutenir le développement du marché des* green bonds *dans une optique d'intégrité. Pour plus d'information : http://www.icmagroup.org/Regulatory-Policy-and-Market-Practice/green-bonds/green-bond-principles/*
2. *Les critères « ESG » couvrent cinq domaines : respect des droits de l'homme et gouvernance dans le pays hôte du projet ; gestion des impacts environnementaux ; protection de la santé et de la sécurité des employés ; promotion d'une relation responsable avec les fournisseurs et dialogue avec les parties prenantes locales.*

Au 31 décembre 2015, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IAS 39 (valorisation sur la base des cours de change et de taux d'intérêt au 31 décembre 2015) :

31 décembre 2015 *(en millions d'euros)*	**Dettes**	**Instruments de couverture** [1]		**Garanties données sur emprunts**
		***Swaps* de taux**	***Swaps* de change**	
2015	12 799	(554)	11	407
Entre 2016 et 2019	23 024	(1 916)	38	497
2020 et au-delà	64 176	(3 093)	(32)	146
TOTAL	**99 999**	**(5 563)**	**17**	**1 050**
Dont remboursement de dette principale	62 882			
Dont charges d'intérêt	37 117			

(1) Les données sur les instruments de couverture incluent l'actif et le passif.

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe. Par ailleurs, EDF SA et la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assurent le financement à moyen et long termes des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière totalement autonome par EDF SA et EDF IG qui établissent chacune les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, d'US CP (papier commercial aux États-Unis) ou d'Euro CP (papier commercial sur l'euro marché). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour les billets de trésorerie, 10 milliards de dollars américains pour les US CP et 1,5 milliard d'euros pour les Euro CP.

Au 31 décembre 2015, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 3 744 millions d'euros et de 3 232 millions de dollars US CP. Il n'y a eu aucune émission d'Euro CP. EDF a accès aux principaux marchés obligataires mondiaux, à savoir les marchés euros via son programme EMTN (plafond actuel à 45 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euro et en livres sterling ainsi que les marchés domestiques, qui sont en *stand alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samouraï) et francs suisses.

Le tableau ci-après présente, par type d'emprunt, par date croissante d'échéance, les emprunts du Groupe dont la valeur est supérieure lors de leur émission à 650 millions d'euros ou équivalents euros dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2015 :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	**Entité**	**Date d'émission** [1]	**Échéance**	**Montant de l'émission**	**Devise**	**Taux**
Euro MTN	EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2017	1 000	USD	1,15 %
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN *(green bond)*	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Obligataire *(green bond)*	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

EDF dispose d'un montant global de 9 906 millions d'euros de lignes disponibles (crédit syndiqué et lignes bilatérales).

Les lignes de crédit syndiqué s'élèvent à 4 milliards d'euros et ont une maturité jusqu'en novembre 2020. Elles n'ont fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2015.

Les lignes de crédit représentent 5 906 millions d'euros de disponible avec des maturités s'échelonnant jusqu'en novembre 2019. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours.

La ligne de crédit de 500 millions d'euros entre EDF et la Banque européenne d'investissement est totalement tirée au 31 décembre 2015, l'autre ligne de crédit de 200 millions d'euros entre EDF et la Banque européenne d'investissement a fait l'objet d'un tirage à hauteur de 70 millions d'euros au 31 décembre 2015.

EDF Energy bénéficie d'une ligne de crédit externe de 500 millions de livres sterling qui a été tirée dans sa totalité.

EDF IG bénéficie depuis le mois de décembre 2015 d'une nouvelle ligne de crédit syndiqué pour un montant de 1 000 millions d'euros (maturité septembre 2020). Au 31 décembre 2015, cette ligne de crédit a fait l'objet d'un tirage à hauteur de 488 millions d'euros.

Enfin, Edison a souscrit en novembre 2014 une ligne de crédit avec un *pool* de banques de 500 millions d'euros (maturité novembre 2016). Au 31 décembre 2015, cette ligne de crédit n'a fait l'objet d'aucun tirage. Edison bénéficie également d'une ligne de crédit externe de 140 millions d'euros qui a été tirée à hauteur de 5 millions d'euros.

5.1.6.1.2 Notation financière

Les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes au 31 décembre 2015 :

Société	Agence	Notation Long terme (LT)	Notation Court terme (CT)
	Standard & Poor's	A+ assortie d'une perspective négative	A-1
	Moody's	A1 assortie d'une perspective négative	P-1
EDF	Fitch Ratings	A assortie d'une perspective stable	F1
EDF Trading	Moody's	Baa1 assortie d'une perspective négative	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	A- assortie d'une perspective négative	A-1
	Standard & Poor's	BBB+ assortie d'une perspective négative	A-2
Edison	Moody's	Baa3 assortie d'une perspective stable	n. a.

n. a. = non applicable.

5.1.6.1.3 Gestion du risque de change

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres et les résultats.

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devise : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué, dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon la devise, entre 41 % et 73 % (hors BRL et CNY). Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devise : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le Cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Énergies Nouvelles) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2015 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2015, PAR DEVISE AVANT ET APRÈS COUVERTURE

31 décembre 2015 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture (1)	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	31 731	16 731	48 462	76 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	19 137	(17 250)	1 887	3 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	11 677	382	12 059	19 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 638	137	1 775	3 %
TOTAL DES EMPRUNTS	**64 183**	**–**	**64 183**	**100 %**

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2015.

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

31 décembre 2015 *(en millions d'euros)*	**Dette après instruments de couverture convertie en euros**	**Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change**	**Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change**
Emprunts libellés en euros (EUR)	48 462	–	48 462
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	1 887	188	2 075
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	12 059	1 206	13 265
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 775	176	1 951
TOTAL DES EMPRUNTS	**64 183**	**1 570**	**65 753**

Du fait de la politique de couverture du risque de change sur les dettes mise en place au sein du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe.

POSITION DES ACTIFS NETS

31 décembre 2015 [(1)] *(en millions de devises)*	**Actifs nets**	**Emprunts obligataires**	**Dérivés**	**Actifs nets après gestion**
USD	5 268	3 200	(848)	2 916
CHF (Suisse)	681	600	(100)	181
HUF (Hongrie)	105 289	–	43 000	62 289
PLN (Pologne)	2 892	–	2 085	807
GBP (Royaume-Uni)	14 994	5 435	2 158	7 401
BRL (Brésil)	1 065	–	–	1 065
CNY (Chine)	9 770	–	–	9 770

(1) Actifs nets : vision au 31 décembre 2015 intégrant des ajustements significatifs intervenus au dernier trimestre ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2015. Les situations nettes listées excluent certaines expositions non significatives.

Les actifs indiqués ci-dessus sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des actifs financiers disponibles à la vente comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

Le tableau ci-après présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur les actifs nets en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2015. Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

SENSIBILITÉ DES ACTIFS NETS AU RISQUE DE CHANGE

	Au 31 décembre 2015 [(1)]			**Au 31 décembre 2014**		
(en millions de devises)	**Actifs nets après gestion en devise**	**Actifs nets après gestion convertis en euros**	**Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change**	**Actifs nets après gestion en devise**	**Actifs nets après gestion convertis en euros**	**Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change**
USD	2 916	2 678	268	2 241	1 845	185
CHF (Suisse)	181	167	17	420	349	35
HUF (Hongrie)	62 289	197	20	7 480	24	2
PLN (Pologne)	807	189	19	1 967	460	46
GBP (Royaume-Uni)	7 401	10 084	1 008	6 390	8 204	820
BRL (Brésil)	1 065	247	25	833	259	3
CNY (Chine)	9 770	1 384	138	8 007	1 063	106

(1) Actifs nets : vision au 30 septembre 2015.

Le risque de change sur les actifs financiers disponibles à la vente (titres AFS) est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Le risque de change associé aux placements de trésorerie en devises et aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2015.

5.1.6.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition de l'endettement financier net du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution des charges financières nettes correspondant aux actifs et passifs financiers à taux variable et un risque d'évolution de la valeur des actifs financiers placés à taux fixe. Ces risques sont gérés par le pilotage de la part de l'endettement financier net à taux variables, défini à partir du couple rendement/risque sur les charges financières nettes prenant en compte les anticipations d'évolution de taux d'intérêt.

Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée, le Groupe pouvant être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture, et la répartition de l'exposition entre taux fixes et taux variables fait l'objet d'un suivi.

Au 31 décembre 2015, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 54,09 % à taux fixe et 45,91 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 296 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2015 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,92 % fin 2015.

Le tableau ci-après présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 31 décembre 2015. L'impact de la variation des taux d'intérêt est en augmentation de 73 millions d'euros par rapport à 2014.

STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

31 décembre 2015 *(en millions d'euros)*	**Structure initiale de la dette**	**Incidences des instruments de couverture**	**Structure de la dette après couverture**	**Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt**
À taux fixe	56 840	(22 261)	34 579	–
À taux variable	7 343	22 261	29 604	296
TOTAL DES EMPRUNTS	**64 183**	**–**	**64 183**	**296**

L'évolution des taux sur la dette à taux fixe n'a pas d'impact comptable.

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les obligations et titres de créances négociables (TCN) à taux variable détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX DES TITRES À TAUX VARIABLE

31 décembre 2015 *(en millions d'euros)*	**Valeur**	**Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt**	**Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt**
TITRES À TAUX VARIABLE	**1 824**	**(18)**	**1 806**

5.1.6.1.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée dans la section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Couverture des engagements sociaux d'EDF SA, d'EDF Energy et de British Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs, et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 29,5 % en actions fin 2015, soit un montant actions de 3,1 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2015, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) sont investis à hauteur de 36,2 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 438 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2015, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 33,9 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 1 707 millions de livres sterling.

Fonds CENG

CENG est exposé au risque actions dans le cadre de la gestion de ses fonds destinés à couvrir son démantèlement nucléaire et ses engagements sociaux.

Gestion de trésorerie long terme d'EDF

Dans le cadre de sa gestion de trésorerie long terme, EDF a maintenu sa stratégie d'allègement des placements corrélés actions, ce qui conduit au 31 décembre 2015 à une position non significative très inférieure à 1 million d'euros.

Titres de participation directe

Au 31 décembre 2015, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 46,5 millions d'euros. La volatilité est estimée à 36,0 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

5.1.6.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés ; elles figurent en note 47 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2015.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires, Comité d'audit).

Le **Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)** est un comité spécialisé, créé par le Conseil d'administration d'EDF en 2007.

Le **Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN)** a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif/passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise choisies pour leurs compétences et leur diversité d'expérience, en particulier dans les domaines de la gestion actif/passif, la recherche économique et financière et la gestion d'actifs.

Principes de gouvernance et de gestion

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés, le processus de décision et de contrôle pour leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF. Ces principes précisent également les règles de structuration du portefeuille d'actifs, de sélection des gestionnaires financiers, de structuration juridique, comptable et fiscale des fonds.

L'allocation stratégique est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est validée par le Conseil d'administration d'EDF et revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. Depuis 2013, cette allocation cible se compose d'un portefeuille financier et, pour environ un quart, d'actifs non cotés. Les actifs non cotés sont gérés par EDF Invest (créé en juillet 2013 suite au décret du 24 juillet 2013) et sont constitués d'infrastructures, d'immobilier et de fonds d'investissement.

Le portefeuille financier comporte à titre principal deux sous-portefeuilles « actions » et « taux », eux-mêmes décomposés en « classes d'actifs secondaires » ou « poches » correspondant à des marchés spécifiques. L'allocation stratégique du portefeuille financier est de 49 % d'actions internationales et 51 % d'obligations. Un indice de référence est fixé pour le suivi de la performance et le contrôle du risque du portefeuille financier : MSCI World AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents pour le sous-portefeuille actions ; composite 60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate pour le sous-portefeuille taux.

Par ailleurs, un troisième sous-portefeuille « trésorerie » sert à sécuriser le paiement des prochains décaissements liés à l'objet du passif couvert et peut être renforcé de manière tactique notamment par prudence en cas de crise sur les marchés.

Enfin, la créance CSPE a été affectée aux actifs dédiés le 13 février 2013.

La gestion tactique du portefeuille financier est assurée autour de plusieurs axes :

- le pilotage de l'exposition entre les sous-portefeuilles « actions » et « obligations » ;
- au sein de chaque sous-portefeuille, la répartition par « classe d'actifs secondaires » ;
- le choix des OPCVM qui intègre le souci de diversification :
  - par style (valeurs de croissance, valeurs décotées, valeurs de rendement),
  - par taille de capitalisation (grandes valeurs, moyennes et petites valeurs),
  - par processus d'investissement (approche macroéconomique et sectorielle, sélection de valeurs en « quantitatif », etc.),
  - par support d'investissement à des fins de respect de ratio d'emprise ;
- pour les obligations, un choix de titres détenus en direct, de mandats et d'OPCVM intégrant le souci de diversification :
  - par type d'émission (taux fixes, taux indexés),
  - par nature d'instruments (emprunts d'État ou supranationaux, obligations foncières et *covered bonds,* obligations d'entreprises),
  - par émetteur et par maturité.

La politique de répartition du portefeuille financier élaborée par le Comité de gestion opérationnelle [1] repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques, sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés ainsi que sur les analyses de risques produites par le département CRFI.

Évolution réglementaire

Le décret du 24 mars 2015 contient deux nouvelles dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture, nette des dotations complémentaires éventuelles aux provisions, doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

Évolution du portefeuille sur l'année 2015

En 2015, EDF Invest a notamment finalisé, aux côtés de deux investisseurs de long terme, l'acquisition d'une participation minoritaire dans Madrileña Red de Gas (MRG), opérateur régulé du réseau de distribution de gaz de la région de Madrid.

Par ailleurs, EDF Invest a acquis auprès du groupe Total, dans le cadre d'un consortium à parité avec Ardian, une participation de plus de 50 % dans Géosel, société de stockage d'hydrocarbures basée à Manosque.

Ces deux participations (voir sections 5.1.3.4.1.4 « EDF Invest finalise l'acquisition de Madrileña Red de Gas » et 5.1.3.4.1.5 « Ardian et EDF Invest signent un accord définitif pour l'acquisition d'une participation majoritaire dans Géosel auprès de Total ») ont été affectées à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest, aux côtés de RTE, TIGF et Porterbrook.

Au cours de l'année, EDF Invest a également poursuivi la constitution de son portefeuille en immobilier et en fonds d'investissement.

Le fonds d'investissement immobilier non exclusif créé fin 2014 à l'initiative d'EDF Invest et Amundi a notamment réalisé un deuxième investissement immobilier en Allemagne courant 2015.

EDF Invest a également signé en septembre 2015 auprès de Nexity l'acquisition en VEFA (Vente en État Futur d'Achèvement) du campus tertiaire *Smart Side*, qui sera implanté en bordure de périphérique, à cheval sur les communes de Saint-Ouen et de Clichy, et bénéficiera d'une adresse parisienne (17e arrondissement).

1. *Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.*

L'évolution du portefeuille financier est décrite dans la section suivante, au paragraphe « Performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF ».

Concernant la créance CSPE, cette créance financière (qui porte intérêt à 1,72 %) sera remboursée selon un échéancier révisé s'étalant jusqu'à fin 2020, qui doit faire l'objet d'un arrêté conformément à un courrier ministériel du 26 janvier 2016. Dans ce courrier, l'État a également reconnu la créance résultant du déficit supplémentaire de compensation de début 2013 à fin 2015, estimée à 644 millions d'euros à cette date et intégrée dans l'échéancier révisé de remboursement, et a autorisé son affectation aux actifs dédiés.

La **dotation** au titre de l'année s'établit à 38 millions d'euros, résultant de l'affectation au second semestre de titres déjà détenus par EDF SA (pas de dotation en 2014). Les dotations aux provisions devant être compensées par des dotations aux actifs dédiés conformément au décret du 24 mars 2015 s'établissant au total à 1 010 millions d'euros sur l'année 2015, les dotations aux actifs dédiés restant à effectuer au 31 décembre 2015 s'élèvent ainsi à 972 millions d'euros et devront être effectuées dans un délai maximum de trois ans à compter de cette date.

Les **décaissements** liés aux dépenses de démantèlement engagées en 2015 ont été financés sur le portefeuille des actifs dédiés à hauteur de 378 millions d'euros, contre 403 millions d'euros en 2014.

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

COMPOSITION ANALYTIQUE DU PORTEFEUILLE

	31/12/2015	31/12/2014
Sous-portefeuille actions	31,1 %	32,9 %
Sous-portefeuille obligataire	28,5 %	27,9 %
Sous-portefeuille trésorerie	1,2 %	2,8 %
CSPE après couverture	22,3 %	22,3 %
Actifs non cotés (EDF Invest)	16,9 %	14,2 %
TOTAL	**100 %**	**100 %**

Au 31 décembre 2015, la valeur globale du portefeuille s'élève à 23 480 millions d'euros, contre 23 033 millions d'euros à fin décembre 2014.

La composition du portefeuille financier est également présentée en note 47 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2015.

COMPOSITION SELON LA CLASSIFICATION DE L'ARTICLE 4 DU DÉCRET N° 2007-243 DU 23 FÉVRIER 2007

	31 décembre 2015		31 décembre 2014	
Catégories *(en millions d'euros)*	**Valeur nette comptable**	**Valeur de réalisation**	**Valeur nette comptable**	**Valeur de réalisation**
Obligations États OCDE et assimilées	3 486	3 784	3 332	3 627
Obligations personnes morales OCDE hors États	595	630	901	968
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	2 701	2 840	2 300	2 483
Actions négociées sur un marché reconnu	–	–	–	–
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	5 643	7 019	5 891	7 578
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir	7	7	(23)	(23)
TOTAL PORTEFEUILLE PRODUITS FINANCIERS	**12 432**	**14 280**	**12 401**	**14 633**
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)	2 015	2 580	2 015	2 555
Autres titres non cotés et immobilier	1 249	1 395	604	709
TOTAL EDF INVEST	**3 264**	**3 975**	**2 619**	**3 264**
CSPE après couverture	5 225	5 225	5 136	5 136
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**20 921**	**23 480**	**20 156**	**23 033**

PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Le tableau ci-dessous présente la performance par portefeuille au 31 décembre 2015 et 31 décembre 2014 :

(en millions d'euros)	31/12/2015 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2015		31/12/2014 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2014	
		Portefeuille	Indice de référence (1)		Portefeuille	Indice de référence (1)
Sous-portefeuille actions	7 304	6,1 %	4,9 %	7 574	11,8 %	14,1 %
Sous-portefeuille taux	6 694	1,3 %	0,8 %	6 419	9,9 %	11,2 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER	**13 998**	**3,5 %**	**3,0 %**	**13 993**	**10,7 %**	**12,6 %**
Sous-portefeuille trésorerie	282	0,4 %	- 0,1 %	640	0,7 %	0,1 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER ET TRÉSORERIE	**14 280**	**3,5 %**	**3,0 %**	**14 633**	**10,3 %**	**12,6 %**
CSPE après couverture	5 225	1,7 %	–	5 136	1,7 %	–
EDF INVEST (2)	**3 975**	**5,3 %**	**–**	**3 264**	**8,4 %**	**–**
dont titres RTE affectés	*2 580*	*4,6 %*	–	*2 555*	*4,4 %*	–
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**23 480**	**3,5 %**	**–**	**23 033**	**7,9 %**	**–**

(1) Indice de référence : MSCI World AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents pour le sous-portefeuille actions, composite 60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, et pour le portefeuille financier 49 % indice actions et 51 % indice taux.

(2) Performance sur les actifs détenus en début d'année. Les titres RTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (à hauteur de leur quote-part affectée au portefeuille d'actifs dédiés), c'est-à-dire sans réévaluation à leur juste valeur. En limitant la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés devant être supérieure ou égale aux provisions nucléaires de long terme, cette valeur de réalisation réglementaire est ramenée à 3 887 millions d'euros s'agissant des actifs EDF Invest et à 23 392 millions d'euros s'agissant du total des actifs dédiés.

Trois événements principaux ont retenu l'attention en 2015 : la poursuite de la baisse des prix du pétrole avec une accélération en fin d'année, la dichotomie entre croissance dans les pays développés et dans les pays émergents, enfin les évolutions divergentes entre les politiques monétaires des principaux pays.

Après un rebond de près de 30 % au premier semestre, le pétrole a repris sa baisse vertigineuse avec une division par deux des prix du baril. Les impacts sont majeurs pour les pays émergents producteurs de matières premières, l'impact positif sur les consommateurs restant plus diffus. Cette évolution de l'or noir participe indéniablement à la divergence économique entre pays développés, avec des chiffres de croissance satisfaisants y compris en Europe et dans les pays émergents. La situation est particulièrement inquiétante au Brésil et en Russie. Mais ce sont le ralentissement chinois et la décision de la Banque populaire de Chine d'assouplir le lien entre yuan et dollar qui auront été les principales causes de la violente correction boursière de l'été. La poursuite de la baisse du pétrole et les inquiétudes sur la politique chinoise ont à nouveau pesé sur les marchés en fin d'année. De plus, la première hausse des taux de la Réserve fédérale depuis plus de 10 ans a ajouté au climat d'incertitude et de fébrilité. La poursuite de l'assouplissement monétaire de la BCE ne suffit pas, dans l'esprit des investisseurs, à compenser ces points de vigilance. L'environnement géopolitique est également source de volatilité – attentats en France, intervention internationale mal coordonnée au Moyen-Orient, rivalité Iran-Arabie Saoudite…

Dans la zone euro, après une phase de crise aiguë en Grèce au cours de l'été, les tensions semblent retomber. Les actions de la BCE et son *Quantitative Easing* en particulier ont grandement aidé à la stabilisation des *spreads* périphériques sur des niveaux faibles. La fragilité politique dans la péninsule ibérique est néanmoins un point d'attention du marché.

Ces événements ont conduit à une dépréciation voulue mais modérée de l'euro contre le dollar.

Dans ce contexte, et après une année relativement volatile, les marchés boursiers ont été en progression sur l'année. Les marchés actions mondiaux (indice MSCI World AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents) ont été en hausse de 4,9 %. L'indice obligataire européen (60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate) a progressé quant à lui de 0,8 %. Cette progression est proche du coupon servi par les obligations, les taux ayant globalement peu évolué au final. Après une forte baisse en début d'année et un rebond violent au deuxième trimestre, les taux se sont en effet stabilisés sur la deuxième partie de l'année sur des niveaux proches de leur niveau initial.

Dans ce contexte, la performance du portefeuille financier est positive à +3,5 %. Cette performance est à comparer à celle du *benchmark* composite qui affiche une progression de +3,0 %. L'absence de visibilité à partir de l'été a conduit à rester proche de la neutralité sur l'allocation actions/taux, sur la deuxième partie de l'année. En revanche, les allocations géographiques favorisant l'Europe et le Japon au détriment de l'Amérique du Nord et surtout des pays émergents ont été maintenues. L'écart de +50 bp s'explique principalement par la bonne performance de la gestion active en Europe et en Amérique du Nord, et par les expositions de change : surpondération sur le franc suisse et la livre sterling en début d'année, sur le yen en fin d'année. Du côté obligataire, la gestion de la sensibilité a été profitable ainsi que la gestion crédit.

En 2015, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de +516 millions d'euros, dont +309 millions d'euros sur le portefeuille financier et la trésorerie (+506 millions d'euros avant impôt), +53 millions d'euros pour la CSPE après couverture (+86 millions d'euros avant impôt) et +153 millions d'euros pour EDF Invest (dont +113 millions d'euros pour les titres RTE affectés).

Exposition des actifs dédiés aux risques

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

La valeur de marché du sous-portefeuille actions des actifs dédiés d'EDF à fin décembre 2015 s'élève à 7 304 millions d'euros. La volatilité du sous-portefeuille actions des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence. Cette volatilité s'établissait à fin décembre 2015 à 15,5 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 12,4 % à fin 2014. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 132 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

À fin décembre 2015, la sensibilité du sous-portefeuille taux (6 694 millions d'euros) s'établissait à 5,52, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 369 millions d'euros, qui serait constatée dans les capitaux

propres du Groupe. La sensibilité était de 5,38 à fin décembre 2014. La sensibilité du sous-portefeuille taux, en hausse par rapport à celle observée fin 2014, reste inférieure à celle de l'indice de référence (6,19).

5.1.6.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le groupe EDF sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas ses obligations contractuelles.

Le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique, réactualisée en septembre 2014, décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie (notamment définition de limites et indicateurs Groupe). La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation mensuelle des expositions du Groupe, avec une actualisation mensuelle pour des activités de marchés financiers et énergies et trimestrielle pour les autres activités. Le Département CRFI réalise un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières avec certaines contreparties).

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin septembre 2015, les expositions du Groupe sont à 86 % sur des contreparties de classe *investment grade* notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs, les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués :

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Sans notation	Total
au 31/03/2015	2 %	20 %	41 %	22 %	4 %	1 %	0 %	10 %	100 %
au 30/09/2015	2 %	19 %	37 %	21 %	11 %	1 %	0 %	9 %	100 %

La répartition des expositions au risque de contrepartie par nature d'activité est la suivante :

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et *trading* d'énergies	Total
au 31/03/2015	6 %	1 %	8 %	74 %	11 %	100 %
au 30/09/2015	11 %	1 %	8 %	70 %	10 %	100 %

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées sur EDF Trading. Chaque contrepartie de cette filiale se voit attribuer une limite en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash* collatéral et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

En ce qui concerne les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF, un cadre de travail élaboré par le Département Contrôle des Risques Financiers et Investissements spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées. La consommation des limites peut être consultée en temps réel et fait l'objet d'une vérification quotidienne systématique. La pertinence des limites est réexaminée avec réactivité en cas d'alerte ou d'évolution défavorable affectant une contrepartie.

Dans un contexte financier toujours instable en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie vis-à-vis des pays périphériques. Hors actifs dédiés, les achats de dette souveraine sont limités pour l'Italie et l'Espagne (pas d'exposition Portugal, Grèce, Chypre…) à des échéances maximales de trois ans. Seules les contreparties bancaires de catégorie *investment grade* sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

5.1.6.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

5.1.6.2.1 Cadre de la gestion et du contrôle des risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique de risques marchés énergies portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de *management* des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies) et *trading* pour EDF Trading ;
- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du *trader* et des différents niveaux de contrôle des activités ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

Concernant Dalkia, EDF Énergies Nouvelles et Edison, le déploiement des principes de la politique de risques du Groupe relative aux marchés énergies se poursuit. Ces entités sont gérées par un cadre de gestion des risques approuvé par le Comité exécutif du Groupe (Comex) et par leurs Conseils d'administration respectifs.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion de risque est revu dans leurs instances de gouvernance.

5.1.6.2.2 Organisation du contrôle

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;

- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment des stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comex de caractériser et suivre annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement trois ans).

Compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production, de commercialisation et de *trading*, ce dispositif repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la Direction du Groupe.

L'exposition consolidée des risques marchés énergies des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée trimestriellement au Comex. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

5.1.6.2.3 Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une clarification des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et, d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui minimise l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 41 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2015. Ils restent néanmoins exposés à un risque non couvrable sur les marchés compte tenu de différents facteurs tels que l'insuffisance de liquidité ou de profondeur des marchés, l'incertitude sur les volumes…

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe et qui intervient sur les marchés soit pour le compte d'autres entités du Groupe soit pour son activité de *trading* pour compte propre adossée aux actifs industriels du Groupe. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de *trading*.

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures, forwards, swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le *management* de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*value at risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés [1]. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de *trading* en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge *trading* atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de cette limite, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées, qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2015, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré, d'une part, avec une limite de VaR de 36 millions d'euros sur un jour et avec un intervalle de confiance de 97,5 % et, d'autre part, avec une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros [2]. Dans l'année 2015, les limites de VaR et de *stop-loss* n'ont pas été dépassées, et EDF Trading a géré ses risques à tout moment dans les limites du mandat confié par EDF. Depuis leur instauration, les *stop-loss* n'ont par ailleurs jamais été activés.

Concernant Edison, d'un point de vue opérationnel, l'exposition nette [3] est calculée, d'une part, sur l'ensemble de son portefeuille d'actifs et de contrats (portefeuille industriel) et, d'autre part, sur ceux relatifs à l'activité de *trading* pour compte propre (portefeuille de *trading*). Le niveau de capital économique engagé sur les marchés, exprimé en *Profit at Risk* (PaR [4]) est ensuite déterminé à partir de cette exposition nette.

Pour une analyse des couvertures de juste valeur liées aux matières premières du Groupe, voir note 41.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2015. Pour le détail des contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 42.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2015.

5.1.6.3 Gestion des risques assurables

Le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dont bénéficient EDF SA et ses filiales contrôlées au fur et à mesure de leur intégration. Les programmes mis en place comportent des garanties, exclusions, franchises et plafonds de couvertures adaptés à chaque métier et aux spécificités de ces filiales.

Les principaux programmes d'assurances couvrent :

- **les dommages aux biens conventionnels Groupe :** EDF est membre de la mutuelle internationale d'énergéticiens OIL [5]. Les garanties offertes par cette mutuelle sont complétées par la filiale (captive d'assurance) d'EDF, Wagram Insurance Company Ltd. [6], des assureurs et des réassureurs ;
- **les dommages aux installations nucléaires du groupe EDF :** en complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL, les dommages matériels (y compris suite à un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et les installations nucléaires d'EDF Energy au Royaume-Uni, ainsi que les frais de décontamination nucléaire, sont couverts par un programme d'assurance Groupe faisant appel notamment, au *pool* atomique français (Assuratome), au *pool* atomique britannique *Nuclear Risk Insurers* (NRI), à l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI) et à l'assureur Northcourt.

  Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG aux États-Unis, EDF Inc. est membre de NEIL [7] ;
- **les dommages aux marchandises transportées ;**
- **la responsabilité civile de l'exploitant nucléaire :** les polices d'assurance souscrites aujourd'hui par EDF sont conformes à la loi française n° 68-943 du 31 octobre 1968, modifiée par la loi n° 90-488 du 16 juin 1990, qui a traduit les obligations résultant de la convention de Paris en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires. En vue de garantir la disponibilité des fonds requis du fait de ces obligations, EDF

1. *EDF Trading évalue la VaR par une méthode dite « de Monte Carlo » qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marchés observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite de VaR s'applique au portefeuille global d'EDF Trading.*
2. *Cinq fois la VaR, soit 180 millions d'euros.*
3. *L'exposition nette est l'exposition résiduelle après avoir utilisé les possibilités de couvertures naturelles fournies par l'intégration verticale et horizontale des différentes filières.*
4. *Le* Profit at Risk *(PaR) est une mesure statistique de la variation négative potentielle de la marge budgétée pour un horizon donné, liée à un mouvement défavorable des prix de marchés et selon un certain intervalle de confiance.*
5. Oil Insurance Limited.
6. *Société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF.*
7. Nuclear Electric Insurance Limited.

a opté pour la conclusion de polices d'assurance, qui ont été souscrites auprès de la compagnie d'assurances AGCS (ex Allianz) et de la mutuelle européenne *European Liability Insurance for the Nuclear Industry* (ELINI).

Pour les accidents sur site, le montant total couvert est de 91,5 millions d'euros par accident nucléaire, cette limite pouvant jouer au maximum deux fois par site sur une période de trois ans. Conformément à la réglementation, ces contrats ne prévoient aucune franchise. La société Océane Re, société de réassurance du Groupe, participe à ce risque via les contrats de réassurance qu'elle émet au profit des assureurs susvisés.

Le montant de 91,5 millions d'euros sera porté à 700 millions d'euros à compter du 18 février 2016, conformément aux dispositions de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 sur la transition énergétique pour la croissance verte, qui augmente les plafonds d'indemnisation en cas d'accident nucléaire (à 700 millions d'euros pour les installations, 70 millions d'euros pour les installations à risque réduit et 80 millions d'euros pour le transport), sans extension du champ des responsabilités.

En conséquence, EDF a lancé un appel d'offres en août 2015 en vue de l'obtention des garanties appropriées et de la gestion de sinistres associée.

Au Royaume-Uni, où EDF Energy exploite des centrales nucléaires, le régime de la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est comparable au régime français, et EDF Energy est assurée à hauteur de 140 millions de livres sterling, montant qui constitue la limite actuelle de la responsabilité civile des exploitants nucléaires au Royaume-Uni. Depuis le 1er janvier 2014, cette assurance est fournie par la mutuelle européenne ELINI et par Wagram Insurance Company Ltd. La société Océane Re participe à ce risque par le contrat de réassurance qu'elle émet au profit de Wagram Insurance Company Ltd.

Par ailleurs, aux États-Unis, c'est le régime spécifique du *Price-Anderson Act* qui s'appliquerait en cas d'accident nucléaire important (supérieur à 300 millions de dollars américains) ;

- **la responsabilité civile générale :** ce programme couvre les conséquences pécuniaires subies par des tiers du fait des risques (hors nucléaire) inhérents aux métiers du groupe EDF ;
- **la responsabilité civile des mandataires sociaux :** le programme d'assurances souscrit par EDF couvre les frais de défense et autres conséquences pécuniaires des réclamations de tiers à l'encontre des dirigeants et mandataires sociaux du Groupe mis en cause individuellement ou solidairement, imputables à une faute réelle ou alléguée commise dans le cadre de leurs fonctions ;
- **les risques construction :** EDF met en place dans ce domaine des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices tous risques chantier/tous risques montage). Ces polices ne font pas partie d'un programme de Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tels que l'EPR à Flamanville, la construction de centrales à cycle combiné, de barrages, de turbines à combustion, etc. Ces couvertures ont été comptabilisées en investissement dans les comptes d'EDF SA ;
- **exploration et production :** Edison disposait d'une police spécifique pour couvrir ses 2,2 milliards d'euros d'actifs, tant en dommages aux biens qu'en responsabilité civile, pour des actifs *onshore* et *offshore*. Une utilisation optimisée de l'appartenance d'EDF à OIL a permis à Edison, à partir du 1er janvier 2013, de construire un nouveau programme spécifique « Exploration & production » ;
- **le réseau aérien de distribution d'ERDF :** le 11 août 2011, ERDF a conclu avec Natixis - Swiss Re un contrat allant jusqu'au 5 mai 2016 dont l'objet est la couverture du réseau aérien de distribution d'ERDF contre les conséquences d'événements exceptionnels de type tempête. Avec une capacité de 150 millions d'euros, ce contrat de type *cat-bond* déclenchait, en cas de sinistre, une indemnisation reposant sur un indice paramétrique fonction de la vitesse du vent.

  Cette couverture a été résiliée par anticipation le 15 septembre 2015, conformément aux conditions relatives à la probabilité de déclenchement des indemnités à ERDF stipulées dans le contrat d'émission des Obligations Catastrophes PYLON II Capital Ltd.

  Dans ce contexte, le 16 septembre 2015, ERDF a lancé un appel d'offres européen pour choisir la société d'arrangement, de structuration et de placement pour mettre en place une nouvelle couverture contre le péril tempête via une assurance paramétrique pour une période de cinq hivers.

  En attendant le renouvellement de cette couverture, ERDF a signé le 25 septembre 2015 une « couverture bridge » équivalente à PYLON II pour la période du 25 septembre 2015 au 30 avril 2016 permettant ainsi de couvrir le réseau contre le risque de tempêtes de forte intensité durant cette période.

  La couverture sous-jacente à PYLON II, d'une capacité de 40 millions d'euros, signée le 16 novembre 2011, a pris fin le 27 décembre 2015. En attendant le renouvellement de la couverture tempête, ERDF a signé le 14 décembre 2015 une « couverture bridge » équivalente à la sous-jacente de PYLON II pour la période du 28 décembre 2015 au 30 avril 2016 permettant ainsi de renforcer la couverture du réseau contre le risque de tempêtes durant cette période.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève à 154,3 millions d'euros en 2015, hors assurances de personnes, et 17,5 millions d'euros au titre de la couverture des réseaux aériens d'ERDF.

5.1.7 INFORMATIONS AU TITRE DE L'ARTICLE L. 441-6-1 DU CODE DE COMMERCE

Depuis le 1er décembre 2008, EDF applique les dispositions de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 (dite « loi de modernisation de l'économie ») en réglant ses fournisseurs à 60 jours date d'émission de la facture.

Les dettes fournisseurs hors factures non parvenues de la Société s'élèvent au 31 décembre 2015 à 2 560 millions d'euros et au 31 décembre 2014 à 2 540 millions d'euros et se répartissent ainsi :

	31 décembre 2015		31 décembre 2014	
	(en millions d'euros)	*(en %)*	*(en millions d'euros)*	*(en %)*
Dettes fournisseurs échues	6	0,2	23	0,9
Fournisseurs à payer ayant une échéance inférieure ou égale à 60 jours	2 554	99,8	2 497	98,3
Fournisseurs à payer ayant une échéance supérieure à 60 jours	–	–	20 (1)	0,8

(1) Les dettes fournisseurs ayant une échéance supérieure à 60 jours sont liées, pour l'essentiel, à des contrats relatifs aux activités nucléaires négociés avant le 1er janvier 2009 et dont la renégociation ne prendra effet qu'à partir de 2015.

5.2 Événements postérieurs à la clôture

Ce chapitre présente les événements significatifs intervenus entre le 15 février 2016, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration, et la date de dépôt du présent document de référence (voir note 50 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015).

EPR DE FLAMANVILLE : 1ER JALON ATTEINT AVEC LA FINALISATION DES MONTAGES MÉCANIQUES DU CIRCUIT PRIMAIRE

Le 24 mars 2016, le groupe EDF a annoncé que les opérations de montages mécaniques du circuit primaire principal [1] du réacteur EPR de Flamanville étaient terminées et avaient permis l'installation et l'assemblage des gros composants (les quatre générateurs de vapeur, la cuve, le pressuriseur et les pompes primaires).

Cette étape marque l'atteinte du premier jalon-clé fixé par le Groupe EDF au 1er trimestre 2016, conformément au calendrier mis à jour à l'été 2015.

Les contrôles qualité effectués ont permis d'établir que l'ensemble des opérations de montage répond aux exigences attendues. Sur les 32 soudures réalisées sur le circuit primaire, une seule doit faire l'objet d'une procédure de reprise pour garantir sa conformité.

Après l'achèvement du génie civil principal intervenu en fin d'année 2015 et la finalisation des opérations de montage du circuit primaire, le chantier de construction de l'EPR de Flamanville continue sa progression à un rythme soutenu vers le 2e jalon avec l'accélération des montages électromécaniques et le lancement des phases d'essais élémentaires (système par système). Ceux-ci s'intensifieront au second semestre, en lien avec les fournisseurs et les équipes qui seront en charge de l'exploitation du réacteur, afin de préparer les essais d'ensemble qui interviendront en 2017.

ACCIDENT DE MANUTENTION À LA CENTRALE DE PALUEL

Jeudi 31 mars 2016, un accident de manutention s'est produit dans le bâtiment réacteur de l'unité n° 2, à l'arrêt depuis mai 2015 et dont la cuve est déchargée totalement de son combustible.

Lors d'une opération de manutention d'un générateur de vapeur usé, réalisée dans le cadre de son remplacement, celui-ci a basculé de sa hauteur pour s'immobiliser au sol.

Les premiers éléments de contrôles, réalisés par une équipe technique d'EDF, permettent d'établir que le générateur de vapeur est positionné en partie sur le béton du bâtiment réacteur, et en partie sur les plateaux de protection de la piscine du bâtiment réacteur, qui ont pour certains été endommagés.

L'événement n'a eu d'impact ni sur la santé des intervenants, ni sur la sûreté des installations, ni sur l'environnement.

L'Autorité de Sûreté Nucléaire a été informée de l'événement et s'est rendue sur le site. Les expertises nécessaires pour connaître les causes de l'événement sont en cours et un programme d'inspections a été engagé pour évaluer les travaux à mener et définir les modalités de reprise des opérations de manutention du générateur de vapeur.

Le réacteur devrait rester à l'arrêt plusieurs mois.

EPR DE FLAMANVILLE : ÉTAT D'AVANCEMENT DU PROGRAMME D'ESSAIS DE LA CUVE

Le 13 avril 2016, AREVA, en lien avec EDF, a proposé à l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) d'apporter des adaptations au programme d'essais portant sur le couvercle et le fond de la cuve du réacteur EPR de Flamanville 3, tel que décidé en fin d'année 2015.

Les premières analyses effectuées sur deux pièces analogues à celles de Flamanville 3 ont montré, sur l'une d'entre elles, une extension du phénomène de ségrégation carbone au-delà de la mi-épaisseur.

Comme prévu dans la démarche initiale validée par l'ASN, les prélèvements de matière et les essais associés seront étendus aux ¾ de l'épaisseur de la pièce concernée.

Ces premières analyses ont également permis de mieux caractériser la variabilité des principaux paramètres de fabrication entre les différentes pièces. AREVA et EDF ont donc proposé d'étendre le programme d'essais à une troisième pièce pour renforcer la robustesse de la démonstration.

Ces adaptations du programme d'essais conduisent à doubler le nombre d'éprouvettes qui seront analysées. Au total, 1 200 échantillons de matière seront prélevés, permettant de conforter le caractère représentatif des 3 pièces de forge testées, à la fois pour la teneur en carbone et les propriétés mécaniques requises.

L'ASN a donné son accord pour intégrer cette pièce supplémentaire au programme d'essais qui se poursuivra jusqu'à la fin de l'année 2016, date à laquelle le rapport définitif lui sera remis.

EDF et AREVA réaffirment leur confiance en leur capacité à démontrer la qualité et la sûreté de la cuve pour le démarrage du réacteur de Flamanville 3 fixé au quatrième trimestre 2018. Sur le chantier, les activités de montage et d'essais se poursuivent conformément au planning annoncé.

EDF, LE CEA ET AREVA FONDENT LA PLATEFORME FRANCE NUCLÉAIRE

Le 31 mars 2016, EDF, le CEA et AREVA ont décidé de fonder ensemble la Plateforme France Nucléaire (PFN), une instance tripartite d'échanges sur les principaux sujets transverses de la filière en France et à l'international, afin d'élaborer des positions cohérentes face aux grands enjeux de la filière nucléaire française et de préparer les décisions appropriées.

Cette instance réunira six principaux responsables des trois entités, dont l'Administrateur Général du CEA et les Présidents d'EDF et d'AREVA, une fois par trimestre. Sa présidence sera tournante, le mandat du Président durant un an. Le premier mandat sera confié au Président d'AREVA.

La PFN visera à améliorer l'efficacité collective des trois entités, notamment pour élaborer une vision partagée des enjeux du secteur sur le moyen et le long termes, ce qui contribuera à la préparation et la mise en œuvre des décisions prises par le Conseil de Politique Nucléaire autour du Président de la République.

La PFN se fixe d'ici à la fin 2016 un agenda de travail visant à couvrir les thèmes aujourd'hui prioritaires : les perspectives du secteur nucléaire français en cohérence avec la mise en œuvre de la loi de Transition Énergétique, la stratégie internationale de la filière en collaboration avec le Ministère des Affaires étrangères et du développement international et les autres ministères concernés, la revue des options technologiques du réacteur EPR Nouveau Modèle (EPR NM), le renforcement du lien avec les PME du

1. *Le circuit primaire est un circuit fermé, contenant de l'eau sous pression. Cette eau s'échauffe dans la cuve du réacteur au contact des éléments combustibles. Dans les générateurs de vapeur, elle cède la chaleur acquise à l'eau du circuit secondaire pour produire la vapeur destinée à entraîner le groupe turboalternateur.*

secteur en lien avec les travaux du Comité Stratégique de Filière Nucléaire ainsi que la coordination des positions sur les évolutions réglementaires en particulier dans le domaine des objectifs et exigences de sûreté. La PFN travaillera également au futur du cycle fermé en France et à l'international, à l'optimisation du projet de stockage profond de déchets CIGEO et au développement des technologies du démantèlement, mais également au programme de R&D sur la quatrième génération.

EDF, le CEA et AREVA devaient se doter d'un organe de concertation pour faire face aux changements profonds du secteur nucléaire, par ailleurs hautement compétitif. La création de la PFN apportera une contribution majeure à la filière nucléaire française.

EDF ET STUDSVIK SIGNENT UN ACCORD SUR LES ACTIVITÉS DE DÉCONSTRUCTION DE CENTRALES NUCLÉAIRES ET DE GESTION DES DÉCHETS RADIOACTIFS

EDF et l'entreprise suédoise Studsvik ont signé le 20 avril 2016 un accord relatif aux activités de déconstruction de centrales nucléaires et de gestion des déchets radioactifs. EDF complète ainsi son activité dans le traitement des déchets faiblement radioactifs en renforçant ses capacités existantes portées par sa filiale française Socodei. Cet accord prévoit qu'EDF Développement Environnement SA, filiale à 100 % d'EDF SA, acquière l'activité et les installations de traitement des déchets de Studsvik basées en Suède et en Grande-Bretagne. L'opération concerne les actifs et installations de traitement des déchets par recyclage des métaux, incinération et pyrolyse [1] situés sur le site Studsvik de Nykoping en Suède, ainsi que le centre de recyclage des métaux MRF (Metal Recycling Facility) de Workington en Grande-Bretagne.

Dans le cadre de cette transaction, EDF et Studsvik ont également signé un accord de coopération dans les domaines du démantèlement nucléaire et de la gestion des déchets radioactifs. Cet accord permettra aux deux entreprises de mettre en commun leur expertise et de développer leur activité pour se positionner comme des références dans le secteur.

L'acquisition de l'activité de traitement des déchets radioactifs de Studsvisk va accroître significativement les capacités industrielles de traitement d'EDF et marque une étape majeure du développement du Groupe dans le domaine de la gestion des déchets radioactifs et de la déconstruction de centrales nucléaires.

EDF prévoit de finaliser cette opération d'acquisition après l'obtention auprès des autorités compétentes des autorisations et permis nécessaires relatifs aux activités de traitement des déchets concernées. La finalisation de la transaction est attendue au cours du troisième trimestre 2016.

CONSEIL D'ADMINISTRATION DU 22 AVRIL 2016

Le Conseil d'Administration d'EDF s'est réuni le 22 avril 2016 pour examiner la trajectoire financière à long terme du Groupe dans le nouveau contexte de prix de marché dégradés.

Électricien performant et responsable, champion de la croissance bas carbone, le Groupe EDF inscrit ses ambitions dans le cadre de sa stratégie CAP 2030 :

- proximité avec les clients et les territoires ;
- production bas carbone, avec un mix équilibré entre nucléaire et énergies renouvelables ;
- développement international.

Un plan d'action a été présenté au Conseil d'administration qui comprend :

- une optimisation des investissements nets (hors Linky et hors nouveaux développements) de près de 2 Mds€ en 2018 par rapport à 2015. Ces investissements devraient ainsi atteindre 10,5 Mds€ en 2018 ;
- une réduction des charges opérationnelles d'au moins 1 Md€ en 2019 par rapport à 2015 ;
- un plan de cessions d'actifs d'environ 10 Mds€ à l'horizon 2020.

Ces mesures seront intégrées dans le Plan à Moyen Terme du Groupe qui sera présenté au Conseil d'Administration comme chaque année en décembre.

Le Conseil d'Administration a étudié la nécessité de renforcer les fonds propres de l'entreprise :

- EDF a fait part de son intention de proposer une option de versement des dividendes en actions au titre des exercices 2016 et 2017 et de soumettre au Conseil d'Administration, d'ici à la clôture des comptes 2016 si les conditions de marché le permettent, un projet d'augmentation de capital sous forme d'opération de marché pour un montant d'environ 4 Mds€ ;
- l'État a fait part au Conseil de sa position sur ces deux sujets, qui fait l'objet d'une communication séparée.

Les prix de gros de l'électricité, entre 25 et 28 €/MWh en France depuis début 2016, sont historiquement bas. Les prix pourraient se maintenir à ce niveau bas en France et en Europe au cours des deux à trois prochaines années. En France, la fin des tarifs réglementés pour les entreprises fin 2015 accentue l'exposition d'EDF aux prix de marché. Environ 65 % de la production électrique d'EDF en France est désormais exposée aux prix de marché.

EDF annonce en conséquence un plan d'action [2] afin de lui permettre, face à ces conditions de marché défavorables, de poursuivre son développement stratégique dans le cadre de CAP 2030 :

1. Optimisation et sélectivité des investissements en cohérence avec la stratégie CAP 2030

Les investissements du périmètre existant vont être réduits de près de 2 Mds€ entre 2015 et 2018, avec un objectif de 10,5 Mds€ à cette échéance.

Un montant d'investissements hors périmètre existant de près de 2 Mds€ par an en moyenne est envisagé d'ici à 2018 dans les activités régulées (compteurs Linky dont le déploiement est déjà engagé, construction de moyens de production d'électricité à base d'énergies renouvelables, projet Hinkley Point C).

Le montant total des investissements du Groupe devrait ainsi être compris entre 12,5 et 13,5 Mds€ par an au cours des trois prochaines années.

2. Réduction des charges opérationnelles

Le groupe EDF a déjà réduit ses coûts d'environ 300 M€ en 2015 par rapport à 2014 et a annoncé le 16 février dernier lors de la présentation des comptes annuels un objectif de réduction des coûts de 700 M€ en 2018 par rapport à 2015.

La réduction des coûts est renforcée et pérennisée. L'objectif de réduction est porté à au moins 1 Md€ en 2019 par rapport à 2015.

3. Plan de cessions d'actifs pour financer les nouveaux développements du Groupe

Le plan de cessions engagé en 2015 pour contribuer au financement des investissements correspondant à de nouveaux développements est renforcé. Le Groupe se fixe un objectif d'environ 10 Mds€ d'actifs à céder entre 2015 et l'horizon 2020, incluant notamment une évolution du capital de RTE, des actifs de production d'électricité d'origine thermique hors France et des participations minoritaires.

1. *La pyrolyse est un procédé de décomposition thermochimique de la matière organique à des températures élevées.*
2. *Ces chiffres n'incluent pas l'acquisition projetée d'une participation majoritaire dans AREVA NP.*

5.3 Évolution des prix de marchés de janvier à mars 2016

En France, les prix du jour pour le lendemain (*spot*) de l'électricité au premier trimestre 2016 se sont élevés, en moyenne et en base, à 28,8 €/MWh (-16,1 €/MWh par rapport au premier trimestre 2015), à 25,2 €/MWh en Allemagne (-6,9 €/MWh) et à 45,1 €/MWh en Angleterre (-9,8 €/MWh). Cette différence s'explique notamment par les conditions climatiques plus détendues que l'an dernier et par la baisse des prix des commodités qui a entraîné une forte diminution du coût de fonctionnement des centrales thermiques dans tous les pays.

Le prix du baril de Brent a atteint 27,9 $/bbl le 20 janvier, son plus bas niveau depuis 12 ans. Il est ensuite remonté progressivement pour clôturer le trimestre à 39,6 $/bbl. Sur l'ensemble du trimestre, il est en forte baisse par rapport au premier trimestre 2015 (35,2 $/bbl en moyenne, soit une baisse de 19,9 $/bbl).

Les prix du gaz (*spot*) sur le marché français du PEG Nord se sont établis à 13,1 €/MWh en moyenne sur le premier trimestre 2016, en baisse de 8,7 €/MWh par rapport à la même période l'an dernier. Cette baisse est due à la baisse des prix du pétrole, via l'indexation des contrats d'approvisionnement en gaz, et à l'augmentation significative des volumes d'approvisionnements par gazoduc depuis la Russie vers l'Europe de l'Ouest. Enfin, les conditions climatiques relativement détendues n'ont pas soutenu la part thermosensible de la demande en gaz naturel (chauffage).

Les prix du CO_2 sont en baisse par rapport à l'an dernier (5,6 €/t contre 7,2 €/t à la même époque). Cette baisse s'explique par une diminution de la demande en quotas en raison de perspectives industrielles maussades et du fonctionnement prévisionnel revu à la baisse, et par la fermeture de plusieurs centrales au charbon, principalement au Royaume-Uni.

Les prix *spot* du charbon s'établissent en moyenne à 45,3 $/t, en baisse de 25 % par rapport aux prix *spot* du premier trimestre 2015. L'offre est toujours abondante face à une demande en berne, en Asie notamment. Les exportations de charbon russe ont également augmenté, la production de charbon étant rendue très compétitive dans ce pays en raison de la dépréciation du rouble face au dollar. Cela est également le cas en Colombie et en Afrique du Sud. La baisse des prix du pétrole a aussi entraîné une baisse des coûts de production, particulièrement marquée dans les mines à ciel ouvert. Cependant, quelques mines commencent à fermer car elles ne sont plus rentables à ce niveau de prix.

Le prix à terme de l'électricité base France pour livraison l'année suivante a atteint 27,5 €/MWh en moyenne sur le trimestre, à comparer à 38,9 €/MWh au premier trimestre 2015. Cette baisse est liée notamment à la chute du prix des combustibles, gaz, charbon, ainsi qu'à la baisse du prix du CO_2.

Les prix à terme dans les pays voisins ont également baissé, notamment en Angleterre et en Allemagne.

5.4 Perspectives

OBJECTIFS 2016

Le Groupe a annoncé le 16 février 2016 les objectifs financiers suivants pour 2016 :

- **EBITDA Groupe :** 16,3 à 16,8 milliards d'euros ;
- **Ratio d'endettement financier net/EBITDA :** entre 2 × et 2,5 × ;
- **Taux de distribution du résultat net courant post-hybride**[1] **:** 55 % à 65 %.

Sur le plan opérationnel en France, le Groupe prévoit pour 2016 un volume d'arrêts programmés plus important qu'en 2015 avec six visites décennales, le remplacement des générateurs de vapeur sur deux réacteurs ainsi que le déploiement progressif des diesels d'ultime secours dans le cadre des travaux post-Fukushima. EDF vise une production nucléaire comprise entre 410 et 415 TWh.

Par ailleurs, au Royaume-Uni, EDF Energy prévoit d'atteindre un niveau de production nucléaire équivalent à celui de 2015.

PERSPECTIVES 2018

Le Groupe a annoncé en février 2014 son ambition d'atteindre un *cash flow* positif après dividendes hors Linky en 2018. Cet objectif a été confirmé lors de la présentation de ses résultats annuels le 16 février 2016.

Concernant la trajectoire des investissements nets hors nouveaux développements tels que Hinkley Point C ou Linky, nets de cessions, le Groupe a confirmé son objectif de les ramener à un niveau maximum de 10,5 milliards d'euros en 2018. Un plan de cessions a été mis en place pour contribuer au financement des nouveaux développements.

Le plan d'actions s'appuie par ailleurs sur la poursuite de l'amélioration du besoin en fonds de roulement, avec un objectif d'optimisation du *cash flow* de 1,8 milliard d'euros en 2018 sur une référence normalisée. À fin 2015, ce plan a d'ores et déjà permis d'optimiser sur 2015 le besoin en fonds de roulement de 0,7 milliard d'euros.

Le plan s'appuie enfin sur la baisse des coûts opérationnels du Groupe, avec un objectif de réduction en 2018 de 700 millions d'euros par rapport à la base de coûts 2015.

Ces objectifs et perspectives sont fondés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables. Elles sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire et climatique. En outre, la matérialisation de certains risques décrits au chapitre 2 (« Facteurs de risques et cadre de maîtrise ») du présent document de référence aurait un impact sur les activités du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs. Par ailleurs, la réalisation de ces objectifs et perspectives suppose la mise en œuvre avec succès de la stratégie présentée à la section 1.3 (« Stratégie du Groupe ») du présent document de référence. EDF ne prend donc aucun engagement ni ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs, et les informations prospectives figurant au présent chapitre ne sauraient être utilisées pour établir des prévisions de résultat.

1. *Résultat net courant ajusté de la rémunération des émissions hybrides comptabilisée en fonds propres.*

Usine hydraulique de Montahut, Hérault
©EDF - Jean-marie Taddei

États financiers

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2015 306

Comptes de résultat consolidés 306
États du résultat net et des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres 307
Bilans consolidés 308
Tableaux de flux de trésorerie consolidés 310
Variations des capitaux propres consolidés 311
Annexe aux comptes consolidés 312

6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 413

6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2015 415

Comptes de résultat 415
Bilans 416
Tableaux de flux de trésorerie 418
Annexe aux comptes sociaux 419

6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 467

6.5 Honoraires des Commissaires aux comptes 469

6.6 Tableau des résultats des cinq derniers exercices 470

6.7 Politique de distribution de dividendes 471

6.7.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices 471
6.7.2 Politique de distribution, dividende majoré 471
6.7.3 Délai de prescription 471

6.8 Changement significatif de la situation financière ou commerciale 472

6.9 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes *(Green Bonds)* émises par EDF en novembre 2013 et octobre 2015 472

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2015

En application de l'article 28 du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document de référence :

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2014 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 317 à 428) et 20.2 (pages 429 et 430) du document de référence 2014 du groupe EDF ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2013 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 281 à 386) et 20.2 (pages 387 et 388) du document de référence 2013 du groupe EDF ;

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale du 12 mai 2016.

COMPTES DE RÉSULTAT CONSOLIDÉS

(en millions d'euros)	Notes	2015	2014 (1)
Chiffre d'affaires	7	75 006	73 383
Achats de combustible et d'énergie	8	(38 775)	(37 213)
Autres consommations externes	9	(9 526)	(9 181)
Charges de personnel	10	(12 529)	(11 785)
Impôts et taxes	11	(3 641)	(3 593)
Autres produits et charges opérationnels	12	7 066	5 668
Excédent brut d'exploitation		**17 601**	**17 279**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*		175	203
Dotations aux amortissements		(9 009)	(7 940)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(102)	(157)
(Pertes de valeur)/reprises	13	(3 500)	(1 189)
Autres produits et charges d'exploitation	14	(885)	(212)
Résultat d'exploitation		**4 280**	**7 984**
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(1 994)	(2 243)
Effet de l'actualisation	15.2	(2 812)	(2 996)
Autres produits et charges financiers	15.3	2 218	2 688
Résultat financier	**15**	**(2 588)**	**(2 551)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**1 692**	**5 433**
Impôts sur les résultats	16	(483)	(1 839)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	23	192	179
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		**1 401**	**3 773**
Dont résultat net – part du Groupe		**1 187**	**3 701**
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**214**	**72**
Résultat net part du Groupe par action en euros :	**17**		
Résultat par action		0,32	1,78
Résultat dilué par action		0,32	1,78

(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading*, dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.*

ÉTATS DU RÉSULTAT NET ET DES GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS EN CAPITAUX PROPRES

	2015			2014		
(en millions d'euros)	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Résultat net consolidé	**1 187**	**214**	**1 401**	**3 701**	**72**	**3 773**
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – variation brute [1]	(703)	–	(703)	535	–	535
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – effets d'impôt	214	–	214	(160)	–	(160)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(103)	–	(103)	3	–	3
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	***(592)***	***–***	***(592)***	***378***	***–***	***378***
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute [1]	(600)	(5)	(605)	(1 984)	(19)	(2 003)
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt	(14)	2	(12)	427	5	432
Juste valeur des instruments de couverture – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(3)	–	(3)	(27)	–	(27)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	***(617)***	***(3)***	***(620)***	***(1 584)***	***(14)***	***(1 598)***
Écarts de conversion des entités contrôlées	1 199	159	1 358	1 395	187	1 582
Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	426	–	426	482	–	482
Écarts de conversion	***1 625***	***159***	***1 784***	***1 877***	***187***	***2 064***
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat	**416**	**156**	**572**	**671**	**173**	**844**
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute	1 009	(9)	1 000	(4 629)	18	(4 611)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	(153)	1	(152)	245	(4)	241
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	35	–	35	(177)	–	(177)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	***891***	***(8)***	***883***	***(4 561)***	***14***	***(4 547)***
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non recyclables en résultat	**891**	**(8)**	**883**	**(4 561)**	**14**	**(4 547)**
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	**1 307**	**148**	**1 455**	**(3 890)**	**187**	**(3 703)**
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**2 494**	**362**	**2 856**	**(189)**	**259**	**70**

(1) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux actifs financiers disponibles à la vente et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 36.2.2 et 41.4.

BILANS CONSOLIDÉS

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	31/12/2014 (1)
Goodwill	18	10 236	9 694
Autres actifs incorporels	19	8 889	8 884
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	51 600	50 257
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 645	7 851
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	71 069	69 392
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	23	11 525	10 983
Actifs financiers non courants	36	35 238	33 485
Autres débiteurs non courants	26	1 830	2 024
Impôts différés actifs	16.3	2 713	2 590
Actif non courant		**200 745**	**195 160**
Stocks	24	14 714	14 747
Clients et comptes rattachés	25	22 259	23 176
Actifs financiers courants	36	27 019	20 752
Actifs d'impôts courants		1 215	600
Autres débiteurs courants	26	8 807	8 793
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	4 182	4 701
Actif courant		**78 196**	**72 769**
Actifs détenus en vue de leur vente	**46**	**–**	**18**
TOTAL DE L'ACTIF		**278 941**	**267 947**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2014 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (voir note 2).

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	31/12/2014 (1)
Capital	27	960	930
Réserves et résultats consolidés		33 789	34 316
Capitaux propres – part du Groupe		**34 749**	**35 246**
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	27.5	5 491	5 419
Total des capitaux propres	**27**	**40 240**	**40 665**
Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	29	44 825	42 398
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	1 447	1 297
Provisions pour avantages du personnel	31	21 511	23 060
Autres provisions	28	2 190	1 841
Provisions non courantes	***28***	***69 973***	***68 596***
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	45 082	44 346
Passifs financiers non courants	38	54 159	47 274
Autres créditeurs non courants	35	5 126	4 956
Impôts différés passifs	16.3	4 122	4 315
Passif non courant		**178 462**	**169 487**
Provisions courantes	28	5 354	5 254
Fournisseurs et comptes rattachés	34	13 284	14 864
Passifs financiers courants	38	17 473	14 184
Dettes d'impôts courants		506	441
Autres créditeurs courants	35	23 622	23 052
Passif courant		**60 239**	**57 795**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	**46**	**–**	**–**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**278 941**	**267 947**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2014 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (voir note 2).

TABLEAUX DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

(en millions d'euros)	Notes	2015	2014
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		**1 692**	**5 433**
Pertes de valeur/(reprises)		3 500	1 189
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		11 392	8 981
Produits et charges financiers		951	1 068
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		322	672
Plus ou moins-values de cession		(1 593)	(1 311)
Variation du besoin en fonds de roulement	43.1	132	(1 041)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		***16 396***	***14 991***
Frais financiers nets décaissés		(1 252)	(1 752)
Impôts sur le résultat payés		(1 508)	(2 614)
Décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (1)	3.3	(906)	–
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**12 730**	**10 625**
Opérations d'investissement :			
Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)		586	1 308
Investissements incorporels et corporels	43.2	(14 789)	(13 721)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		964	314
Variations d'actifs financiers		(5 600)	(294)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(18 839)**	**(12 393)**
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle (2)		64	355
Dividendes versés par EDF	27.3	(1 420)	(2 327)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(326)	(229)
Achats/ventes d'actions propres		(14)	2
Flux de trésorerie avec les actionnaires		***(1 696)***	***(2 199)***
Émissions d'emprunts		9 422	6 894
Remboursements d'emprunts		(2 336)	(7 470)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	–	3 970
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	(591)	(388)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		152	177
Subventions d'investissement reçues		623	239
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		***7 270***	***3 422***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**5 574**	**1 223**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**(535)**	**(545)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**4 701**	**5 096**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(535)	(545)
Incidence des variations de change		(36)	113
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		13	17
Incidence des reclassements		39	20
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**37**	**4 182**	**4 701**

(1) Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a rendu une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG) (voir note 3.3).

(2) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées.

VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers [2]	Autres réserves consolidées et résultat	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
Capitaux propres au 31/12/2013	**930**	**(47)**	**847**	**62**	**32 415**	**34 207**	**4 998**	**39 205**
Retraitements liés au changement de méthode comptable [1]	–	–	–	–	55	55	–	55
Capitaux propres au 31/12/2013 retraités [1]	**930**	**(47)**	**847**	**62**	**32 470**	**34 262**	**4 998**	**39 260**
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	–	–	1 877	(1 206)	(4 561)	(3 890)	187	(3 703)
Résultat net	–	–	–	–	3 701	3 701	72	3 773
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	**–**	**–**	**1 877**	**(1 206)**	**(860)**	**(189)**	**259**	**70**
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée [3]	–	–	–	–	3 970	3 970	–	3 970
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	–	–	(388)	(388)	–	(388)
Dividendes distribués	–	–	–	–	(2 327)	(2 327)	(221)	(2 548)
Achats/ventes d'actions propres	–	6	–	–	–	6	–	6
Autres variations	–	–	–	–	(88)	(88)	383	295
Capitaux propres au 31/12/2014 retraités [1]	**930**	**(41)**	**2 724**	**(1 144)**	**32 777**	**35 246**	**5 419**	**40 665**
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	–	–	1 625	(1 209)	891	1 307	148	1 455
Résultat net	–	–	–	–	1 187	1 187	214	1 401
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	**–**	**–**	**1 625**	**(1 209)**	**2 078**	**2 494**	**362**	**2 856**
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	–	–	(591)	(591)	–	(591)
Dividendes distribués	–	–	–	–	(2 327)	(2 327)	(327)	(2 654)
Achats/ventes d'actions propres	–	3	–	–	–	3	–	3
Augmentation de capital d'EDF [4]	30	–	–	–	876	906	–	906
Autres variations [5]	–	–	–	–	(982)	(982)	37	(945)
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2015	**960**	**(38)**	**4 349**	**(2 353)**	**31 831**	**34 749**	**5 491**	**40 240**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2014 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (voir note 2).

(2) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat net des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres.

(3) Le Groupe a émis en janvier 2014 des titres subordonnés à durée indéterminée pour 3 970 millions d'euros net des coûts de transaction (voir note 3.6.3).

(4) En 2015, l'augmentation de capital et la prime d'émission pour un montant total de 906 millions d'euros sont liées au paiement en actions de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2015 (voir note 27.3).

(5) Le montant comptabilisé en « Autres variations » intègre principalement les effets de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (voir note 3.3).

Annexe aux comptes consolidés

Sommaire

Note 1 Référentiel comptable du Groupe 316
1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe 316
1.2 Évolutions du référentiel comptable au 31 décembre 2015 316
1.3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation 317

Note 2 Comparabilité des exercices 332
2.1 Changements de méthodes comptables : première application de l'interprétation IFRIC 21 332

Note 3 Opérations et événements majeurs 332
3.1 Arrêté concernant le coût du projet de stockage Cigéo 332
3.2 Edison : arbitrage des contrats gaz d'approvisionnement à long terme 332
3.3 Décision de la Commission européenne concernant le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG) 332
3.4 Émissions obligataires seniors 333
3.5 Accords pour la construction de la centrale nucléaire d'Hinkley Point C 333
3.6 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2014 333

Note 4 Évolutions réglementaires en France 334
4.1 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France 334
4.2 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 4) 334
4.3 CSPE 334
4.4 Loi NOME et ARENH 335
4.5 Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte 335
4.6 Accord AGIRC-ARRCO du 30 octobre 2015 335
4.7 Déploiement des compteurs communicants par ERDF (Linky) 335

Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation 336
5.1 Budapesti Erőmű Zrt (BE Zrt) 336
5.2 Estag 336
5.3 Nouvel accord sur la convention d'actionnaires d'EDF Luminus 336
5.4 Évolutions du périmètre de consolidation sur l'exercice 2014 336

Note 6 Informations sectorielles 337
6.1 Informations par secteur opérationnel 337
6.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services 339

COMPTE DE RÉSULTAT 340

Note 7 Chiffre d'affaires 340

Note 8 Achats de combustible et d'énergie 340

Note 9 Autres consommations externes 341

Note 10 Charges de personnel 341
10.1 Charges de personnel 341
10.2 Effectifs moyens 341

Note 11 Impôts et taxes 342

Note 12 Autres produits et charges opérationnels 342
12.1 Subventions d'exploitation 342
12.2 Résultats de déconsolidation et de cessions d'immobilisations 342
12.3 Autres produits et charges 342

Note 13 Pertes de valeur/reprises 343
13.1 Pertes de valeur par catégories d'immobilisations 343
13.2 Tests de perte de valeur des goodwill et actifs et pertes de valeur 343

Note 14 Autres produits et charges d'exploitation 345

Note 15 Résultat financier 346
15.1 Coût de l'endettement financier brut 346
15.2 Effet de l'actualisation 346
15.3 Autres produits et charges financiers 346

Note 16 Impôts sur les résultats 347
16.1 Ventilation de la charge d'impôt 347
16.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt) 347
16.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés 348
16.4 Ventilation des impôts différés par nature 348

Note 17 Résultat net et résultat net dilué par action 349

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES 350

Note 18 Goodwill 350
18.1 Variation des goodwill 350
18.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel 350

Note 19 Autres actifs incorporels 351

Note 20 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 352
20.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 352
20.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours) 352

Note 21 Immobilisations en concessions des autres activités 353
21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités 353
21.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours) 353

Note 22 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre 354
22.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre 354
22.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement) 354
22.3 Contrats de location-financement 355

Note 23 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises 355
23.1 RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE) 356
23.2 CENG 357
23.3 Alpiq 358

Note 24 Stocks 359

Note 25 Clients et comptes rattachés 359
25.1 Créances échues/non échues 359
25.2 Opérations de titrisations 360

Note 26 Autres débiteurs 360

Note 27 Capitaux propres 360
27.1 Capital social 360
27.2 Actions propres 360
27.3 Distributions de dividendes 361
27.4 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée 361
27.5 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires) 361

Note 28 Provisions 362

Note 29 Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs 363
29.1 Provisions nucléaires en France 363
29.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy 368

Note 30 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires 370

Note 31 Provisions pour avantages du personnel 371
31.1 Groupe EDF 371
31.2 France 373
31.3 Royaume-Uni 376

Note 32 Autres provisions 379

Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France 379

Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés 379

Note 35 Autres créditeurs 380
35.1 Avances et acomptes reçus 380
35.2 Dettes fiscales 380
35.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme 380

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS 381

Note 36 Actifs financiers courants et non courants 381
36.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants 381
36.2 Détail des actifs financiers 381
36.3 Prêts et créances financières 382
36.4 Variation des actifs financiers hors dérivés 383

Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie 383

Note 38 Passifs financiers courants et non courants 384
38.1 Répartition courant/non courant des passifs financiers 384
38.2 Emprunts et dettes financières 384
38.3 Endettement financier net 387

Note 39 Autres informations sur les actifs et passifs financiers 388
39.1 Juste valeur des instruments financiers 388
39.2 Compensation d'actifs et de passifs financiers 389

Note 40 Gestion des risques marchés et de contrepartie 390

Note 41 Instruments dérivés et comptabilité de couverture 391
41.1 Couverture de juste valeur 391
41.2 Couverture de flux de trésorerie 391
41.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger 391
41.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres 392
41.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières 394

Note 42 Instruments dérivés non qualifiés de couverture 395
42.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction 395
42.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction 395
42.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture 396

FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS 397

Note 43 Flux de trésorerie 397
43.1 Variation du besoin en fonds de roulement 397
43.2 Investissements incorporels et corporels 397

Note 44 Engagements hors bilan 397
44.1 Engagements donnés 397
44.2 Engagements reçus 401

Note 45 Passifs éventuels 403
45.1 Assignation du Land du Bade-Wurtemberg/EnBW 403
45.2 Contrôles fiscaux 403
45.3 Litiges en matière sociale 403
45.4 ERDF – contentieux avec des producteurs photovoltaïques 404

Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente 404

Note 47 Actifs dédiés d'EDF 404
47.1 Réglementation 404
47.2 Composition et évaluation des actifs dédiés 404
47.3 Valorisation des actifs dédiés d'EDF 406
47.4 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2015 406
47.5 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme 407

Note 48 Parties liées 407
48.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation 407
48.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 407
48.3 Rémunération des organes d'administration et de direction 408

Note 49 Environnement 408
49.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre 408
49.2 Certificats d'économies d'énergie 409
49.3 Certificats d'énergie renouvelable 409

Note 50 Événements postérieurs à la clôture 409
50.1 Décision du Conseil d'administration du 27 janvier 2016 : avancée sur le partenariat stratégique entre EDF et AREVA 409

Note 51 Périmètre de consolidation 410
51.1 Sociétés consolidées par intégration globale au 31 décembre 2015 410
51.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes au 31 décembre 2015 411
51.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence au 31 décembre 2015 412
51.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt au 31 décembre 2015 412

Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Les comptes consolidés de la Société comprennent :

- les comptes des sociétés contrôlées par la Société, directement ou indirectement, consolidées par intégration globale ;
- les quotes-parts d'actifs, de passifs, de produits et de charges issues des partenariats qualifiés d'activités conjointes ;
- les participations dans les entreprises associées et les coentreprises, consolidées par mise en équivalence.

L'ensemble économique est désigné comme le « Groupe ».

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2015 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 15 février 2016. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 12 mai 2016.

Note 1 Référentiel comptable du Groupe

1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2015 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2015. Ces normes internationales comprennent les normes IAS *(International Accounting Standards),* IFRS *(International Financial Reporting Standards),* et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les données comparatives 2014 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés sont retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (voir note 2).

1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE AU 31 DÉCEMBRE 2015

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2015 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2014, à l'exception des changements mentionnés ci-après.

1.2.1 Évolutions comptables mises en œuvre dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2015 : première application de l'interprétation IFRIC 21

L'interprétation IFRIC 21 a été publiée en mai 2013 par le Comité d'interprétation des IFRS (IFRS IC) pour clarifier le fait générateur du passif relatif à tous les droits ou taxes *(levies)* autres que les impôts sur les bénéfices. Cette interprétation définit le fait générateur d'un passif d'impôt comme l'activité qui rend la taxe exigible en application des dispositions légales ou réglementaires.

Ce texte, adopté par l'Union européenne le 13 juin 2014, est appliqué par le Groupe depuis le 1er janvier 2015, avec application rétrospective aux comptes consolidés publiés en 2014. Les impacts qui en résultent sur les comptes consolidés du Groupe sont présentés en note 2.1 conformément à IAS 8 « Méthodes comptables, changements d'estimations et erreurs ».

Cette interprétation modifie les pratiques existantes pour les taxes annuelles dont le fait générateur de l'obligation de payer intervient à une date spécifiée ou lors de l'atteinte d'un certain seuil d'activité.

La comptabilisation de ces taxes n'est désormais plus étalée sur l'année mais effectuée dès la survenance du fait générateur de ces taxes, sur le premier semestre de l'année dans la plupart des cas.

1.2.2 Textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire en 2015 et pour lesquels le Groupe n'a pas décidé une application par anticipation

Les textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2015 et pour lesquels le Groupe n'a pas décidé une application par anticipation sont les suivants :

- les amendements à IAS 19 « Régimes à prestations définies – Cotisations des membres du personnel » ;
- les amendements à IAS 16 et IAS 38 « Éclaircissement sur les modes d'amortissements acceptables » ;
- les amendements à IAS 1 « Initiative concernant les informations à fournir » ;
- les amendements à IFRS 11 « Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans des entreprises communes ».

Le Groupe estime que l'application future des amendements à IAS 1, IAS 19, IAS 16 et IAS 38 n'aura pas d'impact significatif sur ses comptes consolidés annuels.

Les amendements à IFRS 11 « Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans des entreprises communes » d'application obligatoire et de façon prospective pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2016, pourront avoir des impacts si le Groupe effectue des acquisitions d'intérêts initiaux ou d'intérêts additionnels dans une entreprise commune (participations dans les activités conjointes) dont l'activité constitue une entreprise, au sens d'IFRS 3.

1.2.3 Autres textes et amendements publiés par l'IASB mais non approuvés par l'Union européenne

Les textes suivants, concernant des règles et méthodes comptables appliquées spécifiquement par le Groupe, n'ont pas encore fait l'objet d'une approbation par l'Union européenne :

- la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients » ;
- la norme IFRS 9 « Instruments financiers » ;
- la norme IFRS 16 « Locations » ;
- les amendements à IFRS 10 et à IAS 28 « Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise » ;
- les amendements à IFRS 10, IFRS 12 et IAS 28 « Entités d'investissement : Application de l'exception à la consolidation » ;
- les amendements à IAS 12 « Comptabilisation d'actifs d'impôts différés au titre de pertes latentes » ;
- les amendements à IAS 7 dans le cadre du projet « Initiative concernant les informations à fournir ».

La norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients », sous réserve d'approbation par l'Union européenne, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2018.

Le Groupe est en cours de revue de l'ensemble des contrats significatifs avec ses clients afin d'être en mesure de déterminer l'impact potentiel de cette nouvelle norme sur la reconnaissance de son chiffre d'affaires (en termes d'évaluation et de rythme de comptabilisation).

La norme IFRS 9 « Instruments financiers », sous réserve d'approbation par l'Union européenne, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2018.

Cette norme introduit une nouvelle approche de classification de l'ensemble des actifs financiers, qui modifiera les règles de classification et d'évaluation appliquées actuellement par le Groupe en application de la norme IAS 39 « Instruments financiers : classification et évaluation ».

La norme IFRS 16 « Locations », sous réserve d'approbation par l'Union européenne, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019.

Selon cette norme, toutes les locations autres que celles de courte durée et celles portant sur des actifs de faible valeur doivent être comptabilisées au bilan. À ce jour, les locations qualifiées de « simples » sont présentées hors bilan.

L'impact potentiel de ces autres textes est en cours d'évaluation par le Groupe.

1.3 RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES ET D'ÉVALUATION

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers qui sont comptabilisés à la juste valeur.

1.3.2 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Au cas particulier des durées d'amortissement, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'exploiter le parc de centrales nucléaires françaises au-delà de sa durée actuelle d'amortissement comptable de 40 ans dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, le Groupe prépare la prolongation de la durée d'exploitation de ses centrales et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand carénage ».

La mise en adéquation de la durée d'amortissement du parc nucléaire français avec la stratégie industrielle rappelée précédemment sera retranscrite dans les comptes consolidés du Groupe dès que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires seront réunies.

Les autres principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

1.3.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux hypothèses retenues en termes de durée d'amortissement des centrales en exploitation et aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 29.1.5.

1.3.2.2 Engagement de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2015 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2015 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements, des capitaux propres ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 31.

1.3.2.3 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues – notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révise ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 13.

1.3.2.4 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.3.2.5 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3.7, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3.2.6 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes-rendus annuels d'activité (voir note 1.3.13.2.1). Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 1.3.24. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie et de dates de décaissements.

1.3.2.7 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.3.2.8 Intérêts détenus dans d'autres entités

Dans le cadre de l'application des normes IFRS 10 et IFRS 11, le Groupe fait usage de jugement pour apprécier le contrôle ou pour qualifier le type de partenariat dont relève une entreprise contrôlée conjointement.

Dans le cadre d'une analyse globale des intérêts qu'il détient dans d'autres entités, le Groupe s'est fondé plus particulièrement sur son jugement pour analyser, notamment, les entités suivantes :

- Le groupe EDF détient 100 % du capital de RTE Réseau de Transport d'Électricité mais depuis 2010 et la mise en conformité de la gouvernance de cette société avec la Directive n° 2009/72 (CE du 13 juillet 2009) et sa déclinaison en droit français, EDF n'exerce plus de contrôle (exclusif ou conjoint) sur RTE. Le Groupe dispose d'une influence notable sur la société du fait qu'il désigne un tiers des membres du Conseil de surveillance. RTE est donc, pour le groupe EDF, une entreprise associée consolidée par mise en équivalence selon les prescriptions d'IAS 28 révisée.
- Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de définition des stratégies de gestion qui leur sont appliquées, le Groupe considère ne pas contrôler au sens d'IFRS 10 les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) constitués pour permettre à EDF d'affecter une partie des fonds destinés à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement de ses installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (voir note 47.3). Ces fonds sont par conséquent comptabilisés en actifs financiers disponibles à la vente, en application de la norme IAS 39.
- Le Groupe détient depuis 2014, via sa filiale Edison, une participation de 30 % dans la société Edens, avec F2i. La gouvernance et les accords contractuels relatifs à Edens mis en place dans le cadre de cette transaction confèrent cependant à Edison le contrôle exclusif de cette entité. En application d'IFRS 10, Edens est donc consolidée par intégration globale (via Edison) dans les comptes consolidés du Groupe.

Pour déterminer le type de partenariat auquel une entreprise contrôlée conjointement appartient, le Groupe analyse dans quelle mesure les partenaires bénéficient de la quasi-totalité des avantages économiques associés aux actifs et sont en substance responsables en continu du règlement des passifs. Lorsque ces deux conditions sont remplies, le partenariat est qualifié d'activités conjointes. Dans le cas contraire, l'entité est qualifiée de coentreprise.

1.3.2.9 Autres jugements

En l'absence de normes ou interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables qui permettent d'obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

1.3.3 Méthodes de consolidation

La liste des principales filiales, entreprises associées et coentreprises est présentée en note 51.

1.3.3.1 Entités contrôlées

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

1.3.3.2 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Une entreprise associée est une entité dans laquelle le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs) qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » du compte de résultat.

1.3.3.3 Participations dans les activités conjointes

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants) qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits directs sur ses actifs et des obligations au titre de ses passifs. Le Groupe, en tant que coparticipant à une activité conjointe, comptabilise ligne à ligne les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

1.3.4 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant dans le bilan consolidé. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées par le Groupe sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1er janvier 2010, date de première application par le Groupe des normes IAS 27 amendée et IFRS 3 révisée, l'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisé en capitaux propres.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les flux liés aux opérations d'exploitation sont présentés selon la méthode indirecte.

1.3.5 Méthodes de conversion

1.3.5.1 Monnaie de présentation des comptes

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros.

1.3.5.2 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale est retenue lorsqu'elle reflète la devise des principales transactions.

1.3.5.3 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

Les écarts de conversion ayant trait à un élément monétaire qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

1.3.5.4 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de la transaction.

Lors des arrêtés comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

1.3.6 Parties liées

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

1.3.7 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), des revenus de raccordement et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie ainsi que les enchères de capacité et d'interconnexion.

Le Groupe constate les ventes quand :

- une relation contractuelle est avérée ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie *(trading)* sont comptabilisées nettes des achats.

1.3.8 Impôts sur les résultats

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt courant et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les impôts courants et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

En application d'IAS 32, les effets d'impôt relatifs aux distributions aux porteurs d'instruments de capitaux propres (notamment les dividendes et la rémunération versée aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée) doivent être comptabilisés conformément à ce principe général. Le Groupe considère que ces distributions sont prélevées sur les résultats antérieurs accumulés. De ce fait, les effets d'impôts associés sont enregistrés en résultat de la période.

La charge (le produit) d'impôt courant est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminé en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- un goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- des participations dans des filiales et entreprises associées, des investissements dans des succursales et des intérêts dans des partenariats dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif éteint et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur, et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des écarts actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des actifs disponibles à la vente.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

1.3.9 Résultat net par action et résultat net dilué par action

Le résultat net par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période.

Ce nombre ainsi que le résultat par action sont modifiés le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions

potentielles dilutives (options, bons de souscriptions d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

Conformément à la norme IAS 33, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte en déduction du résultat net de l'année les rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

1.3.10 Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1er janvier 2010 sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous.

À la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill.

Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est déterminé transaction par transaction.

En application de la norme IFRS 10, toute prise ou cession de participation dans une filiale ne modifiant pas le contrôle est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée directement en capitaux propres.

En cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une coentreprise, une activité conjointe ou une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés.

En cas de prise de contrôle par étapes, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise.

Les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IAS 39.

Les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation.

1.3.11 Goodwill et autres actifs incorporels

1.3.11.1 Goodwill

1.3.11.1.1 Détermination des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises », les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants :
  - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition,
  - le montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entité acquise, et
  - pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle ; et
- d'autre part, le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

1.3.11.1.2 Évaluation et présentation des goodwill

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « Pertes de valeur » du compte de résultat. Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué, le cas échéant, des pertes de valeur constatées.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées et de coentreprises sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et coentreprises ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.3.15.

1.3.11.2 Autres actifs incorporels

1.3.11.2.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en immobilisations incorporelles lorsque le Groupe peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ;
- et sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Les dépenses de développement portées à l'actif sont amorties linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

1.3.11.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des marques acquises à durée de vie indéterminée ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- des droits ou licences relatifs à des concessions d'hydrocarbures amortis selon la méthode des unités de production (*Unit of Production method* – UOP), et les dépenses d'exploration amorties au cours de l'année (voir note 1.3.11.2.3) ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale (droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable acquis à titre onéreux – voir note 1.3.28) ;
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives ;
- des actifs relevant des contrats de concessions rentrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 1.3.13.2.4).

1.3.11.2.3 Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures

Le Groupe applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales ».

Les dépenses de prospection et d'exploration et les coûts engagés dans le cadre d'études géologiques, de tests d'exploration, de repérages géologiques ou géophysiques ainsi que les coûts associés aux forages exploratoires sont constatés en actifs incorporels et intégralement amortis sur l'année au cours de laquelle ils sont encourus.

Les coûts de développement associés aux puits commercialement exploitables ainsi que les investissements d'extraction et de stockage des hydrocarbures sont comptabilisés en « Immobilisations de production et autres immobilisations du domaine propre » ou en « Immobilisations en concessions des autres activités » selon qu'ils relèvent ou non d'une activité concédée.

Ils sont amortis selon la méthode des unités de production (UOP).

1.3.12 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Les immobilisations du Groupe sont présentées sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France ;
- immobilisations en concessions des autres activités ;
- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre.

1.3.12.1 Évaluation initiale

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Le coût des immobilisations comprend également les coûts de déconstruction des installations de production et, pour les installations nucléaires, le coût du dernier cœur. Ces actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.3.21).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Ainsi, sont inclus dans la valeur des immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ; et
- pour les installations nucléaires, le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant :
  - le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires,
  - le coût du traitement de ce combustible, et
  - le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Sont notamment concernés les coûts d'inspections majeures, qui sont amortis sur une durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, s'agissant d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt ».

1.3.12.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques — 75 ans
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques — 50 ans
- centrales thermiques à flamme — 25 à 45 ans
- installations de production nucléaire :
  - France — 40 ans
  - autres pays — 35 à 60 ans
- installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) — 20 à 50 ans
- installations éoliennes et photovoltaïques — 20 à 25 ans

1.3.13 Contrats de concession

1.3.13.1 Méthodes comptables

La comptabilisation de contrats publics ou privés prend en compte la nature des contrats et leurs dispositions contractuelles spécifiques.

Pour la majeure partie de ses contrats de concessions hors production et distribution de chaleur, le Groupe considère qu'en substance, les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

1.3.13.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de quatre types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État ;
- la concession du réseau public de transport, dont le concédant est l'État ;
- des concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

1.3.13.2.1 Concessions de distribution publique d'électricité

Cadre général

Depuis la loi du 8 avril 1946, le groupe EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé du groupe EDF puisse un jour être remis en cause.

D'une manière générale, ces contrats ont une durée de 20 à 30 ans et relèvent d'un cahier des charges type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies) et approuvé par les pouvoirs publics.

Constatation des actifs comme immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

Les actifs utilisés par le groupe EDF dans le cadre de contrats de concessions de distribution publique d'électricité en France sont regroupés sur une ligne particulière de l'actif du bilan, quel que soit leur propriétaire (concédant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant.

1.3.13.2.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret. Les immobilisations affectées au service de la concession comprennent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines…) et, pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et d'évacuation d'électricité (alternateurs…).

Les biens relevant de cette activité sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

1.3.13.2.3 Concession du réseau public de transport

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Suite à la perte de contrôle de RTE depuis le 31 décembre 2010, ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de RTE au bilan consolidé du Groupe.

1.3.13.2.4 Concession de production et de distribution de chaleur

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concédant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concessions de services ».

1.3.13.3 Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont principalement comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités ». Les concessions à l'étranger concernent essentiellement Edison en Italie, qui est concessionnaire de sites de production d'hydrocarbures, de sites de stockage de gaz, de réseaux de distribution locale de gaz et de sites de production hydraulique. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique, qui sont remises gratuitement ou font l'objet d'une indemnisation à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession. Les sites de production d'hydrocarbures sont comptabilisés conformément aux règles applicables à ce secteur (note 1.3.11.2).

1.3.14 Contrats de location

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition, ou met à disposition de preneurs des actifs, en vertu de contrats de location. Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis par la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

1.3.14.1 Contrats de location-financement

Les contrats ayant pour effet de transférer au preneur la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des biens loués sont qualifiés de contrats de location-financement. Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et la durée de vie des actifs objets de ces contrats ;
- le total des paiements futurs actualisés rapporté à la juste valeur de l'actif financé ;
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- l'existence d'une option d'achat favorable ;
- la nature spécifique de l'actif loué.

Les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont sortis du bilan du bailleur et sont enregistrés dans les rubriques d'immobilisations concernées chez le preneur. Ces immobilisations corporelles sont amorties sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

La contrepartie correspond à un passif financier chez le preneur et à un actif financier chez le bailleur.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

1.3.14.2 Contrats de location simple

Les contrats de location ne correspondant pas à la définition d'un contrat de location-financement sont qualifiés de contrat de location simple et comptabilisés comme tels. Les charges de loyer sont réparties linéairement sur la durée du contrat de location.

1.3.14.3 Accords qui contiennent des contrats de location

Conformément à l'interprétation IFRIC 4, le Groupe identifie les accords qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat.

Les accords ainsi identifiés sont assimilés à des contrats de location et sont analysés au regard des dispositions de la norme IAS 17 en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement.

1.3.15 Pertes de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles

À chaque arrêté et conformément à la norme IAS 36, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT intégrant un goodwill ou un actif incorporel à durée de vie indéterminée.

Pour les UGT intégrant un goodwill ou un autre actif incorporel non amortissable, ou lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- Le Groupe mesure les éventuelles pertes de valeur des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'UGT, et leur valeur recouvrable.
- Les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Le Groupe a retenu comme UGT soit les sous-groupes, soit les entités juridiques, ventilées le cas échéant selon leur secteur d'activité (production-commercialisation, distribution, transport, autres). Les goodwill sont affectés aux UGT bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition.
- La valeur recouvrable de ces unités est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée.
- Le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs :
  - sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif ;
  - n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation ;
  - actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT.
- Le calcul de la valeur de marché (ou juste valeur) correspond au prix potentiel de vente de l'actif minoré des coûts nécessaires à sa vente.
- Les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôts.
- Les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation :
  - pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT) approuvé par la Direction. Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des commodités sont déterminés sur la base des prix *forwards* disponibles ;
  - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses long terme élaborées par la Direction pour chaque pays et pour chaque énergie. Les prix à moyen et long termes de l'énergie et des commodités sont déterminés sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. S'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long termes de l'électricité, ceux-ci sont déterminés en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, sur les prévisions à moyen et long termes du prix des combustibles et du CO_2, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein du système électrique.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'intérêt et des primes de risque de marché ;
- les évolutions de la réglementation tarifaire et des prix de marché de l'énergie et des commodités ;
- les niveaux de marché et la part de marché du Groupe ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée de vie des installations et des concessions, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées.

Les pertes de valeur relatives à des goodwill sont irréversibles.

1.3.16 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les titres disponibles à la vente (titres de participations non consolidés, titres de placement et certains actifs dédiés), les prêts et créances au coût amorti y compris les créances clients et comptes rattachés ainsi que la juste valeur positive des instruments financiers dérivés.

Les titres disponibles à la vente affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 47.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments financiers dérivés.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction qui sont systématiquement classés en courant.

Les dettes et créances d'exploitation ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 ; ils sont présentés distinctement au bilan.

1.3.16.1 Classement des actifs et passifs financiers et modalités d'évaluation

Les classes d'instruments financiers retenues au sens de la norme IFRS 7 sont :

- les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- les actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance ;
- les prêts et créances financières ;
- les actifs financiers disponibles à la vente ;
- les clients et comptes rattachés ;
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie ;
- les dettes financières et dettes d'exploitation ;
- les instruments financiers dérivés.

La juste valeur correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation.

En application d'IFRS 13, la hiérarchie de la juste valeur qui reflète l'importance des données utilisées dans les valorisations se compose des niveaux suivants :

- niveau 1 (cours cotés non ajustés) : cours auxquels l'entité peut avoir accès à la date d'évaluation, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques ;
- niveau 2 (données observables) : données concernant l'actif ou le passif autres que les cours de marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement (tel qu'un prix) ou indirectement (c'est-à-dire déduites de prix observables) ;
- niveau 3 (données non observables) : données non observables sur un marché, y compris les données observables faisant l'objet d'ajustements significatifs (par exemple extrapolation de courbes de taux sur des périodes longues non observables). Sont principalement concernés dans le Groupe certains titres de participations non consolidées.

1.3.16.1.1 Actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération si :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- le Groupe a choisi de les classer dans cette catégorie selon l'option offerte par la norme IAS 39.

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat. À chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée soit sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers.

Les variations de juste valeur des instruments autres que ceux portant sur des matières premières sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les dividendes et intérêts perçus sur ces actifs évalués à la juste valeur sont comptabilisés en résultat en « Autres produits financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières de négoce *(trading)* sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.

Les variations de juste valeur des opérations relatives aux matières premières, hors activité de *trading,* sont isolées au niveau d'une ligne particulière du compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* », en dessous de l'excédent brut d'exploitation. Il s'agit d'opérations entrant dans le périmètre d'IAS 39 et qui, comptablement, ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture ou ne peuvent prétendre à l'exception prévue au titre de l'activité normale par IAS 39 (voir note 1.3.16.1.6).

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur par résultat, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « juste valeur sur option » dans les trois cas suivants :

- élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs ;
- gestion de la performance d'un groupe d'actifs/passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées et au *reporting* effectué auprès du *management* ;
- contrat avec un ou plusieurs dérivés incorporés. Il est alors possible de classer l'instrument hybride dans la catégorie juste valeur sur option, sauf si :
  - le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les flux de trésorerie du contrat,
  - l'analyse des caractéristiques du contrat hôte et du dérivé incorporé n'induit pas une séparation du dérivé incorporé.

1.3.16.1.2 Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance

Sont classés dans cette catégorie les actifs financiers à maturité fixe que le Groupe a acquis avec l'intention et la capacité de les détenir jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la date de transaction. Les intérêts comptabilisés au taux d'intérêt effectif sont enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.16.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés, à la date de transaction, au coût amorti diminué d'une éventuelle dépréciation.

Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.16.1.4 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation dans les sociétés non consolidées, les titres de placement, les fonds réservés ainsi que certains actifs dédiés.

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs financiers disponibles à la vente sont mesurés à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition. À chaque arrêté, les titres sont évalués à la juste valeur.

Leur évaluation à la juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers cotés sur un marché actif. La juste valeur est déterminée selon la méthode des flux futurs actualisés pour les autres instruments financiers. Pour les actions non cotées sur un marché actif et dont la juste valeur ne peut être déterminée de manière fiable, ces actions sont enregistrées au coût d'acquisition.

Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres, sauf en cas de perte avérée auquel cas une dépréciation est constatée en résultat financier (voir note 1.3.16.2.2).

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les titres de dettes, les produits d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

1.3.16.1.5 Emprunts et dettes financières

En dehors des modalités spécifiques liées à la comptabilité de couverture (voir note 1.3.16.1.6 (A)), les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette ou de l'emprunt financier.

1.3.16.1.6 Instruments financiers dérivés

Champ d'application

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes de la norme IAS 39.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Le Groupe considère ainsi que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes entre engagements d'achat et de vente d'électricité entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IAS 39.

Conformément aux principes de la norme IAS 39, le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats, portant sur des éléments financiers ou non financiers, afin d'identifier l'existence d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat.

Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est comptabilisé séparément à la mise en place du contrat.

Évaluation et comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré.

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce dernier cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Dans le cas particulier des instruments financiers négociés dans le cadre des activités de *trading,* les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs. Les probabilités de défaut utilisées dans l'évaluation de ce risque de crédit reposent sur des données historiques.

Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Le groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Les critères retenus par le Groupe pour la qualification d'un instrument dérivé comme une opération de couverture sont ceux prévus par la norme IAS 39 :

- l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert, et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;
- en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
- l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
- l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
- un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé ;
- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Le Groupe retient la typologie de couverture suivante :

(A) Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat.

Les emprunts et dettes financières comportent des emprunts obligataires faisant l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change et taux) en application de la comptabilité de couverture.

(B) Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de transactions futures hautement probables pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur partie efficace et en résultat pour la partie inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert.

(C) Couverture d'un investissement net

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la cession ou la liquidation de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

Le Groupe enregistre les variations de valeur liées à l'effet change et à l'effet taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger en capitaux propres.

1.3.16.2 Dépréciation des actifs financiers

À chaque date d'arrêté des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

1.3.16.2.1 Dépréciation d'actifs financiers comptabilisés au coût amorti

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, la variation est reprise en résultat.

1.3.16.2.2 Dépréciation d'actifs financiers disponibles à la vente

S'il existe une baisse importante ou prolongée de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Pour les instruments de dette, une dépréciation n'est enregistrée en résultat qu'en présence d'un indice de dépréciation en lien avec la contrepartie. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente augmente, l'accroissement de valeur est inscrit en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'il motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée pour les instruments de dettes.

Les modalités d'application des critères de dépréciation sont différenciées suivant la nature des actifs financiers disponibles à la vente.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente hors actifs dédiés détenus par les sociétés contrôlées, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 3 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 50 % par rapport à son coût historique pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente détenus dans le cadre des actifs dédiés d'EDF, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 5 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

En effet, s'agissant du portefeuille d'actifs dédiés, le Groupe prend en considération les éléments propres à leur nature : des obligations légales et réglementaires attachées à ces fonds, l'échéance des décaissements qu'ils financeront et la gestion à long terme de ces fonds.

1.3.16.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent ; ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

1.3.16.4 Opérations de titrisation

Lorsqu'il est démontré que le Groupe a transféré substantiellement les avantages et les risques liés aux créances cédées, notamment le risque de crédit, ces dernières sont décomptabilisées.

Dans le cas contraire, l'opération s'apparente à une opération de financement, et les créances sont par conséquent maintenues à l'actif du bilan avec comptabilisation d'un passif financier en contrepartie.

1.3.16.5 Compensation des actifs et des passifs financiers

Le Groupe compense les actifs et passifs financiers lorsque :

- il existe un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés ; et
- l'intention est de régler le montant net, ou de réaliser l'actif et le passif simultanément.

En application d'IFRS 7, des informations sont fournies dans l'annexe aux comptes consolidés visant à apprécier l'incidence actuelle ou potentielle des accords de compensation.

1.3.17 Stocks et encours

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de *trading*, qui sont évalués à leur valeur de marché. Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

1.3.17.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ; et
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les encours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication…).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Conformément à IAS 23, les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période dans la mesure où ces stocks sont produits de façon répétitive et en grande quantité.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.3.17.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans ces comptes de stocks :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir note 1.3.28) ;
- les encours de production de biens et de services liés notamment aux activités d'EDF Énergies Nouvelles et de Dalkia ;
- les stocks de gaz.

Hors activités de *trading,* les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent du taux de rotation de ces pièces.

Les stocks détenus dans le cadre d'activités de *trading* sont évalués en valeur de marché.

1.3.18 Clients et comptes rattachés

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire, reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

1.3.19 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme facilement convertibles en un montant connu de trésorerie dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur.

Les titres détenus à court terme et classés en « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec les variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

1.3.20 Capitaux propres

1.3.20.1 Écart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et de certains instruments de couverture.

1.3.20.2 Frais d'émission de capital

Seuls les coûts externes expressément liés à l'augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

1.3.20.3 Actions propres

Les actions propres sont des titres émis par EDF et détenus soit par elle-même soit par les autres membres du groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats nets de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

1.3.20.4 Titres subordonnés à durée indéterminée

EDF a lancé en 2013 et 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride »). Les options de remboursement de ces émissions sont à la main d'EDF à l'issue d'une période minimum qui diffère selon les termes des émissions puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques (évolution du référentiel comptable IFRS ou du régime fiscal par exemple). La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles qui diffèrent selon les termes des émissions. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF du fait de l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer indéfiniment le versement. Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF. L'ensemble de ces caractéristiques confèrent à EDF un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération du capital. Par conséquent, conformément à la norme IAS 32, ces émissions sont comptabilisées en capitaux propres et les rémunérations versées sont comptabilisées comme des dividendes.

1.3.21 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée par le Groupe si les trois conditions suivantes sont remplies :

- le Groupe a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année. Ces montants, répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements, sont évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme. Pour l'évaluation des provisions, ces montants sont actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs et pour contrats onéreux sont estimées en fonction des flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires du pays dans lequel est située l'entité économique et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs du Groupe et de l'échéance des engagements.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières au niveau de la ligne « Effet de l'actualisation ».

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.3.21.1 Provisions liées à la production nucléaire

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs).

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire en France et au Royaume-Uni est fournie en note 29.

1.3.21.2 Autres provisions

Les autres provisions concernent notamment :

- les risques liés aux participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les contrats onéreux ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux.

Les provisions pour contrats onéreux sont généralement liées à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :

- les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel ;
- les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer.

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux sont relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre et de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées (voir note 1.3.28).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

1.3.22 Avantages du personnel

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que des avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

1.3.22.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la duration des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État d'une duration cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat :
  - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
  - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits des actifs de couverture évalués à partir du taux d'actualisation des engagements,
  - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes,
  - les écarts actuariels relatifs aux avantages à long terme ;
- dans l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres :
  - les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi ;
  - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

1.3.22.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

1.3.22.2.1 Entités françaises relevant du régime des IEG

Les entités qui relèvent des Industries électriques et gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires. Ces sociétés sont EDF, ERDF, RTE, Électricité de Strasbourg, EDF PEI, Dunkerque LNG et certaines filiales du sous-groupe Tiru.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail – maladies professionnelles et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse nationale des IEG (CNIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du budget, de la sécurité sociale et de l'énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1er janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents des groupes EDF et Engie correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Engie ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- les indemnités de secours immédiat : elles ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 - § 5 du Statut National). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

1.3.22.2.2 Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les entités britanniques et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Pour ce qui concerne le Royaume-Uni, il existe trois principaux plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy :

- le plan de retraite BEGG *(British Energy Generation Group)* affilié à l'ESPS *(Electricity Supply Pension Scheme),* dont la plupart des affiliés sont salariés dans l'activité de Production Nucléaire. Le plan BEGG n'accepte plus de nouveaux affiliés depuis août 2012 ;
- le plan de retraite EEGSG *(EDF Energy Generation and Supply Group)* affilié à l'ESPS, mis en place en décembre 2010 pour les salariés restant aux effectifs d'EDF Energy à la suite du transfert de l'ancien plan à la société UK Power Networks lors de la cession des activités de réseaux. L'EEGSG n'accepte plus de nouveaux affiliés ;
- le plan de retraite EEPS *(EDF Energy Pension Scheme).* Ce plan a été mis en place en mars 2004 et l'affiliation est ouverte aux nouveaux entrants.

Le salaire sur lequel sont calculés les droits à la retraite (salaire de référence) des plans BEGG et EEGSG a fait l'objet en 2015 de l'introduction d'un plafond qui sera revalorisé chaque année, selon un indice spécifique, limité à 1 % pour les salariés dont le salaire de base dépasse le plafond (voir note 31.1.2).

Chaque plan est financièrement indépendant des autres. Les plans BEGG et EEGSG font partie du régime global des électriciens ESPS, qui est l'un des plus grands systèmes de retraite du secteur privé au Royaume-Uni.

La gestion des plans est externalisée et déléguée à des entités juridiques distinctes *(Trusts)* dont les membres *(trustees),* nommés par l'entreprise et les assurés, ont la responsabilité de gérer les fonds dans l'intérêt exclusif de ces derniers. Cette gestion repose sur une évaluation actuarielle triennale réalisée par les *trustees,* définissant le niveau de financement, les contributions patronales et salariales nécessaires ainsi que les échéanciers de versement. Les *trustees* ont la responsabilité de définir la stratégie d'investissement des plans en accord avec l'entreprise.

1.3.22.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.3.23 Paiements sur la base d'actions

Suivant la législation française, les salariés d'une société ou d'un groupe peuvent bénéficier d'augmentations de capital qui leur sont réservées. L'entreprise peut également mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites.

Au regard de la norme IFRS 2, ces avantages accordés aux salariés et anciens salariés constituent des charges de personnel pour l'entreprise, assimilables à des compléments de rémunération, et comptabilisés comme tels, en contrepartie des capitaux propres.

La valorisation de l'avantage dans le cas d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés se fait sur la base de la différence entre le prix de souscription et le cours de l'action au jour de l'attribution, avec une évaluation par calcul actuariel des impacts, le cas échéant, des délais de paiement, de la période d'incessibilité, et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites.

Dans le cas d'attribution d'actions gratuites, l'avantage est valorisé sur la base du cours de l'action au jour de l'attribution, en fonction du nombre d'actions accordées et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits.

1.3.24 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
  - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

En règle générale, la valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- les droits du concédant sur les biens existants, représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens, sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date avec pour assiette de calcul :
  - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculée en date de clôture et la valeur d'origine. Les dotations annuelles à la provision sont assises sur cette différence diminuée des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ce mode de dotation conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps,
  - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes rendus d'activité. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire du groupe EDF.

En l'absence de telles dispositions contractuelles spécifiques, une approche alternative serait de déterminer le montant des engagements contractuels à partir de la valeur actuelle du montant à décaisser pour faire face au renouvellement des biens concédés à l'issue de leur durée de vie industrielle.

Le Groupe présente ci-après, à titre d'information, les effets de cette dernière approche, à savoir une actualisation des obligations de pourvoir au financement des biens à renouveler.

Les principales hypothèses retenues pour établir cette simulation sont les suivantes :

- l'assiette de calcul de la provision pour renouvellement repose sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 1,6 % par an, minorée de la valeur d'origine du bien. Ce montant est constitué au fur et à mesure de l'usure du bien et actualisé à partir d'un taux de 4,3 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,3 %.

Le tableau qui suit donne les impacts pour EDF et ERDF d'une telle simulation pour l'exercice 2015 :

IMPACTS SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT

(en millions d'euros et avant impôt)	**2015**
Résultat d'exploitation	420
Résultat financier	(550)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	(130)

IMPACTS BILAN - CAPITAUX PROPRES

(en millions d'euros et avant impôt)	**2015**
À l'ouverture	2 095
À la clôture	1 965

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est de plus sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.

1.3.25 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres créditeurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

1.3.26 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités en cours de cession

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.

Le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Dans le tableau de flux de trésorerie, les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie des activités en cours de cession sont également isolées sur une ligne distincte.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

1.3.27 Nature et étendue des restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

Les principales restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs concernent les éléments suivants :

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni – voir note 1.3.22) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France - voir note 47 – et au Royaume-Uni – voir note 29.2) ;
- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes régulatoires (obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires…). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, ERDF, RTE et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie, Pologne, et Hongrie (voir notes 1.3.13 et 1.3.24) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessite l'obtention d'autorisations de la part d'organismes étatiques, en particulier lorsqu'elles exercent une activité régulée ou une activité d'exploitant de centrales nucléaires (notamment pour EDF Nuclear Generation Ltd. au Royaume-Uni, Taishan (TNPJVC) en Chine et CENG aux États-Unis).

Par ailleurs, certains pactes d'actionnaires relatifs à des sociétés contrôlées par le Groupe prévoient des clauses de protection des actionnaires minoritaires conduisant à nécessiter l'obtention de leur accord pour certaines décisions.

Enfin, certains financements accordés à des entités du Groupe font l'objet de clauses de remboursement anticipé (voir note 38.2.6).

1.3.28 Environnement

1.3.28.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants dans le groupe EDF, sont développés.

Les droits détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en stocks, à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat.

Les droits détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en immobilisations incorporelles :

- à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché ;
- pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

Lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité du Groupe sont supérieures aux droits attribués gratuitement de l'exercice, sous déduction éventuelle des droits attribués vendus à terme ou au comptant, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions ainsi déterminé. La quantité à provisionner correspond à l'insuffisance des droits possédés entre les émissions réelles et les droits attribués détenus à la date d'arrêté.

En l'absence d'attribution gratuite de droits d'émission, une provision est constatée systématiquement à hauteur des émissions réelles à la date d'arrêté.

Dans les deux cas, la provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

À la date d'arrêté, le portefeuille de droits d'émission et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de droits d'émission acquis inscrits en immobilisations incorporelles à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis qui seront à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation est constatée ou, le cas échéant, reprise pour partie ou en totalité.

1.3.28.2 Certificats d'énergie renouvelable

En application de la Directive européenne n° 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'intégration des coûts liés à la production de cette électricité dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France) ;
- la mise en place d'un dispositif de certificats d'énergie renouvelable (dispositif en vigueur au Royaume-Uni, en Italie jusqu'en 2015, en Pologne et en Belgique).

Le mécanisme des certificats d'énergie renouvelable peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (Pologne, EDF Énergies Nouvelles) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité étant également commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, Edison, EDF Luminus, Fenice).

Le groupe EDF retient les traitements comptables suivants :

- pour les producteurs d'électricité non contraints, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée sont comptabilisés en « Autres stocks », avant revente aux commercialisateurs ;
- pour les producteurs contraints et pour une entité productrice et commercialisatrice ayant une obligation quantifiée de commercialiser de l'énergie renouvelable, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée :
  - ne sont pas comptabilisés dans la limite de l'obligation,
  - sont comptabilisés en « Autres stocks » au-delà de l'obligation,
  - dans le cas particulier où une entité n'est pas en mesure de satisfaire son obligation en fin d'exercice, les traitements comptables retenus par le Groupe sont les suivants :
    - les certificats acquis à titre onéreux pour satisfaire l'obligation sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition, et
    - une provision est constituée à hauteur du déficit de certificats constaté en fin d'année par rapport à l'obligation. Cette provision est valorisée en tenant compte successivement du prix d'acquisition des certificats déjà acquis, au comptant ou à terme, du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats.

Les achats/ventes à terme de certificats relevant d'une activité de négoce sont comptabilisés selon la norme IAS 39 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

1.3.28.3 Certificats d'économies d'énergie (CEE)

En application de la Directive n° 2012/27/CE relative à l'efficacité énergétique, les États membres sont tenus d'atteindre un objectif d'économies d'énergie d'ici 2020. Cet objectif peut notamment être atteint par la mise en place d'un dispositif de certificats d'économies d'énergie, semblable, par exemple, à celui instauré par la loi française du 13 juillet 2005.

Dans ce cadre, le groupe EDF satisfait son obligation soit en réalisant des actions sur son patrimoine ou auprès des clients finals afin d'obtenir auprès de l'État des certificats d'économies d'énergie, soit en acquérant directement ces certificats d'économies d'énergie.

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :

- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues si les conditions d'activation des dépenses ne sont pas remplies ou si les actions sont réalisées en vue d'inciter les tiers à réaliser des économies d'énergie.

Les dépenses réalisées au-delà de l'obligation cumulée à la date d'arrêté sont comptabilisées en stocks jusqu'à leur utilisation pour couvrir l'obligation. Le cas échéant, une provision est comptabilisée si les économies d'énergie réalisées sont inférieures à l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

1.3.28.4 Dépenses environnementales

Les dépenses environnementales sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources ;
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

Note 2 Comparabilité des exercices

2.1 CHANGEMENTS DE MÉTHODES COMPTABLES : PREMIÈRE APPLICATION DE L'INTERPRÉTATION IFRIC 21

L'interprétation IFRIC 21 est d'application obligatoire au 1er janvier 2015, de façon rétrospective conformément à IAS 8.

La conséquence principale pour le Groupe de ce changement de méthode comptable est la comptabilisation de certaines taxes, qui n'est désormais plus étalée sur l'année mais effectuée dès la survenance du fait générateur de ces taxes, sur le premier semestre de l'année dans la plupart des cas.

Les taxes concernées par ce changement de comptabilisation relèvent essentiellement de l'exploitation des activités du groupe EDF en France. Il s'agit notamment des taxes dont le fait générateur intervient au 1er janvier telles que la taxe sur les installations nucléaires, l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER), la taxe foncière, la taxe sur les pylônes et la taxe hydraulique.

L'application de l'interprétation IFRIC 21 n'a pas d'effet significatif sur les comptes consolidés annuels.

Note 3 Opérations et événements majeurs

3.1 ARRÊTÉ CONCERNANT LE COÛT DU PROJET DE STOCKAGE CIGÉO

Le 15 janvier 2016, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a fixé par arrêté à 25 milliards d'euros, aux conditions économiques de 2011, l'évaluation prévue par l'article L. 542-12 du Code de l'environnement du coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue concernant le projet de stockage Cigéo.

Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires. En application de cet arrêté, le coût du projet Cigéo sera régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

Le coût du projet Cigéo fixé par l'arrêté est de 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 et se substitue à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel s'appuyait le groupe EDF dans ses comptes consolidés à fin décembre 2014 et à fin juin 2015.

La prise en compte de ce coût a pour conséquence, au 31 décembre 2015, une augmentation de 820 millions d'euros des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre des dépenses futures relatives au projet de stockage profond Cigéo.

Cette augmentation des provisions a un impact négatif sur le résultat net part du Groupe 2015 de 509 millions d'euros net d'impôts.

3.2 EDISON : ARBITRAGE DES CONTRATS GAZ D'APPROVISIONNEMENT À LONG TERME

Le 27 novembre 2015, le Tribunal arbitral constitué auprès de la Chambre de commerce internationale a notifié à Edison et ENI sa décision sur la révision du prix du contrat de gaz à long terme de Libye. Cette décision s'est traduite par un impact positif de 855 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation de l'exercice 2015 du Groupe.

Le 29 août 2014, le tribunal de la Chambre de commerce de Stockholm a notifié à Edison et Promgas sa décision sur la révision de prix de gaz avec la Russie. Cette décision s'est traduite par un impact positif de 80 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation de l'exercice 2014 du Groupe (y compris compensations relatives aux exercices antérieurs).

3.3 DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (RAG)

Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a adopté une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG).

Cette décision fait suite à l'annulation par le Tribunal de l'Union européenne par un arrêt de décembre 2009, confirmé par la Cour de Justice de l'Union européenne en juin 2012, de la décision initiale de la Commission du 16 décembre 2003 au motif que la Commission aurait dû dans son appréciation, appliquer le critère de l'investisseur avisé pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État.

Suite à cette annulation, l'État avait restitué à EDF le 30 décembre 2009 un montant de 1 224 millions d'euros (soit 889 millions d'euros de principal et 335 millions d'euros d'intérêts) correspondant à la somme qui avait été versée par EDF à l'État français en février 2004 (ce montant ayant été en partie reversé à ERDF et RTE pour leurs quotes-parts respectives). La Commission avait décidé en mai 2013 de rouvrir la procédure.

Par sa décision du 22 juillet 2015, la Commission conclut à l'existence d'une aide d'État incompatible avec le marché commun. En conséquence de cette décision, l'État a ordonné à EDF le remboursement de la somme correspondant au montant de l'aide alléguée, augmentée des intérêts selon les modalités fixées par la Commission.

EDF a pris acte de cette décision et a procédé au remboursement des sommes exigées. Le Groupe conteste toutefois l'existence d'une aide d'État illicite et a déposé le 22 décembre 2015 un recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne.

EDF en traduit les conséquences sur ses comptes consolidés au 31 décembre 2015 de la façon suivante :

- de façon symétrique aux impacts qui avaient été enregistrés dans les comptes au 31 décembre 2009 :
  - le principal d'impôt, soit 889 millions d'euros, est comptabilisé en diminution des capitaux propres consolidés du Groupe,
  - les intérêts financiers associés s'élèvent à 494 millions d'euros et sont comptabilisés en « Autres produits et charges financiers » pour la part concernant EDF et ERDF et en « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » pour la part relative à RTE. L'impact sur le résultat net part du Groupe est de (354) millions d'euros ;
- en contrepartie EDF a procédé le 13 octobre 2015 à un décaissement de 1 383 millions d'euros vis-à-vis de l'État français, partiellement compensé par un remboursement de RTE à hauteur de 375 millions ;
- la valeur des titres RTE diminue ainsi à hauteur de sa quote-part dans le montant du principal et des intérêts nets d'impôts (en « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises »).

Cette décision se traduit par une augmentation de l'endettement financier net de 906 millions d'euros, effet net d'impôt aux bornes du Groupe.

3.4 ÉMISSIONS OBLIGATAIRES SENIORS

EDF a lancé le 8 octobre 2015 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains :

- obligation de 1 500 millions de dollars, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 2,35 % ;
- obligation de 500 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,75 % ;
- obligation de 1 150 millions de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 4,95 % ;
- obligation de 350 millions de dollars, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 5,25 %.

À cette même date, EDF a lancé une émission obligataire verte de 1 250 millions de dollars américains, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 3,625 %.

Ces émissions font suite à l'émission d'une obligation senior « Formosa » conclue le 25 septembre 2015 sur le marché taïwanais pour un montant de 1 500 millions de dollars américains (maturité 30 ans, coupon fixe de 4,75 %).

Ces opérations permettent au groupe EDF de poursuivre le renforcement de la structure de son bilan.

3.5 ACCORDS POUR LA CONSTRUCTION DE LA CENTRALE NUCLÉAIRE D'HINKLEY POINT C

EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé le 21 octobre 2015 un accord stratégique d'investissement pour un co-investissement dans la construction de deux réacteurs à Hinkley Point C.

L'accord inclut un large partenariat au Royaume-Uni afin de développer des centrales nucléaires à Sizewell et à Bradwell. Les contrats entre le gouvernement britannique et EDF sont finalisés. Les contrats avec les quatre principaux fournisseurs d'Hinkley Point C sont également finalisés.

Selon l'Accord stratégique d'investissement, la participation d'EDF dans Hinkley Point C serait de 66,5 % et celle de CGN de 33,5 %. Sans réduire cette participation initiale en dessous de 50 %, EDF envisagera en temps voulu d'impliquer d'autres investisseurs dans le projet.

EDF et CGN ont aussi convenu des termes principaux d'un plus large partenariat visant au co-développement de nouvelles centrales nucléaires à Sizewell dans le Suffolk et à Bradwell dans l'Essex. Ces termes seront finalisés avant la décision finale d'investissement sur Hinkley Point C.

Les étapes pour une décision finale d'investissement sont les suivantes :

- finalisation par EDF de son plan de financement et apport par CGN des garanties concernant son propre financement ;
- approbation par les Conseils d'administration d'EDF et de CGN ;
- autorisation des autorités de la concurrence au titre du contrôle des concentrations et d'autres autorités gouvernementales en Chine et en Europe ;
- finalisation de la version intégrale de la documentation contractuelle sur la base des accords signés en octobre 2015.

3.6 OPÉRATIONS ET ÉVÉNEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE 2014

3.6.1 Dalkia

3.6.1.1 Historique des opérations

Aux termes de l'accord du 25 mars 2014, le groupe EDF a repris l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France (y compris Citelum), tandis que les activités de Dalkia International ont été reprises par Veolia Environnement (VE).

Dans ce cadre, VE a versé en net au groupe EDF un montant de 661 millions d'euros afin de compenser le différentiel de valeur entre les participations détenues respectivement par les deux actionnaires dans les différentes entités de Dalkia.

Suite à l'autorisation par la Commission européenne et à la levée des autres conditions suspensives, le Groupe a finalisé le 25 juillet 2014 l'opération avec VE sur la base des termes de l'accord du 25 mars 2014.

Dalkia, leader en France sur le marché des services d'efficacité énergétique pour les collectivités et les industriels, développe des offres dans trois domaines d'activité : réseaux de chaleur et de froid, utilités industrielles et services énergétiques aux bâtiments. Les activités de Dalkia en France (hors Citelum) emploient environ 12 000 personnes.

Le sous-groupe Citelum est également inclus dans les activités de Dalkia en France reprises par le groupe EDF. Citelum propose des solutions en lien avec les équipements électriques urbains en France et à l'international (lumière urbaine, gestion des déplacements, équipements de sécurisation et de communication dans l'espace public).

3.6.1.2 Traitement comptable dans les comptes consolidés d'EDF

L'acquisition de Dalkia s'est traduite dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2014 par les éléments suivants :

- un résultat de cession de 217 millions d'euros, résultant d'une nouvelle évaluation de la quote-part antérieurement détenue à la juste valeur à la date de prise de contrôle, comptabilisé en « Autres produits et charges d'exploitation » ;
- la constatation d'un goodwill pour 392 millions d'euros.

Cette opération permet au Groupe de développer sa présence dans le domaine des services énergétiques.

3.6.1.3 Effet de périmètre Dalkia sur 2014

Le compte de résultat 2014 du groupe EDF n'intègre pas les activités du premier semestre 2014 de Dalkia, car la prise de contrôle est intervenue le 25 juillet 2014.

Si la prise de contrôle de Dalkia était intervenue au 1er janvier 2014, le chiffre d'affaires et l'excédent brut d'exploitation du Groupe auraient augmenté respectivement d'environ 1,4 milliard d'euros et 0,1 milliard d'euros sur l'exercice 2014.

3.6.2 Accord avec Exelon sur CENG

Après obtention de l'approbation de l'autorité de sûreté nucléaire américaine, la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC), EDF a finalisé, le 1er avril 2014, l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 concernant Constellation Energy Nuclear Group (CENG).

Aux termes de cet accord, EDF délègue à Exelon, premier exploitant nucléaire américain, la gestion opérationnelle des cinq réacteurs nucléaires détenus par CENG (répartis sur trois sites aux États-Unis et représentant une puissance totale de 4,2 GW).

Par ailleurs, CENG a versé au Groupe un dividende exceptionnel d'un montant de 400 millions de dollars américains (290 millions d'euros), dont le versement a été financé par un prêt accordé à CENG par Exelon. Dès la fin du remboursement de ce prêt, CENG s'est engagé à verser également à Exelon un dividende d'une valeur actualisée équivalente à 400 millions de dollars américains. EDF s'est également vu octroyer une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon – à la juste valeur – exerçable entre janvier 2016 et juin 2022.

À l'issue de cette opération, CENG reste détenue à 49,99 % par EDF et 50,01 % par Exelon, avec un Conseil d'administration composé à parité d'administrateurs désignés par Exelon et EDF. Néanmoins, l'examen des clauses du nouvel accord, au regard des critères d'analyse des nouvelles normes IFRS 10 et IFRS 11, conduit à considérer que CENG devient pour le groupe EDF, à compter du 1er avril 2014, une entreprise associée (coentreprise avant cette date). CENG est donc consolidée par mise en équivalence.

3.6.3 Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée

EDF a lancé le 15 janvier 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride ») :

- 1 500 millions de dollars avec un coupon de 5,625 % et une option de remboursement à 10 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 4,125 % et une option de remboursement à 8 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 5 % et une option de remboursement à 12 ans ;
- 750 millions de livres sterling avec un coupon de 5,875 % et une option de remboursement à 15 ans.

Ces émissions ont été comptabilisées en capitaux propres à compter de la date de réception des fonds (voir note 1.3.20.4).

Note 4 Évolutions réglementaires en France

4.1 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Le 15 juillet 2015, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a publié son rapport 2015 sur les tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRV), dans lequel elle constate qu'un déficit tarifaire de 922 millions d'euros au titre de 2014 vient s'ajouter aux déficits antérieurs non rattrapés.

Un arrêté du 30 juillet 2015 a fixé les niveaux des tarifs réglementés de vente, entrés en vigueur le 1er août 2015. En moyenne, les tarifs bleus résidentiels ont augmenté de 2,5 %, les tarifs jaunes de 0,9 %, les tarifs verts de 4 % tandis que les tarifs bleus non résidentiels sont restés inchangés.

Le 31 décembre 2015 a vu la fin des tarifs réglementés de vente jaune et vert. Au 1er janvier 2016, environ trois quarts des sites concernés par la fin de ces tarifs ont conclu un contrat en offre de marché avec le fournisseur de leur choix. Le quart des sites concernés n'ayant toujours pas signé de contrat avec le fournisseur de leur choix demeure alimenté par leur fournisseur historique mais dans le cadre d'un contrat transitoire dont la durée ne dépassera pas six mois.

4.2 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE 4)

La CRE a publié le 28 mai 2015 la délibération portant décision sur l'évolution au 1er août 2015 du TURPE Distribution. Le TURPE Distribution a augmenté de 0,4 %. Cette hausse correspond à une stabilisation du coefficient d'apurement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) [1] et à une hausse de l'inflation de 0,4 %.

S'agissant des tarifs de transport, le TURPE a également augmenté de 2,4 % au 1er août 2015, correspondant là aussi à l'apurement du CRCP pour 2 %, et à une prise en compte de l'inflation de 0,4 %.

En outre, le 7 mai 2014, la CRE avait décidé de mettre en œuvre un abattement exceptionnel de 50 % sur la facture de transport d'électricité des sites industriels gros consommateurs d'électricité. Cette mesure s'appliquait depuis le 1er août 2014 et jusqu'au 31 juillet 2015. Dans la délibération du 11 juin 2015 portant décision sur l'évolution du TURPE Transport, la CRE a prolongé l'abattement de 50 % du TURPE Transport aux électro-intensifs jusqu'au 31 décembre 2015. Cet abattement est désormais prévu par l'article L. 341-4-2 du Code de l'énergie introduit par l'article 157 de la loi de transition énergétique et peut aller jusqu'à 90 %. La perte de recettes pour RTE sera compensée dans le cadre des futures évolutions tarifaires grâce au mécanisme de CRCP.

Enfin, la CRE a engagé des travaux et réflexions sur la prochaine structure des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (tarifs dits « TURPE 5 »). La CRE a soumis le 22 juillet 2015 à consultation ses analyses préliminaires sur la structure des tarifs TURPE 5. La consultation, dont les réponses ont été apportées avant le 25 septembre 2015, portait spécifiquement sur la structure tarifaire, c'est-à-dire sur la façon dont les coûts de réseaux sont alloués entre les différents types d'utilisateurs, au travers des différentes composantes tarifaires dont les principales sont les composantes de soutirage, d'injection, de comptage et de gestion. Une prochaine consultation doit porter sur la grille tarifaire elle-même.

4.3 CSPE

La CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF [2]. Cette taxe est collectée directement auprès du consommateur final.

Le mécanisme CSPE est réformé par la loi de finance rectificative 2015, publiée au *Journal officiel* le 30 décembre 2015. Les charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) sont intégrées au budget de l'État en 2016.

1. *Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.*
2. *Les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et Électricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.*

La loi crée un compte d'affectation spécial « Transition énergétique » d'un montant de 4,4 milliards d'euros. Il sera alimenté en 2016 par le produit de la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Électricité (TICFE) diminué de 2 milliards d'euros et par 2,16 % du produit de la Taxe Intérieure sur la Consommation sur le Gaz Naturel (TICGN). Il couvre les dépenses supportées par les obligés, comme le surcoût des contrats d'obligations d'achat des EnR et de biogaz, les écarts entre charges prévisionnelles et charges constatées, l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF dont l'échéancier fera l'objet d'un arrêté et le remboursement des avances de CSPE aux industriels bénéficiant avant 2016 d'exonérations. Les charges de solidarité, d'obligations d'achat hors EnR et de péréquation tarifaire dans les ZNI sont compensées par le budget général de l'État via le compte « Service public de l'énergie » dont le montant est de 2 milliards d'euros.

La loi fait également évoluer la fiscalité sur les énergies. Elle prévoit une hausse de la TICGN et de la Taxe charbon en 2016 et 2017, le remplacement de la TICFE par la nouvelle CSPE. Les tarifs de la CSPE sont fixés à 22,5 €/MWh en 2016, à 2 €/MWh, 5 €/MWh ou 7,5 €/MWh pour les électro-intensifs selon un critère de kilowattheures par euro de valeur ajoutée, et à 0,5 €/MWh pour les hyper-électro-intensifs.

Le projet du décret « CSPE » a été présenté au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) le 21 décembre 2015. Il missionne la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) pour effectuer les versements aux obligés dont EDF, et tenir les comptes « Service public de l'énergie » et « Transition énergétique ». Il missionne la CRE pour déterminer le montant des charges de service public de l'énergie, montant constaté et montant prévisionnel. Enfin, il fixe les modalités de compensation des charges aux obligés.

Par ailleurs, l'estimation des charges à compenser d'EDF au titre de 2015 s'élève à 6,3 milliards d'euros, en hausse de 7 % par rapport à 2014. Cette hausse s'explique principalement par l'effet de la baisse des prix de marché qui augmente le surcoût de l'énergie sous obligation d'achat à compenser par la CSPE et par une hausse des volumes produits par les filières photovoltaïque et éolienne. Les montants encaissés en 2015 s'établissent quant à eux à 6,1 milliards d'euros, soit une hausse de 17,6 % par rapport à 2014. Cette hausse résulte principalement de l'augmentation du niveau de la CSPE applicable à compter du 1er janvier 2015 (augmentation de 3 €/MWh par rapport à 2014, portant son niveau pour l'année 2015 à 19,5 €/MWh).

Enfin, l'accord signé début 2013 par EDF et les pouvoirs publics prévoyant un remboursement progressif d'ici fin 2018 de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 et des coûts de portage induits pour le Groupe a été actualisé fin 2015 par un courrier des Ministres reçu le 26 janvier 2016. L'État a reconnu les nouveaux déficits apparus entre 2013 et 2015 et les intérêts associés, estimés à 644 millions d'euros. L'État autorise EDF à affecter en 2016 cette créance aux actifs dédiés. Le montant de la créance due à EDF est ainsi de 5,9 milliards d'euros fin 2015 (voir note 36.3). L'échéancier de remboursement a été adapté pour que la créance soit remboursée d'ici 2020. Il fera l'objet d'un arrêté ministériel.

4.4 LOI NOME ET ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF ont représenté 12,3 TWh au premier semestre 2015. Au second semestre 2015, elles sont en forte baisse pour s'établir à 3,8 TWh, principalement du fait de la baisse marquée des prix du marché de gros qui devient une source d'approvisionnement plus attractive, et par la résiliation de contrats-cadres de plusieurs fournisseurs.

Lors du guichet de la fin de l'année 2015 destiné à la fourniture du premier semestre 2016, les souscriptions d'ARENH ont été nulles.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1er janvier 2012 à 42 €/MWh, devra être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le projet de décret précisant la méthode d'évaluation des coûts constitutifs de l'ARENH a été étudié par le Conseil supérieur de l'énergie (CSE) le 19 juin 2014, par l'Autorité de la concurrence et par la CRE. Il est toujours en cours d'examen par la Commission européenne qui doit donner son accord sur la formule de prix. Le Gouvernement a reporté la date d'application du décret dans l'attente des conclusions des discussions avec la Commission européenne.

4.5 LOI RELATIVE À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE POUR LA CROISSANCE VERTE

L'Assemblée nationale a adopté le 22 juillet 2015, en lecture définitive, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, au terme d'un long processus législatif. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite « LTECV ») a été promulguée au *Journal officiel* du 18 août 2015, après avoir fait l'objet d'une décision du Conseil constitutionnel du 13 août 2015.

4.6 ACCORD AGIRC-ARRCO DU 30 OCTOBRE 2015

Le 30 octobre 2015, les partenaires sociaux ont conclu un accord visant à rééquilibrer les comptes de l'AGIRC-ARRCO.

Cet accord contient plusieurs ensembles de mesures dont certaines sont applicables à compter du 1er janvier 2016 : moindre revalorisation des pensions de 2016 à 2018, report de la date de revalorisation des pensions du 1er avril au 1er novembre, baisse du rendement du régime, extension de l'assiette de cotisation de l'AGFF à la tranche C de l'AGIRC et mesures visant à améliorer la gestion des régimes.

Le régime de retraite de la branche des Industries électriques et gazières (IEG) est adossé financièrement au régime AGIRC-ARRCO depuis 2005. Dès lors que cet accord ne modifie pas les droits des bénéficiaires de la branche des IEG, l'augmentation des engagements résultant du mécanisme d'adossement est enregistrée en écart actuariel, à hauteur de 1 milliard d'euros.

4.7 DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS PAR ERDF (LINKY)

Les travaux menés tout au long de l'année 2015 par ERDF se sont concrétisés par le franchissement le 1er décembre d'un des jalons clés de la tranche 1 du programme consistant au démarrage du déploiement. La pose de compteurs de généralisation a débuté dans toutes les régions, à l'exception de l'Île-de-France où la concertation sociale n'est pas close. Ainsi, à fin décembre 2015, plus de 24 000 compteurs de généralisation ont été déployés et plus de 3 000 concentrateurs posés dans les postes.

Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation

Les principales évolutions de périmètre sur l'exercice 2015 concernent les entités suivantes :

5.1 BUDAPESTI ERŐMŰ ZRT (BE ZRT)

Le 10 décembre 2015, le groupe EDF a finalisé la cession de sa participation majoritaire de 95,6 % dans l'entreprise hongroise Budapesti Erőmű Zrt (BE Zrt) avec EP Energy.

Cette opération n'a pas d'impact significatif sur les comptes du Groupe.

5.2 ESTAG

Le groupe EDF a finalisé le 21 décembre 2015 la cession de sa participation minoritaire de 25 % dans l'entreprise Energie Steiermark Holding AG (Estag) suite à la signature en juillet 2015 d'un accord avec Macquarie Infrastructure and Real Assets pour cette vente.

Cette opération n'a pas d'impact significatif sur les comptes du Groupe.

5.3 NOUVEL ACCORD SUR LA CONVENTION D'ACTIONNAIRES D'EDF LUMINUS

Les actionnaires d'EDF Luminus, Publilec, Socofe, Ethias et Nethys, et le groupe EDF ont signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires qui réitère leur volonté d'accompagner le développement de l'entreprise. La signature de cet accord a eu pour conséquence de mettre un terme au processus d'entrée en bourse initié en mai dernier.

L'avenant signé prolonge la convention d'actionnaires jusqu'en 2025 et prévoit la réorganisation actionnariale suivante (sans impact sur le contrôle exercé par le Groupe) :

- maintien de quatre actionnaires belges : Publilec (26,4 %), Socofe (4,7 %), Ethias (0,2 %) et Nethys (0,1 %) qui, au titre de la convention d'actionnaires, bénéficient d'un mécanisme de liquidité leur permettant de sortir du capital d'EDF Luminus à partir de la fin 2018 sous certaines conditions ;
- hausse de la participation d'EDF dans EDF Luminus à 68,6 % (au lieu de 63,5 % comme précédemment) liée à l'acquisition par le groupe EDF de la participation de Publilum et VEH dans EDF Luminus pour 58 millions d'euros.

5.4 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION SUR L'EXERCICE 2014

Outre l'acquisition par le Groupe des activités du groupe Dalkia et la cession des activités de Dalkia International en 2014 détaillées en note 3.6.1, les principales évolutions en France du périmètre de consolidation intervenues sur l'exercice 2014 sont présentées ci-contre.

5.4.1 EDF Norte Fluminense

5.4.1.1 Acquisition des intérêts minoritaires

Le 11 avril 2014, le groupe EDF a acquis les 10 % détenus par le brésilien Petrobras dans la centrale thermique EDF Norte Fluminense SA au Brésil. Le Groupe détient désormais 100 % du capital de la société. L'acquisition de la participation de Petrobras s'est traduite par un impact négatif de 35 millions d'euros sur les capitaux propres – part du Groupe résultant de la différence entre la quote-part d'actifs acquise et le prix payé.

5.4.1.2 Prise de participation dans la Compagnie Énergétique de Sinop

En décembre 2014, EDF Norte Fluminense a pris une participation de 51 % dans la Compagnie Énergétique de Sinop (CES), en charge de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique de Sinop. Les deux autres actionnaires sont Eletronorte (24,5 %) et CHESF (24,5 %), filiales du groupe Eletrobras.

La construction du barrage d'une puissance installée de 400 MW a démarré au printemps 2014, et sa mise en service commerciale est prévue au premier semestre 2018.

L'analyse de la gouvernance mise en place entre les actionnaires de CES conclut à définir la participation du Groupe comme une coentreprise au sens d'IFRS 10, comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

5.4.2 Prise de participation dans Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.

En avril 2014, le groupe EDF et l'électricien China Datang Corporation (CDT) ont signé un accord pour une prise de participation du Groupe à hauteur de 49 % dans la société Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. (FPC). Cette coentreprise construira et exploitera une centrale ultra-supercritique au charbon de deux unités de 1 000 MW chacune, dont la construction vient d'être lancée sur le site de Fuzhou, dans le Sud-Est de la Chine. La mise en service de la centrale est prévue en 2016.

L'analyse de la gouvernance mise en place entre les actionnaires de FPC conclut à définir la participation du Groupe comme une coentreprise au sens d'IFRS 10, comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

5.4.3 Cession de South Stream Transport BV

Le 29 décembre 2014, EDF et Gazprom ont signé un accord pour le rachat par Gazprom de la participation de 15 % du groupe EDF, via sa filiale EDF International, dans le projet de gazoduc de South Stream Transport BV.

Dans ce cadre et conformément aux accords préexistants, EDF International a ainsi récupéré l'intégralité des sommes investies dans le projet.

Note 6 Informations sectorielles

6.1 INFORMATIONS PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations inter-secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif. Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « **France** », qui désigne EDF, RTE Réseau de Transport d'Électricité et ERDF, et regroupe principalement les activités de production et commercialisation (non régulées), les activités réseaux (Distribution et Transport) et les activités insulaires ;
- « **Royaume-Uni** », qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy, y compris EDF Energy Nuclear Generation Ltd. et EDF Development Company Ltd. ;
- « **Italie** », qui désigne les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TdE SpA et Fenice ;
- « **Autre international** », qui désigne EDF International et les autres entités électriques et gazières situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;
- « **Autres activités** », qui désigne l'ensemble des autres participations dont EDF Trading, EDF Énergies Nouvelles, Dalkia, Tiru, Électricité de Strasbourg et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

6.1.1 Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :							
Chiffre d'affaires externe	39 619	11 618	11 677	5 634	6 458	–	75 006
Chiffre d'affaires inter-secteur	949	4	17	193	1 765	(2 928)	–
CHIFFRE D'AFFAIRES	**40 568**	**11 622**	**11 694**	**5 827**	**8 223**	**(2 928)**	**75 006**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**11 517**	**2 242**	**1 345**	**609**	**1 888**	**–**	**17 601**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**4 620**	**(217)**	**(814)**	**(382)**	**1 073**	**–**	**4 280**
Bilan :							
Goodwill	–	9 163	–	15	1 058	–	10 236
Immobilisations incorporelles et corporelles	100 372	14 668	7 350	3 907	12 906	–	139 203
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	5 625	61	171	4 891	777	–	11 525
Autres actifs sectoriels [1]	30 982	5 044	3 196	1 033	7 355	–	47 610
Actifs détenus en vue de la vente	–	–	–	–	–	–	–
Autres actifs non affectés	–	–	–	–	–	–	70 367
TOTAL ACTIF	**136 979**	**28 936**	**10 717**	**9 846**	**22 096**	**–**	**278 941**
Autres informations :							
Dotations aux amortissements	(5 690)	(1 416)	(856)	(461)	(586)	–	(9 009)
Pertes de valeur	(259)	(1 096)	(1 420)	(473)	(252)	–	(3 500)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	–	3 174	633	640	1 044	–	5 491
Investissements corporels et incorporels	9 297	1 823	587	696	2 386	–	14 789

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

6.1.2 Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni [2]	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :							
Chiffre d'affaires externe	39 910	10 669	12 687	5 603	4 514	–	73 383
Chiffre d'affaires inter-secteur	931	–	3	193	1 374	(2 501)	–
CHIFFRE D'AFFAIRES	**40 841**	**10 669**	**12 690**	**5 796**	**5 888**	**(2 501)**	**73 383**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**12 198**	**1 941**	**886**	**632**	**1 622**	**–**	**17 279**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**6 238**	**810**	**228**	**(356)**	**1 064**	**–**	**7 984**
Bilan :							
Goodwill	–	8 652	–	42	1 000	–	9 694
Immobilisations incorporelles et corporelles	96 404	14 531	8 915	4 206	12 328	–	136 384
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	5 109	51	219	5 022	582	–	10 983
Autres actifs sectoriels [1]	31 147	4 919	3 862	1 126	7 686	–	48 740
Actifs détenus en vue de la vente	–	–	–	–	18	–	18
Autres actifs non affectés							62 128
TOTAL ACTIF	**132 660**	**28 153**	**12 996**	**10 396**	**21 614**	**–**	**267 947**
Autres informations :							
Dotations aux amortissements	(5 343)	(1 007)	(714)	(385)	(491)	–	(7 940)
Pertes de valeur	(35)	(169)	(182)	(606)	(197)	–	(1 189)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	–	2 998	729	730	962	–	5 419
Investissements corporels et incorporels	9 025	1 585	444	511	2 156	–	13 721

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

(2) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading*, dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.*

6.2 CHIFFRE D'AFFAIRES EN PROVENANCE DE CLIENTS TIERS VENTILÉ PAR GROUPES DE PRODUITS OU SERVICES

Le chiffre d'affaires du Groupe est ventilé par groupes de produits ou services définis comme suit :

- « Production-Commercialisation » : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production-Commercialisation » inclut également les activités de *trading* de matières premières ;
- « Distribution » : gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- « Transport » : exploitation, entretien et développement du réseau de transport d'électricité Haute Tension et Très Haute Tension ;
- « Autres » : services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques…) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque…).

(en millions d'euros)	Production-Commercialisation	Distribution	Transport	Autres	Éliminations	Total
2015 :						
Chiffre d'affaires externe :						
■ dont France	25 036	14 612	–	331	(360)	39 619
■ dont International et autres activités	29 556	910	275	4 646	–	35 387
CHIFFRE D'AFFAIRES	**54 592**	**15 522**	**275**	**4 977**	**(360)**	**75 006**
2014 :						
Chiffre d'affaires externe :						
■ dont France	26 030	14 317	–	460	(897)	39 910
■ dont International et autres activités [1]	29 937	588	245	2 703	–	33 473
CHIFFRE D'AFFAIRES	**55 967**	**14 905**	**245**	**3 163**	**(897)**	**73 383**

(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading*, dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.*

Le chiffre d'affaires 2015 « Autres » inclut un effet périmètre du fait de l'acquisition de Dalkia le 25 juillet 2014, correspondant à une activité de services énergétiques (voir note 3.6.1.3).

COMPTE DE RÉSULTAT

Note 7 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2015	2014 (1)
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	72 768	70 958
Autres ventes de biens et de services	1 557	1 515
Trading	681	910
CHIFFRE D'AFFAIRES	**75 006**	**73 383**

(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading*, dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.*

Les ventes d'énergie et de services liés à l'énergie de l'exercice 2014 intègrent les effets de la régularisation des tarifs réglementés de ventes relative à la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 pour 0,9 milliard d'euros et le chiffre d'affaires de Dalkia à compter du 25 juillet 2014 pour 1,4 milliard d'euros.

Retraité de ces éléments, le chiffre d'affaires de l'exercice 2015 est en légère baisse, avec une diminution du chiffre d'affaires en Italie, principalement du fait d'effets prix défavorables sur l'énergie vendue, et une augmentation du chiffre d'affaires en France, du fait de l'augmentation des tarifs intégrés et d'un effet climat légèrement favorable par rapport à 2014, venant plus que compenser des conditions de marché défavorables.

Note 8 Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2015	2014 (1)
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(13 572)	(12 307)
Achats d'énergie	(15 870)	(15 889)
Charges de transport et d'acheminement	(9 462)	(9 316)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(209)	(122)
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	338	421
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**(38 775)**	**(37 213)**

(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading*, dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.*

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (charbon, biomasse, fioul, propane, matières fissiles, combustibles nucléaires et gaz), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable).

Les achats d'énergie comprennent les achats d'énergie produite par des tiers, y compris celle issue de la cogénération en vue de la revente.

Note 9 Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2015	2014
Services extérieurs	(11 631)	(11 316)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(2 617)	(2 707)
Production stockée et immobilisée	4 509	4 673
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	213	169
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	**(9 526)**	**(9 181)**

Retraitées des effets change et périmètre (en particulier Dalkia à compter du 25 juillet 2014), les autres consommations externes sont en diminution sur l'ensemble des secteurs, et au global de l'ordre de (5,1) % par rapport à 2014.

Note 10 Charges de personnel

10.1 CHARGES DE PERSONNEL

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2015	2014
Rémunérations	(7 878)	(7 426)
Charges de Sécurité sociale	(1 867)	(1 668)
Intéressement et participation	(274)	(257)
Autres contributions liées au personnel	(388)	(373)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(236)	(242)
Avantages à court terme	**(10 643)**	**(9 966)**
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(949)	(852)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(952)	(723)
Avantages postérieurs à l'emploi	**(1 901)**	**(1 575)**
Autres avantages à long terme	11	(237)
Indemnités de fin de contrat	4	(7)
Autres charges de personnel	**15**	**(244)**
CHARGES DE PERSONNEL	**(12 529)**	**(11 785)**

10.2 EFFECTIFS MOYENS

	2015	2014
Statut IEG	104 186	103 088
Autres	52 126	44 936
EFFECTIFS MOYENS	**156 312**	**148 024**

Les effectifs moyens des entités contrôlées et en activités conjointes sont présentés en équivalents temps plein.

La hausse observée en 2015 est principalement liée à l'entrée de périmètre de Dalkia.

Note 11 Impôts et taxes

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2015	2014
Impôts et taxes sur rémunérations	(258)	(243)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 505)	(1 494)
Autres impôts et taxes	(1 878)	(1 856)
IMPÔTS ET TAXES	**(3 641)**	**(3 593)**

Les autres impôts et taxes comprennent essentiellement les taxes foncières, la cotisation foncière des entreprises, la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et la contribution économique et territoriale.

Note 12 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2015	2014
Subventions d'exploitation	12.1	6 552	6 116
Résultat de déconsolidation	12.2	319	254
Résultat de cession d'immobilisations	12.2	138	(153)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		(10)	(195)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(168)	(142)
Autres produits et charges	12.3	235	(212)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		**7 066**	**5 668**

12.1 SUBVENTIONS D'EXPLOITATION

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 320 millions d'euros en 2015 (5 888 millions d'euros en 2014). L'évolution s'explique principalement par la baisse des prix de marché de l'électricité et l'augmentation des volumes d'achats d'énergie éolienne et photovoltaïque, qui a pour effet d'augmenter la subvention à recevoir relative aux obligations d'achat.

12.2 RÉSULTATS DE DÉCONSOLIDATION ET DE CESSIONS D'IMMOBILISATIONS

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2015 :

- des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Énergies Nouvelles réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 340 millions d'euros (225 millions d'euros en 2014) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 236 millions d'euros (17 millions d'euros en 2014).

12.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES

Les autres produits et charges comprennent notamment les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, ces dernières étant en légère augmentation par rapport à 2014. Par ailleurs, les autres produits et charges intègrent principalement en 2015 les effets, pour la part relative aux exercices antérieurs, de l'arbitrage favorable à Edison dans le cadre des révisions de prix des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz (voir note 3.2).

Note 13 Pertes de valeur/reprises

13.1 PERTES DE VALEUR PAR CATÉGORIES D'IMMOBILISATIONS

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2015	2014
Pertes de valeur sur goodwill	18	(34)	(298)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	19	(210)	(74)
Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés	21-22-46	(3 256)	(832)
Reprise de provision pour risque Italie		–	15
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		**(3 500)**	**(1 189)**

En 2014, les pertes de valeur enregistrées pour un montant total de (1 189) millions d'euros étaient principalement relatives à EDF Luminus pour (586) millions d'euros, EDF Energy pour (169) millions d'euros et Edison pour (167) millions d'euros.

Les pertes de valeur enregistrées en 2015 s'élèvent à (3 500) millions d'euros, et se détaillent comme suit.

13.2 TESTS DE PERTE DE VALEUR DES GOODWILL ET ACTIFS ET PERTES DE VALEUR

Les tableaux ci-après présentent le résultat des tests de pertes de valeur effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée et autres actifs du Groupe en 2015, avec les hypothèses clés retenues.

PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2015 *(en millions d'euros)*
Royaume-Uni	Goodwill EDF Energy	6,7 %	–	–
Italie	Marque Edison	7,5 % – 9,3 %	2,0 %	–
Autre international	Goodwill EDF Polska	7,8 %	n. a.	(20)
Autres activités	Goodwill et marque Dalkia	5,8 %	1,7 %	–
Autres pertes de valeur sur goodwill		–	–	(14)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE				**(34)**

n. a. = non applicable.

PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2015 *(en millions d'euros)*
Royaume-Uni	Actifs thermiques (charbon et gaz)	Baisse des *spreads* et des hypothèses de rémunération de la capacité	6,5 % – 6,7 %	(1 096)
Italie	Actifs d'Edison (Power et E & P principalement)	Baisse des prix de l'électricité et des commodités (en particulier du Brent)	6,5 % – 10,2 %	(1 419)
Autre international	Actifs thermiques d'EDF Polska	Baisse des *clean dark spreads*	7,8 %	(186)
Autre international	Actifs thermiques d'EDF Luminus (Belgique)	Changement de modèle de rémunération des actifs	6,4 %	(198)
Autre international	Stockage gaz en Allemagne	Baisse des *spreads* saisonniers et de la volatilité	5,9 %	(117)
Autres activités	UGT d'EDF Énergies Nouvelles	Risque pays en Grèce Sous-performance de certaines activités	4,7 % – 13,1 %	(107)
France, Autre international	Autres pertes de valeur sur actifs			(343)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				**(3 466)**

Hypothèses générales

Les taux d'actualisation sur les pays de référence sont relativement stables entre 2014 et 2015, la baisse observée du taux sans risque ayant été compensée par une hausse de la prime de risque de marché, compte tenu de la relative stabilité du rendement attendu des marchés actions sur le long terme.

La valeur recouvrable de la totalité des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) a été déterminée en valeur d'utilité sur la base de flux de trésorerie prévisionnels actualisés.

À fin 2015, les données de marché continuent de peser sur la rentabilité des moyens de production en Europe et l'environnement est marqué par :

(i) les scénarios à long terme confirment les tensions durables sur les marchés de l'énergie en Europe. La baisse des prix, la baisse de la demande, l'essor des énergies renouvelables et les surcapacités pèsent notamment sur la rentabilité des moyens de production, charbon et gaz notamment ;

(ii) les prix *forward* de l'électricité diminuent significativement, entraînés par la baisse des prix du pétrole et du gaz ;

(iii) les mécanismes de rémunération de capacité envisagés afin de maintenir sur le réseau des actifs de production assurant la pointe et de fournir à date un signal prix suffisant pour déclencher les investissements nécessaires à la sécurité du réseau ne produisent pas les effets attendus sur les prix.

Royaume-Uni – EDF Energy

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 9 163 millions d'euros au 31 décembre 2015. Il résulte de l'acquisition entre 1998 et 2009 par le groupe EDF des différentes activités aujourd'hui opérées au Royaume-Uni.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie. La valeur d'utilité des unités de production tient compte de l'allongement de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires existants et d'une hypothèse de mise en service de deux EPR d'une durée de vie de soixante ans sur le site d'Hinkley Point.

Pour le projet de construction de deux EPR sur le site d'Hinkley Point, les projections prennent en compte les prix de vente de l'électricité fondés sur le *Contract for Difference* (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le CfD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire.

Pour les installations de production existantes, la valeur recouvrable est sensible aux hypothèses d'évolution des prix à long terme de l'électricité au Royaume-Uni. Les hypothèses retenues tiennent compte d'une résorption progressive des surcapacités actuelles, notamment du fait du déclassement des centrales charbon existantes, entraînant l'apparition de besoins de nouveaux moyens de production ainsi que d'une rémunération de capacité pour l'ensemble des actifs.

L'utilisation d'un CMPC majoré de 100 points de base n'entraînerait pas de dépréciation du goodwill et des actifs nucléaires existants.

Plusieurs éléments nouveaux ont conduit à enregistrer des pertes de valeur sur les actifs thermiques d'EDF Energy en 2015 :

- la baisse des niveaux de *spread* sur l'horizon *forward* et long terme ;
- la faiblesse des revenus complémentaires générés par le mécanisme de capacité ;
- l'absence de réaction à la hausse du marché face aux déclassements d'actifs annoncés en 2015.

Il en résulte la constatation d'une perte de valeur de (811) millions d'euros qui concerne principalement les centrales charbon de Cottam et West Burton A ainsi que, dans une moindre mesure, la centrale gaz de West Burton B mise en service en 2013.

Enfin, la révision à la baisse des niveaux de volatilité pénalise la valorisation de la flexibilité des cavités de stockages gaz, ce qui a conduit à enregistrer une perte de valeur de (285) millions d'euros au titre de ces actifs.

Italie – Edison

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéterminée, la marque « Edison », enregistrée dans les comptes consolidés du Groupe pour un montant de 945 millions d'euros, a fait l'objet d'un test de dépréciation qui n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur. Le test a été réalisé en utilisant la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires. La société mène actuellement une politique d'assainissement de sa base de clients particuliers conduisant à une réduction des revenus associés à court terme. Toutefois, la notoriété de la marque et les marges réalisées sur les clients du portefeuille sont en amélioration.

Concernant les autres actifs d'Edison, (868) millions d'euros de pertes de valeur ont été constatées au titre des actifs de production d'électricité.

Ces pertes de valeur concernent majoritairement les actifs thermiques, pénalisés par des conditions de marché conduisant à réduire sensiblement les possibilités d'optimisation du portefeuille d'actifs, une faible demande et une hypothèse de rémunération de la capacité révisée à la baisse. Elles concernent également les actifs hydrauliques et éoliens, directement exposés à la baisse des prix de marché.

Des pertes de valeur ont par ailleurs été comptabilisées pour (551) millions d'euros en 2015 (dont (59) millions d'euros au 30 juin) au titre des activités d'exploration-production d'Edison en raison de la baisse durable des prix du Brent et du gaz sur l'horizon de marché. Ce montant a été déterminé en intégrant la chute significative des prix *forward* du Brent et du gaz sur les derniers mois tout en tenant compte des efforts additionnels en termes de réduction de coûts induits par l'évolution défavorable des conditions de marché. Compte tenu des dépréciations actées, la valeur de ces actifs est aujourd'hui très sensible au prix des hydrocarbures.

Autre international

EDF Polska

La dégradation des *clean dark spreads* a pénalisé les performances de certains actifs thermiques polonais, notamment ceux pleinement exposés aux prix de marché. Il en résulte la constatation d'une perte de valeur de (206) millions d'euros (soit (20) millions d'euros de pertes de valeur de goodwill et (186) millions d'euros de pertes de valeur d'actifs corporels).

EDF Luminus

L'évolution du modèle économique sur le parc thermique (changements au niveau de la régulation : mise en place des réserves stratégiques, appel aux centrales dans le cadre d'enchères) a conduit à analyser ce groupe d'actifs séparément à compter de 2015. Cette revue de portefeuille a conduit à constater une perte de valeur de (198) millions d'euros au titre des actifs thermiques, ramenant leur valeur comptable à zéro.

Le 17 novembre 2015, l'Agence de contrôle nucléaire belge (AFCN) a par ailleurs annoncé l'autorisation de redémarrage des réacteurs de Doel 3 et Tihange 2 dont EDF Luminus est copropriétaire avec Electrabel à hauteur de 10,2 %. Les centrales ont effectivement redémarré en janvier 2016.

Allemagne – stockage gaz

La révision à la baisse des niveaux de volatilité captés par les stockages gaz a conduit à enregistrer une dépréciation de (117) millions au 31 décembre 2015 sur le stockage gaz détenu en Allemagne en co-contrôle avec EnBW, ramenant ainsi sa valeur comptable à zéro au 31 décembre 2015.

Autres activités

EDF Énergies Nouvelles

Au 31 décembre 2015, (107) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés (dont (30) millions d'euros déjà comptabilisés au 30 juin) au titre des différentes UGT d'EDF Énergies Nouvelles.

Ces dépréciations concernent essentiellement des projets de biogaz et biomasse aux États-Unis du fait de leur sous-performance au regard des plans d'affaires initiaux ainsi que les activités en Grèce en raison de la hausse du risque pays.

Autres pertes de valeur sur actifs

Des pertes de valeur ont par ailleurs été enregistrées pour (316) millions d'euros suite à l'arrêt de certains projets en France et aux États-Unis, ainsi que pour tenir compte de la fermeture de la centrale thermique d'Aramon début 2016.

Des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2015 à hauteur de (549) millions d'euros ; celles-ci sont présentées dans la note 23.

Note 14 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2015 intègrent principalement les éléments suivants :

- une dotation de 820 millions d'euros au titre de l'arrêté du 15 janvier 2016 relatif au coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et de Moyenne Activité à Vie Longue concernant le coût du projet de stockage Cigéo (voir notes 3.1 et 29.1.2) ;
- une dotation de 590 millions d'euros dans le cadre de la mise à jour du scénario industriel et de l'évaluation des devis pour la déconstruction de centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir note 29.1.3) minorée par une reprise de 332 millions d'euros de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs en lien avec la mise à jour de ce scénario (voir notes 29.1.2 et 29.1.3), soit un effet net de 258 millions d'euros ;
- un produit de 287 millions d'euros au titre de l'accord signé le 30 juin 2015 entre EDF et Engie et relatif au mécanisme de compensation lié aux avantages en nature énergie (voir note 31.1.2) ;
- un produit de 154 millions d'euros au titre de la modification de régime mise en place par EDF Energy pour ses plans de retraite à prestations définies (voir note 31.1.2).

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2014 intègrent les éléments suivants :

- un résultat de cession de 217 millions d'euros relatif aux opérations autour de la participation du Groupe dans Dalkia ;
- une charge de (388) millions d'euros relative à la déconstruction des centrales nucléaires françaises définitivement à l'arrêt (centrales Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG), Creys-Malville, Brennilis et Chooz A).

Note 15 Résultat financier

15.1 COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2015	2014
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(1 955)	(2 207)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(9)	(10)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(57)	3
Résultat net de change sur endettement	27	(29)
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	**(1 994)**	**(2 243)**

15.2 EFFET DE L'ACTUALISATION

La charge de désactualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2015	2014
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 070)	(1 273)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs [1]	(1 639)	(1 633)
Autres provisions et avances	(103)	(90)
EFFET DE L'ACTUALISATION	**(2 812)**	**(2 996)**

(1) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 36.3).

15.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2015	2014
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	13	17
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	1 174	1 258
Produits (charges) sur autres actifs financiers	408	376
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	(96)	16
Autres charges financières	(491)	(191)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	132	124
Rendement des actifs de couverture	538	594
Intérêts d'emprunts capitalisés	540	494
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**2 218**	**2 688**

Les produits nets des charges sur les actifs financiers disponibles à la vente intègrent des résultats de cession, des produits d'intérêts et des dividendes.

En 2015, les produits et charges sur actifs financiers disponibles à la vente incluent des plus-values nettes de cessions relatives aux actifs dédiés d'EDF à hauteur de 972 millions d'euros (894 millions d'euros en 2014).

Les autres charges financières intègrent notamment des intérêts financiers au 31 décembre 2015 dans le cadre de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 pour (360) millions d'euros (voir note 3.3).

Note 16 Impôts sur les résultats

16.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2015	2014
Impôts courants	(1 028)	(2 115)
Impôts différés	545	276
TOTAL	**(483)**	**(1 839)**

En 2015, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour (467) millions d'euros et des autres filiales pour (561) millions d'euros (respectivement (1 499) millions d'euros et (616) millions d'euros en 2014).

La diminution de la charge d'impôt du Groupe s'explique principalement par la baisse du résultat avant impôt notamment du fait des pertes de valeur enregistrées en 2015.

16.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPÔT)

(en millions d'euros)	2015	2014
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**1 692**	**5 433**
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	38,00 %	38,00 %
Charge théorique d'impôt	**(643)**	**(2 065)**
Différences de taux d'imposition	229	87
Différences permanentes	(266)	34
Impôts sans base	222	94
Actifs d'impôts différés non reconnus	(24)	8
Autres	(1)	3
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	**(483)**	**(1 839)**
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	**28,55 %**	**33,85 %**

Le taux effectif d'impôt observé sur les exercices 2015 et 2014 est affecté à la hausse par les pertes de valeur. Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt s'établit en 2015 et en 2014 respectivement à 24,3 % et à 32,2 %.

La différence entre le taux d'impôt théorique et ce taux effectif retraité s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2015 :
  - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 229 millions d'euros, dont 158 millions d'euros relatifs à la baisse de 2 points du taux d'imposition au Royaume-Uni d'ici 2020 et 142 millions d'euros relatifs à l'annulation de la taxe « Robin Hood » en Italie, suite à la décision de la Cour constitutionnelle,
  - l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 225 millions d'euros ;
- pour 2014 :
  - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 87 millions d'euros,
  - l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 148 millions d'euros.

16.3 VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPÔTS DIFFÉRÉS

(en millions d'euros)	2015	2014
Impôts différés actifs	2 590	2 135
Impôts différés passifs	(4 315)	(4 242)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 1ER JANVIER	**(1 725)**	**(2 107)**
Variation en résultat net	547	276
Variation en capitaux propres	(147)	258
Écarts de conversion	(75)	(101)
Mouvements de périmètre	(1)	(67)
Autres mouvements	(8)	16
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	**(1 409)**	**(1 725)**
Dont impôts différés actifs	2 713	2 590
Dont impôts différés passifs	(4 122)	(4 315)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2015 est liée à hauteur de (152) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi (241 millions d'euros sur l'exercice 2014).

16.4 VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Impôts différés :		
Immobilisations	(6 458)	(7 072)
Provisions pour avantages du personnel	7 292	7 723
Autres provisions et pertes de valeur	395	318
Instruments financiers	(58)	179
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	1 171	839
Autres	46	225
Impôts différés actifs et passifs	**2 388**	**2 212**
Impôts différés actifs non reconnus	(3 797)	(3 937)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(1 409)**	**(1 725)**

Au 31 décembre 2015, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 3 797 millions d'euros (3 937 millions d'euros au 31 décembre 2014). Cette économie d'impôt potentielle est liée au 31 décembre 2015 à hauteur de 2 912 millions d'euros au stock d'impôts différés actifs relatifs notamment aux avantages du personnel en France (3 097 millions d'euros au 31 décembre 2014).

Note 17 Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs et de la rémunération versée sur l'exercice aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2015	2014
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1 187	3 701
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(591)	(388)
Effet des instruments dilutifs	–	–
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	**596**	**3 313**
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	**1 859 988 148**	**1 858 467 505**
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	**1 859 988 148**	**1 858 467 505**
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	**0,32**	**1,78**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	**0,32**	**1,78**

En décembre 2015, le paiement en actions de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2015 s'est traduit par une augmentation du capital social de 30 millions d'euros et une prime d'émission de 876 millions d'euros, correspondant à l'émission de 60 130 559 actions.

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES

Note 18 Goodwill

18.1 VARIATION DES GOODWILL

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Valeur nette comptable à l'ouverture	**9 694**	**9 081**
Acquisitions	67	394
Cessions	(3)	–
Pertes de valeur (note 13)	(34)	(298)
Écarts de conversion	532	573
Autres mouvements	(20)	(56)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	**10 236**	**9 694**
Valeur brute à la clôture	11 122	10 624
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(886)	(930)

En 2015, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de CRAM et de Cesbron par Dalkia pour 57 millions d'euros ;
- des pertes de valeur pour (34) millions d'euros, dont (20) millions d'euros relatifs à la dépréciation du goodwill d'EDF Polska ;
- des écarts de conversion pour 532 millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2014, les variations observées sont liées principalement à :

- des acquisitions résultant à hauteur de 392 millions d'euros de la prise de contrôle de Dalkia ;
- des pertes de valeur pour (298) millions d'euros, dont (281) millions d'euros relatifs à la dépréciation du goodwill d'EDF Luminus ;
- des écarts de conversion pour 573 millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

18.2 RÉPARTITION DES GOODWILL PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

Les goodwill se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Total Royaume-Uni (EDF Energy)	**9 163**	**8 652**
Total Autre international	**15**	**42**
Dalkia	455	392
EDF Énergies Nouvelles	178	179
Autres	425	429
Total Autres activités	**1 058**	**1 000**
TOTAL GROUPE	**10 236**	**9 694**

Note 19 Autres actifs incorporels

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2015
Logiciels	2 601	1 036	(116)	41	(4)	19	3 577
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	810	–	–	–	–	–	810
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	674	1 227	(1 230)	19	–	–	690
Autres immobilisations incorporelles	5 545	450	(45)	10	(24)	–	5 936
Immobilisations incorporelles en cours [1]	2 220	(264)	–	17	–	3	1 976
Valeurs brutes	**11 850**	**2 449**	**(1 391)**	**87**	**(28)**	**22**	**12 989**
Amortissements et pertes de valeur	(2 966)	(1 263)	141	(6)	7	(13)	(4 100)
VALEURS NETTES	**8 884**	**1 186**	**(1 250)**	**81**	**(21)**	**9**	**8 889**

(1) Les flux d'augmentations des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles intègre au 31 décembre 2015 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants de respectivement 945 millions d'euros et 831 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants de respectivement 130 millions d'euros et 735 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (210) millions d'euros a été enregistrée en 2015.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 555 millions d'euros en 2015.

Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2014
Logiciels	2 104	542	(134)	42	46	1	2 601
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	813	–	–	–	–	(3)	810
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	826	898	(1 082)	23	9	–	674
Autres immobilisations incorporelles	4 591	232	(7)	24	710	(5)	5 545
Immobilisations incorporelles en cours	1 974	234	–	17	–	(5)	2 220
Valeurs brutes	**10 308**	**1 906**	**(1 223)**	**106**	**765**	**(12)**	**11 850**
Amortissements et pertes de valeur	(2 448)	(743)	233	(24)	–	16	(2 966)
VALEURS NETTES	**7 860**	**1 163**	**(990)**	**82**	**765**	**4**	**8 884**

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles intègre au 31 décembre 2014 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants de respectivement 945 millions d'euros et 831 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants de respectivement 130 millions d'euros et 601 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (74) millions d'euros a été enregistrée en 2014.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 550 millions d'euros en 2014.

Note 20 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

20.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Immobilisations	50 093	48 746
Immobilisations en cours	1 507	1 511
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**51 600**	**50 257**

20.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2014	**2 361**	**81 240**	**3 600**	**87 201**
Augmentations [1]	120	3 465	322	3 907
Diminutions	(13)	(684)	(166)	(863)
Valeurs brutes au 31/12/2015	**2 468**	**84 021**	**3 756**	**90 245**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2014	**(1 248)**	**(34 906)**	**(2 301)**	**(38 455)**
Dotations nettes aux amortissements	(46)	(202)	(165)	(413)
Diminutions	11	602	163	776
Autres mouvements [2]	(8)	(1 957)	(95)	(2 060)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2015	**(1 291)**	**(36 463)**	**(2 398)**	**(40 152)**
Valeurs nettes au 31/12/2014	**1 113**	**46 334**	**1 299**	**48 746**
VALEURS NETTES AU 31/12/2015	**1 177**	**47 558**	**1 358**	**50 093**

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrage par les concédants.
(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques des concessions.

Note 21 Immobilisations en concessions des autres activités

21.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS

La valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Immobilisations	6 142	6 495
Immobilisations en cours	1 503	1 356
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	**7 645**	**7 851**

21.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2014	**1 519**	**10 687**	**586**	**919**	**13 711**
Augmentations	37	537	30	52	656
Diminutions [1]	(14)	(23)	(3)	(459)	(499)
Écarts de conversion	11	37	–	39	87
Mouvements de périmètre	9	4	–	–	13
Autres mouvements	(149)	179	–	(2)	28
Valeurs brutes au 31/12/2015	**1 413**	**11 421**	**613**	**549**	**13 996**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2014	**(849)**	**(5 325)**	**(302)**	**(740)**	**(7 216)**
Dotations nettes aux amortissements	(30)	(436)	(19)	(56)	(541)
Pertes de valeur nettes de reprises	–	(555)	–	–	(555)
Diminutions [1]	13	17	2	459	491
Écarts de conversion	(1)	(23)	–	(36)	(60)
Mouvements de périmètre	(5)	(3)	–	–	(8)
Autres mouvements	10	22	–	3	35
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2015	**(862)**	**(6 303)**	**(319)**	**(370)**	**(7 854)**
Valeurs nettes au 31/12/2014	**670**	**5 362**	**284**	**179**	**6 495**
VALEURS NETTES AU 31/12/2015	**551**	**5 118**	**294**	**179**	**6 142**

(1) La centrale thermique Laibin B en concession en Chine, portée par la société Figlec, a été transférée en septembre 2015 au gouvernement de la province du Guangxi, conformément aux clauses contractuelles.

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique hors distribution publique d'électricité) et en Italie.

Note 22 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

22.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE

La valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Immobilisations	50 197	50 342
Immobilisations en cours	20 688	18 813
Immobilisations financées par location-financement	184	237
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	**71 069**	**69 392**

Au 31 décembre 2015, les immobilisations en cours correspondent principalement aux projets de constructions d'EPR en France et au Royaume-Uni, et à la construction du terminal méthanier de Dunkerque.

Des pertes de valeur pour (349) millions d'euros et pour (27) millions d'euros ont par ailleurs été enregistrées en 2015 respectivement sur des immobilisations en cours et sur des immobilisations financées par location-financement.

Au 31 décembre 2014, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours et sur des immobilisations financées par location-financement s'élèvent respectivement à (61) millions d'euros et à (34) millions d'euros.

22.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2014	**12 402**	**64 286**	**20 852**	**17**	**15 381**	**112 938**
Augmentations	833	2 840	1 158	–	3 221	8 052
Diminutions	(204)	(1 557)	(88)	–	(642)	(2 491)
Écarts de conversion	55	686	250	–	166	1 157
Mouvements de périmètre	7	–	(174)	–	(776)	(943)
Autres mouvements	188	(160)	(7)	–	(277)	(256)
Valeurs brutes au 31/12/2015	**13 281**	**66 095**	**21 991**	**17**	**17 073**	**118 457**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2014	**(6 824)**	**(39 740)**	**(10 316)**	**(4)**	**(5 712)**	**(62 596)**
Dotations nettes aux amortissements	(388)	(2 837)	(939)	(4)	(1 055)	(5 223)
Pertes de valeur nettes de reprises	(25)	–	(1 955)	–	(345)	(2 325)
Diminutions	106	1 437	85	–	416	2 044
Écarts de conversion	(3)	(235)	(114)	–	(36)	(388)
Mouvements de périmètre	33	–	163	–	109	305
Autres mouvements	(22)	(37)	(13)	–	(5)	(77)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2015	**(7 123)**	**(41 412)**	**(13 089)**	**(8)**	**(6 628)**	**(68 260)**
Valeurs nettes au 31/12/2014	**5 578**	**24 546**	**10 536**	**13**	**9 669**	**50 342**
VALEURS NETTES AU 31/12/2015	**6 158**	**24 683**	**8 902**	**9**	**10 445**	**50 197**

22.3 CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

	31/12/2015				31/12/2014
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Paiements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	53	13	32	8	58
Paiements minimaux futurs à verser en tant que preneur	511	62	218	231	643

Le Groupe est engagé en tant que bailleur au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4 et de la norme IAS 17.

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

Note 23 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

		31/12/2015			31/12/2014	
(en millions d'euros)	Activité principale [1]	Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées						
RTE	T	100,00	5 159	457	5 109	379
CENG	P	49,99	2 524	(284)	2 615	(101)
Alpiq [2]	P, D, A, T	25,04	624	(192)	735	(193)
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises			**3 218**	**211**	**2 524**	**94**
TOTAL			**11 525**	**192**	**10 983**	**179**

(1) P = production, D = distribution, T = transport, A = autres.

(2) La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées ci-dessus comprennent une estimation de leur résultat net à fin décembre 2015.

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement Taishan (TNPJVC), Nam Theun Power Company (NTPC) et certaines sociétés détenues par EDF Énergies Nouvelles et Edison.

La valeur des titres RTE est affectée par la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (voir note 3.3).

Sur l'exercice 2015, (549) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises dont :

- (271) millions d'euros sur les actifs de CENG (voir note 23.2.3) ;
- (196) millions d'euros sur la participation dans Alpiq, correspondant à la quote-part des pertes de valeur passées dans les comptes d'Alpiq revenant au Groupe (voir note 23.3.2) ;
- (68) millions d'euros sur des participations dans les entreprises associées et coentreprises détenues par Edison.

23.1 RTE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (RTE)

23.1.1 Éléments financiers de RTE

Les principaux indicateurs financiers de RTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Actifs non courants	15 805	15 132
Actifs courants	2 323	3 000
Total actif	**18 128**	**18 132**
Capitaux propres	5 159	5 109
Passifs non courants	8 157	8 623
Passifs courants	4 812	4 400
Total des capitaux propres et du passif	**18 128**	**18 132**
Chiffre d'affaires	4 593	4 461
Excédent brut d'exploitation	1 913	1 687
Résultat net	457	379
Endettement financier net	8 260	7 877
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(230)	(154)
Dividendes versés au Groupe	177	250

23.1.2 Opérations entre le groupe EDF et RTE

Au 31 décembre 2015, les principales transactions entre le groupe EDF et RTE sont les suivantes.

Chiffre d'affaires

ERDF fait appel au réseau Haute et Très Haute Tension de RTE pour acheminer l'énergie des lieux de production vers le réseau de distribution. Sur l'exercice 2015, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec ERDF de 3 271 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE réalise en 2015 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF et ERDF pour respectivement 102 millions d'euros et 156 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 294 millions d'euros.

Autres opérations

Le groupe EDF participe au financement de RTE via un prêt d'un montant de 670 millions d'euros au 31 décembre 2015 (inchangé par rapport au 31 décembre 2014). Les charges d'intérêts relatives à ce prêt s'élèvent à 36 millions d'euros sur l'exercice 2015.

Par ailleurs, RTE est intégrée fiscalement avec EDF dans le cadre de la convention fiscale conclue entre les deux sociétés.

23.2 CENG

23.2.1 Éléments financiers de CENG

Les principaux indicateurs financiers de CENG (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Actifs non courants	10 409	9 975
Actifs courants	1 019	1 009
Total actif	**11 428**	**10 984**
Capitaux propres	5 048	5 232
Passifs non courants	6 016	5 481
Passifs courants	364	271
Total des capitaux propres et du passif	**11 428**	**10 984**
Chiffre d'affaires	1 095	1 140
Excédent brut d'exploitation	235	285
Résultat net	(568)	(202)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	434	593
Dividendes versés au Groupe (voir note 3.6.2)	–	315

23.2.2 Opérations entre le groupe EDF et CENG

Au 31 décembre 2015, les principales transactions entre le groupe EDF et CENG concernent les contrats d'achat d'électricité conclus entre CENG et le Groupe (EDF Trading North America). Ces contrats d'achat prévoyaient la livraison à ce dernier de 15 % de l'énergie produite par CENG non vendue à d'anciens propriétaires de ses centrales en application de contrats d'achat d'électricité préexistants et prenant fin en 2014. Depuis le 1er janvier 2015, le Groupe achète 49,99 % de la production de deux centrales de CENG à prix de marché.

Ces ventes d'énergie de CENG à EDF Trading North America ont représenté un volume de 14,9 TWh sur l'exercice 2015.

23.2.3 Pertes de valeur

En 2015, des pertes de valeur ont été enregistrées sur la participation du Groupe dans CENG pour un montant de (271) millions d'euros. Cette perte de valeur a été calculée selon la méthodologie usuelle des tests de dépréciation en vigueur dans le Groupe. Elle résulte d'une dégradation des prix *forwards* et des prix de long terme de l'électricité entraînés par la baisse durable des prix du gaz.

En 2014, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans CENG ont été comptabilisées pour un montant de (122) millions d'euros, du fait d'une dégradation des courbes de prix long terme.

23.3 ALPIQ

La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées comprennent une estimation de leur résultat net à fin décembre 2015 (voir renvoi 2 du tableau de la note 23).

23.3.1 Indicateurs financiers publiés

Les principaux indicateurs publiés par le groupe Alpiq étaient les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs non courants	6 217	7 411
Actifs courants	3 248	4 419
Actifs détenus en vue de la vente	400	–
Total actif	**9 865**	**11 830**
Capitaux propres [1]	3 919	4 756
Passifs non courants	3 984	4 480
Passifs courants	1 960	2 594
Passifs détenus en vue de la vente	2	–
Total des capitaux propres et du passif	**9 865**	**11 830**
Chiffre d'affaires	6 644	7 623
Excédent brut d'exploitation	257	642
Résultat net	(744)	15
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(95)	115
Dividendes versés au Groupe	11	11

(1) Dont 846 millions d'euros d'emprunts hybrides.

Le 25 avril 2013, les principaux actionnaires suisses d'Alpiq ont souscrit un prêt hybride pour un montant de 366,5 millions de francs suisses. Suite à cette première étape, Alpiq a placé le 2 mai 2013 un emprunt hybride public pour un montant de 650 millions de francs suisses, avec un coupon de 5 % et une option de remboursement après 5 ans et demi au plus tôt.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, ces prêts et emprunts hybrides ont été comptabilisés en capitaux propres dans les comptes consolidés d'Alpiq. Le groupe EDF n'ayant pas souscrit à l'opération, il n'y a pas d'impact sur la valeur de la participation dans Alpiq présentée au niveau des « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ».

La différence entre la quote-part de capitaux propres publiés par Alpiq et celle inscrite dans les comptes consolidés du Groupe provient donc principalement de cet emprunt hybride.

La valeur de la participation du groupe EDF dans Alpiq évaluée sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2015 est de 676 millions d'euros. Le Groupe estime que cette valeur boursière n'est pas représentative de la valeur de la société du fait notamment du faible niveau de flottant.

23.3.2 Pertes de valeur

En janvier 2015, la Banque Nationale Suisse a annoncé la suppression du taux plancher de 1,20 de l'euro face au franc suisse. Alpiq vendant en euros l'électricité produite par ses centrales situées en Suisse, un euro durablement plus faible a un effet négatif sur la valeur de ses centrales.

En conséquence, et dans un contexte de persistance de prix bas sur les marchés de gros, le Groupe a procédé à une dépréciation des actifs suisses d'Alpiq correspondant à la quote-part des pertes de valeur passées dans les comptes publiés d'Alpiq au 30 juin 2015 pour (196) millions d'euros.

Si le groupe Alpiq était amené à enregistrer des pertes de valeur complémentaires à l'occasion de la clôture de ses comptes consolidés annuels 2015, le groupe EDF serait amené à en tirer les conséquences dans ses comptes semestriels 2016.

En 2014, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans Alpiq ont été comptabilisées pour un montant de (206) millions d'euros. Elles concernaient majoritairement des centrales hydroélectriques, des projets de centrales en Suisse ainsi que les contrats de prélèvement et de livraison à long terme, compte tenu des prix de marché et du contexte réglementaire difficile.

Note 24 Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

	31/12/2015			31/12/2014		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	11 104	(17)	11 087	10 807	(14)	10 793
Autre combustible	1 657	(5)	1 652	1 916	(11)	1 905
Autres matières premières	1 500	(276)	1 224	1 586	(266)	1 320
Encours de production de biens et services	215	(53)	162	197	(45)	152
Autres stocks	613	(24)	589	596	(19)	577
TOTAL STOCKS	**15 089**	**(375)**	**14 714**	**15 102**	**(355)**	**14 747**

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 8 198 millions d'euros au 31 décembre 2015 (7 943 millions d'euros au 31 décembre 2014).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 458 millions d'euros au 31 décembre 2015 (593 millions d'euros au 31 décembre 2014).

Note 25 Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	20 439	21 343
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	2 974	3 108
Dépréciations	(1 154)	(1 275)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	**22 259**	**23 176**

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

25.1 CRÉANCES ÉCHUES/NON ÉCHUES

	31/12/2015			31/12/2014		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	**23 413**	**(1 154)**	**22 259**	**24 451**	**(1 275)**	**23 176**
dont créances échues de moins de 6 mois	1 443	(279)	1 164	1 606	(245)	1 361
dont créances échues de 6 à 12 mois	572	(220)	352	662	(205)	457
dont créances échues de plus de 12 mois	1 207	(573)	634	1 339	(623)	716
dont total des créances échues	**3 222**	**(1 072)**	**2 150**	**3 607**	**(1 073)**	**2 534**
dont total des créances non échues	**20 191**	**(82)**	**20 109**	**20 844**	**(202)**	**20 642**

25.2 OPÉRATIONS DE TITRISATIONS

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	–	17
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	39	29
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 544	1 225

Des opérations de titrisations de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 544 millions d'euros au 31 décembre 2015, dont 911 millions d'euros par le groupe Edison (1 225 millions d'euros en décembre 2014, dont 610 millions d'euros par le groupe Edison).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan consolidé du Groupe.

Note 26 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Charges constatées d'avance	1 532	1 585
Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE)	1 643	2 057
Créances TVA	2 795	2 678
Créances fiscales (hors TVA)	845	822
Autres créances d'exploitation	3 822	3 675
AUTRES DÉBITEURS	**10 637**	**10 817**
dont part non courante	1 830	2 024
dont part courante	8 807	8 793
dont valeurs brutes	10 832	10 896
dont dépréciation	(195)	(79)

La créance de CSPE correspond au produit à recevoir au 31 décembre 2015, à l'exception de la part relative aux déficits de compensation antérieurs au 31 décembre 2015, qui figure en actifs financiers pour 5 875 millions d'euros et fait l'objet d'un échéancier de remboursement (voir notes 36.3 et 4.3).

Note 27 Capitaux propres

27.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2015, le capital social d'EDF s'élève à 960 069 513,50 euros, divisé en 1 920 139 027 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune, détenues à 84,94 % par l'État français, 13,30 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,64 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,12 % d'actions autodétenues.

En décembre 2015, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2015 s'est traduit par une augmentation du capital social de 30 millions d'euros et une prime d'émission de 876 millions d'euros, suite à l'émission de 60 130 559 actions nouvelles. Les formalités liées au constat de cette opération ont été finalisées début janvier 2016.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État français doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

27.2 ACTIONS PROPRES

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF).

Au 31 décembre 2015, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 2 310 753 actions pour une valeur de 38 millions d'euros.

27.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 19 mai 2015 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2014 de 1,25 euro par action.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende pourront bénéficier d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la société. Le montant du dividende majoré s'établit à 1,375 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,57 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2014, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2014 s'est élevé à 0,68 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,805 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 5 juin 2015 pour un montant de 1 268 millions d'euros.

Le 4 novembre 2015, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividende de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2015, mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 18 décembre 2015 pour un montant de 1 059 millions d'euros. L'État a opté pour le versement de l'acompte en actions. Le paiement en actions d'une partie de cet acompte s'est traduit par une augmentation de capital social de 30 millions d'euros correspondant à l'émission de 60 130 559 actions, accompagnée d'une prime d'émission de 876 millions d'euros.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividende en actions au titre de l'exercice 2015 s'élève à 152 millions d'euros.

27.4 ÉMISSION DE TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE

Le Groupe a émis en janvier 2013 et 2014 des titres subordonnés à durée indéterminée. Au 31 décembre 2015, le montant total de titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisé en capitaux propres s'élève à 10 095 millions d'euros (net des coûts de transaction).

Par ailleurs, sur l'exercice 2015, une rémunération de 591 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée (388 millions d'euros en 2014).

TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE

(en millions d'euros)

Entité	Date d'émission	Montant de l'émission	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	1 250	EUR	7 ans	4,25 %
EDF	01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,375 %
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,0 %
EDF	01/2013	3 000	USD	10 ans	5,25 %
EDF	01/2014	1 500	USD	10 ans	5,625 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	8 ans	4,125 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,0 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,875 %

27.5 PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES)

27.5.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

	31/12/2015			31/12/2014	
(en millions d'euros)	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
Principales participations ne donnant pas le contrôle					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,0 %	3 174	231	2 998	155
EDF Luminus	31,4 %	391	(74)	539	(96)
EDF Investissements Groupe	6,1 %	526	30	515	19
Autres participations ne donnant pas le contrôle		**1 400**	**27**	**1 367**	**(6)**
TOTAL		**5 491**	**214**	**5 419**	**72**

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. (anciennement British Energy), détenue à 80 % par le Groupe via EDF Energy, correspondent à la part de Centrica dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges (voir note 5.3).

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux participations de Total et Fluxys dans Dunkerque LNG, et aux intérêts minoritaires de filiales du sous-groupe Edison.

27.5.2 Participations ne donnant pas le contrôle relatives à EDF Energy

Les principaux indicateurs financiers (à 100 %) d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Actifs non courants	24 750	23 810
Actifs courants	3 710	3 549
Total actif	**28 460**	**27 359**
Capitaux propres	15 877	14 999
Passifs non courants	11 465	11 141
Passifs courants	1 118	1 219
Total des capitaux propres et du passif	**28 460**	**27 359**
Chiffre d'affaires	4 434	3 864
Résultat net	1 155	776
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	758	1 060
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	1 655	1 335
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(566)	(622)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(1 143)	(809)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	**466**	**528**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(54)	(96)
Incidence des variations de change	10	34
Autres incidences	–	–
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	**422**	**466**
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	(207)	(153)

Note 28 Provisions

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

		31/12/2015			31/12/2014		
(en millions d'euros)	**Notes**	**Courant**	**Non courant**	**Total**	**Courant**	**Non courant**	**Total**
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 733	20 179	21 912	1 632	19 455	21 087
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		251	24 646	24 897	290	22 943	23 233
Provisions liées à la production nucléaire	**29**	**1 984**	**44 825**	**46 809**	**1 922**	**42 398**	**44 320**
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	**30**	**75**	**1 447**	**1 522**	**37**	**1 297**	**1 334**
Provisions pour avantages du personnel	**31**	**1 033**	**21 511**	**22 544**	**1 058**	**23 060**	**24 118**
Autres provisions	**32**	**2 262**	**2 190**	**4 452**	**2 237**	**1 841**	**4 078**
TOTAL PROVISIONS		**5 354**	**69 973**	**75 327**	**5 254**	**68 596**	**73 850**

Note 29 Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs.

Les provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.3.21.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays et, d'autre part, des technologies et pratiques industrielles observées dans chacune des sociétés.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2015
Provisions pour gestion du combustible usé	12 230	762	(1 210)	524	133	(70)	12 369
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 857	522	(219)	373	72	(62)	9 543
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**21 087**	**1 284**	**(1 429)**	**897**	**205**	**(132)**	**21 912**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 497	590	(190)	794	332	2	21 025
Provisions pour derniers cœurs	3 736	–	–	190	82	(136)	3 872
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**23 233**	**590**	**(190)**	**984**	**414**	**(134)**	**24 897**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**44 320**	**1 874**	**(1 619)**	**1 881**	**619**	**(266)**	**46 809**

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF Note 29.1	EDF Energy Note 29.2	Belgique	Total
Provisions pour gestion du combustible usé	10 391	1 978	–	12 369
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 254	1 289	–	9 543
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2015	**18 645**	**3 267**	**–**	**21 912**
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2014	**17 781**	**3 303**	**3**	**21 087**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 930	5 890	205	21 025
Provisions pour derniers cœurs	2 555	1 317	–	3 872
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2015	**17 485**	**7 207**	**205**	**24 897**
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2014	**16 279**	**6 759**	**195**	**23 233**

29.1 PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE

En France, les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.3.21 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 47).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2015
Provisions pour gestion du combustible usé	29.1.1	10 105	726	(826)	456	(70)	10 391
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs [1]	29.1.2	7 676	516	(215)	339	(62)	8 254
Provisions pour aval du cycle nucléaire		**17 781**	**1 242**	**(1 041)**	**795**	**(132)**	**18 645**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires [2]	29.1.3	13 866	590	(165)	637	2	14 930
Provisions pour derniers cœurs	29.1.4	2 413	–	–	113	29	2 555
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		**16 279**	**590**	**(165)**	**750**	**31**	**17 485**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		**34 060**	**1 832**	**(1 206)**	**1 545**	**(101)**	**36 130**

(1) Dont une dotation de 820 millions d'euros au titre de l'arrêté du 15 janvier 2016 relatif au coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue concernant le coût du projet de stockage Cigéo (voir notes 3.1 et 29.1.2) et une reprise de 332 millions d'euros au titre des conséquences sur la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs de la mise à jour du scénario industriel pour la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir notes 29.1.2 et 29.1.3).

(2) Une dotation de 590 millions d'euros a été comptabilisée en 2015 dans le cadre de la mise à jour du scénario industriel et de l'évaluation des devis pour la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir note 29.1.3). Une dotation de 388 millions d'euros relative à la déconstruction de ces centrales nucléaires avait été comptabilisée en 2014.

29.1.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'OXydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables et des déchets issus de ce traitement.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats en cours avec AREVA suite à l'accord-cadre de décembre 2008, dont une première déclinaison contractuelle s'était traduite par la signature en juillet 2010 d'un contrat d'application fixant les prix et les quantités de prestation portant sur la période 2008-2012. Les conditions du traitement-recyclage pour la période 2013-2015 ont fait l'objet d'un contrat d'application signé en mai 2015. Les conditions d'application pour la période 2016-2023 ont également fait l'objet d'un accord en décembre 2015 présenté au Conseil d'administration du 27 janvier 2016, qui se traduira par la signature d'un avenant.

29.1.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- la quote-part EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Déchets TFA et FMA	988	997
Déchets FAVL	252	521
Déchets HA-MAVL	7 014	6 158
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	**8 254**	**7 676**

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel - Graphite - Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, ces déchets ne peuvent être stockés dans les centres de surface existants mais, du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en sub-surface.

Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et poursuit actuellement les études de faisabilité en lien avec les pouvoirs publics. D'autres scénarios de gestion alternative des déchets sont également à l'étude, intégrant des solutions de tri et de traitement du graphite.

Le nouveau scénario industriel de référence de déconstruction des centrales UNGG (voir note 29.1.3) prévoit un séquencement différent des travaux qui conduit notamment à consolider le retour d'expérience de démantèlement d'un premier caisson (bâtiment réacteur UNGG) avant d'engager les opérations sur les cinq autres. Ce nouveau planning implique également un report des dates de sortie des déchets (graphite et MAVL). L'impact de cette modification est une reprise de la provision pour déchets FAVL à hauteur de 292 millions d'euros, et dans une moindre mesure de la provision TFA-FMA au titre des déchets de déconstruction des centrales UNGG à hauteur de 40 millions d'euros, soit au total une reprise de la provision pour gestion à long terme des déchets de 332 millions d'euros.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

Dans le cadre du partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique (projet Cigéo), l'ANDRA avait réalisé depuis 2012 des études d'esquisse et a analysé les optimisations techniques proposées par les producteurs. La coopération mise en place entre l'ANDRA et les producteurs avait permis des échanges techniques construits qui ont conduit à une optimisation de la conception du stockage (exemples : redimensionnement des installations de surface, réduction forte des linéaires des ouvrages souterrains, réduction des épaisseurs de revêtement…) et de son exploitation (exemple : nouvelles chroniques d'envoi des colis qui a abouti à une forte diminution du personnel d'exploitation).

Sur cette base, l'ANDRA avait établi un dossier provisoire de chiffrage envoyé à EDF le 18 juillet 2014. Conformément à la loi du 28 juin 2006, un processus de consultation avait été engagé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) le 18 décembre 2014, avec la remise aux producteurs de déchets d'un dossier de chiffrage de l'ANDRA consolidé afin de recueillir leurs observations. La consultation portait notamment sur les méthodes d'intégration des risques, opportunités et incertitudes et sur les coûts unitaires, sur lesquels des divergences significatives existent entre l'ANDRA et les producteurs. EDF et les autres producteurs ont communiqué à la DGEC leurs observations sur le dossier ANDRA en février 2015 et une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo en avril 2015. Ces éléments ont été intégrés dans le dossier soumis à la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie pour arrêter, après prise en compte de l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), le nouveau coût de référence du stockage des déchets HA-MAVL.

Le 15 janvier 2016, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a fixé par arrêté à 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 l'évaluation prévue par l'article L. 542-12 du Code de l'environnement du coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et de Moyenne Activité à Vie Longue concernant le projet de stockage Cigéo.

Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

Conformément à ce qui était indiqué dans la note 29.1.2 de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2014, la publication de cet arrêté entraîne l'ajustement de la provision dans les comptes du Groupe. Le coût du projet Cigéo fixé par cet arrêté à 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 se substitue ainsi à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel s'appuyait EDF dans ses comptes à fin décembre 2014 et à fin juin 2015.

La prise en compte de ce coût a pour conséquence, dans les comptes au 31 décembre 2015, une augmentation de 820 millions d'euros des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre des dépenses futures relatives au projet de stockage profond Cigéo (voir notes 3.1 et 14).

En application de cet arrêté, le coût du projet Cigéo sera régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

29.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006 et son décret d'application.

La déconstruction des centrales nucléaires comporte 3 niveaux selon la typologie définie en 1980 par l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique) :

- niveau 1 : mise à l'arrêt définitif de la centrale (déchargement du combustible, vidange des circuits, etc.) ;
- niveau 2 : démantèlement complet des bâtiments nucléaires hors bâtiment réacteur, démontage des équipements et évacuation des déchets ;
- niveau 3 : démantèlement complet du bâtiment réacteur, démontage de ses équipements et évacuation des déchets.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

EDF réalise actuellement un inventaire visant à identifier les éventuelles pollutions de sols des centrales en cours de déconstruction et des centrales en exploitation. À ce stade, seul l'assainissement des bâtiments est provisionné, des cas éventuels de pollution accidentelle des sols des centrales en exploitation étant traités dès leur survenance. Le retour d'expérience disponible à ce jour sur les installations en cours de déconstruction et les premières caractérisations de sol réalisées principalement sur le site de Brennilis confortent cette approche.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion long terme des déchets).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2015
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 422	–	(5)	525	2	11 944
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 444	590	(160)	112	–	2 986
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**13 866**	**590**	**(165)**	**637**	**2**	**14 930**

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979.

En 2009, l'entreprise a réalisé une étude détaillée des coûts de déconstruction en prenant comme site représentatif le site de Dampierre (4 tranches de 900 MW) selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction du site de Dampierre prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- l'examen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction (la durée totale du démantèlement d'une tranche est estimée à 15 ans après son arrêt) ;
- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Une intercomparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, basée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis, de technologie et puissance similaire, a ensuite permis de corroborer les résultats obtenus par EDF.

L'étude Dampierre n'est pas venue modifier l'évaluation des provisions effectuée sur la base du coût de référence. Aussi, jusqu'en 2013, les provisions étaient constituées pour l'ensemble des 58 tranches sur la base d'un montant prévisionnel équivalent à 309 euros$_{2013}$ par kilowatt installé.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Ceci a permis de conforter l'évaluation des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre et ainsi de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Le 15 janvier 2016, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) a rendu publique la synthèse du rapport d'audit qu'elle a commandité sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation. L'audit, conduit par des cabinets spécialisés, s'est étendu sur environ un an entre 2014 et 2015. L'Administration indique que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit conforte globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation.

L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit. EDF les prendra en compte pour la suite de ses études et estimations dans la mesure où elles sont de nature à conforter la maîtrise des coûts futurs de déconstruction du parc REP.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : REP à Chooz A, Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, et réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville. En conséquence l'estimation des charges de déconstruction est réalisée site par site.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis qui font en principe l'objet d'une révision complète tous les 3 ans. Les devis établis en 2008 avaient ainsi été revus en 2012 pour prendre en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles.

Dans la perspective de la révision complète des devis prévue en 2015, des premiers travaux effectués en 2014 ont conduit à réestimer au 31 décembre 2014 la provision de 388 millions d'euros pour tenir compte des retards dans l'avancement physique des chantiers et des réévaluations des coûts sur certains contrats.

En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (*cf.* plus haut). Un ensemble de faits techniques nouveaux ont conduit à réinterroger ce scénario (nouvelles données techniques mettant en évidence les difficultés industrielles d'un démantèlement sous eau dans ce cas particulier, moindre visibilité sur la disponibilité d'un stockage graphite, etc.). Ces éléments nouveaux ont également fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été

retenu comme nouvelle référence par l'entreprise. Il fait actuellement l'objet d'échanges avec l'ASN et devra faire l'objet de nouveaux décrets. Dans les deux scénarios, les études de mise à jour des devis ont conduit à constater une augmentation significative des coûts prévisionnels de déconstruction des caissons. Le scénario retenu intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, a ainsi conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

29.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

29.1.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

29.1.5.1 Taux d'actualisation

Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de duration aussi proche que possible de la duration du passif.

Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement de l'OAT 2055, dont la duration est proche de celle des engagements, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2015, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,6 % (respectivement 4,6 % et 1,7 % au 31 décembre 2014).

Révision du taux d'actualisation et plafond réglementaire

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. L'arrêté du 24 mars 2015 a modifié le dispositif réglementaire instauré initialement par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Le taux d'actualisation doit être dorénavant inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les 120 derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point » ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 4,6 % au 31 décembre 2015.

29.1.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	31/12/2015		31/12/2014	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	16 470	10 391	16 463	10 105
Gestion à long terme des déchets radioactifs [1]	28 890	8 254	26 159	7 676
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**45 360**	**18 645**	**42 622**	**17 781**
Déconstruction des centrales nucléaires [2]	26 070	14 930	22 608	13 866
Derniers cœurs	4 123	2 555	4 050	2 413
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**30 193**	**17 485**	**26 658**	**16 279**

(1) L'augmentation significative, entre 2014 et 2015, du coût aux conditions économiques de fin d'année de gestion à long terme des déchets radioactifs est due aux conséquences de l'arrêté du 15 janvier 2016 (voir note 29.1.2).

(2) L'augmentation significative, entre 2014 et 2015, du coût aux conditions économiques de fin d'année de démantèlement des centrales nucléaires est liée à la mise à jour du scénario de référence industriel des centrales définitivement arrêtées (voir note 29.1.3). Ce nouveau scénario conduisant notamment à repousser dans le temps la phase de déconstruction des centrales, l'impact de celui-ci est moins sensible sur l'évaluation de la provision en valeur actualisée.

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

Pour l'exercice 2015

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+0,20 %	-0,20 %	+0,20 %	-0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
■ gestion du combustible usé	10 391	(168)	177	140	(149)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	8 254	(400)	448	337	(376)
Déconstruction et derniers cœurs :					
■ déconstruction des centrales nucléaires	14 930	(496)	522	122	(131)
■ derniers cœurs	2 555	(62)	65	–	–
TOTAL	**36 130**	**(1 126)**	**1 212**	**599**	**(656)**

Pour l'exercice 2014

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+0,20 %	-0,20 %	+0,20 %	-0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
■ gestion du combustible usé	10 105	(171)	180	141	(149)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	(381)	425	327	(368)
Déconstruction et derniers cœurs :					
■ déconstruction des centrales nucléaires	13 866	(431)	449	52	(54)
■ derniers cœurs	2 413	(64)	68	–	–
TOTAL	**34 060**	**(1 047)**	**1 122**	**520**	**(571)**

29.2 PROVISIONS NUCLÉAIRES D'EDF ENERGY

Les conditions particulières de financement des obligations nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 10 474 millions d'euros au 31 décembre 2015 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du NLF pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du gouvernement britannique pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financeront. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « Actifs financiers » (voir note 36.3) et s'élèvent à 9 061 millions d'euros au 31 décembre 2015 (8 617 millions d'euros au 31 décembre 2014).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2015
Provisions pour gestion du combustible usé	2 125	36	(384)	68	133	–	1 978
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 178	5	–	34	72	–	1 289
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**3 303**	**41**	**(384)**	**102**	**205**	**–**	**3 267**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	5 436	–	(25)	147	332	–	5 890
Provisions pour derniers cœurs	1 323	–	–	77	82	(165)	1 317
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**6 759**	**–**	**(25)**	**224**	**414**	**(165)**	**7 207**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**10 062**	**41**	**(409)**	**326**	**619**	**(165)**	**10 474**

29.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « Accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. Le 1er juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substitué à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes d'EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy) et d'autres passifs complémentaires qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des Accords de restructuration ; la provision correspondante s'élève à 158 millions d'euros au 31 décembre 2015 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion du combustible usé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks (voir note 1.3.17.1).

29.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des autres centrales est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

(en millions d'euros)	31/12/2015 Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	31/12/2015 Montants provisionnés en valeur actualisée	31/12/2014 Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	31/12/2014 Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	3 037	1 978	3 192	2 125
Gestion à long terme des déchets radioactifs	8 178	1 289	7 741	1 178
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**11 215**	**3 267**	**10 933**	**3 303**

29.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction. Elles couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues qui devraient être appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour. Les coûts actuels sont basés sur des plans de base de déconstruction *(Baseline Decommissioning Plans)* réalisés en 2012 et approuvés en 2013 et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant *in fine* la réutilisation du site.

(en millions d'euros)	31/12/2015 Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	31/12/2015 Montants provisionnés en valeur actualisée	31/12/2014 Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	31/12/2014 Montants provisionnés en valeur actualisée
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	**16 997**	**5 732**	**16 088**	**5 268**

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction, soit 158 millions d'euros au 31 décembre 2015 (voir note 29.2.1).

29.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base d'une série moyenne de données concernant les emprunts d'État émis par le gouvernement britannique sur les durées les plus longues disponibles, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises britanniques de notation A à AA, également sur la durée la plus longue disponible. Le taux d'inflation implicite utilisé pour le calcul d'un taux d'actualisation réel est déterminé sur une prévision à long terme de l'indice ajusté des prix de détail établi au Royaume-Uni (RPIJ).

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2015 pour le calcul des passifs nucléaires est de 3,0 % (inchangé par rapport au 31 décembre 2014).

Note 30 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Autres	Total
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION HORS INSTALLATIONS NUCLÉAIRES AU 31/12/2015	**597**	**99**	**688**	**138**	**1 522**
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires au 31/12/2014	**589**	**88**	**521**	**136**	**1 334**

Les provisions pour déconstruction hors installations nucléaires concernent principalement les centrales thermiques et hydrauliques.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et, d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'évaluation de la provision au 31 décembre 2015 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

Note 31 Provisions pour avantages du personnel

31.1 GROUPE EDF

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Provision pour avantages du personnel – part courante	1 033	1 058
Provision pour avantages du personnel – part non courante	21 511	23 060
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**22 544**	**24 118**

31.1.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2014	**42 616**	**(18 498)**	**24 118**
Charge nette de l'exercice 2015	1 569	(538)	1 031
Écarts actuariels	(1 490)	490	(1 000)
Cotisations versées aux fonds	–	(705)	(705)
Cotisations salariales	4	(4)	–
Prestations versées	(1 631)	662	(969)
Écarts de conversion	507	(489)	18
Mouvements de périmètre	8	–	8
Autres variations	(16)	7	(9)
SOLDES AU 31/12/2015	**41 567**	**(19 075)**	**22 492**
dont :			
Provision pour avantages du personnel			22 544
Actifs financiers non courants			(52)

31.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2015	2014
Coût des services rendus	(1 032)	(792)
Coût des services passés	511	75
Écarts actuariels – avantages à long terme	22	(243)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(499)**	**(960)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(1 070)	(1 273)
Produit sur les actifs de couverture	538	594
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(532)**	**(679)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 031)**	**(1 639)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	1 490	(7 088)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(490)	2 477
Écarts actuariels	**1 000**	**(4 611)**
Écarts de conversion	**(18)**	**(22)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**982**	**(4 633)**

Le coût des services passés intègre en 2015 :

- un produit de 287 millions d'euros, suite à la signature entre EDF et Engie, le 30 juin 2015, d'un accord relatif au mécanisme de compensation lié aux avantages en nature énergie. Cet accord a entraîné un changement contractuel du nombre de bénéficiaires à la charge du Groupe ;
- un produit comptabilisé par EDF Energy pour 154 millions d'euros suite à une modification de régime. EDF Energy a introduit, dans ses plans de retraite à prestations définies, un plafonnement du salaire sur lequel sont calculés les droits à retraite (salaire de référence) ;
- une diminution des engagements du Groupe pour 67 millions d'euros, liée à un plafonnement du capital décès pour les inactifs. La loi de financement de la Sécurité sociale pour 2015 (n° 2014-1544) du 22 décembre 2014 et le décret n° 2015-209 du 24 février 2015 ont introduit une forfaitisation du capital décès au régime général. Cette disposition a été étendue à la branche des IEG par le décret n° 2015-1536 du 25 novembre 2015.

31.1.3 Segmentation géographique du passif net

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2014	**33 792**	**8 253**	**53**	**130**	**388**	**42 616**
Charge nette de l'exercice 2015	1 088	458	5	4	14	1 569
Écarts actuariels	(1 134)	(332)	(3)	(7)	(14)	(1 490)
Cotisations salariales	–	4	–	–	–	4
Prestations versées	(1 323)	(276)	(3)	(11)	(18)	(1 631)
Écarts de conversion	–	507	–	–	–	507
Mouvements de périmètre	–	–	–	–	8	8
Autres variations	–	–	(8)	–	(8)	(16)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2015	**32 423**	**8 614**	**44**	**116**	**370**	**41 567**
Juste valeur des actifs de couverture	(10 484)	(8 505)	–	(62)	(24)	(19 075)
PASSIF NET AU 31/12/2015 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	**21 939**	**109**	**44**	**54**	**346**	**22 492**
dont :						
Provision pour avantages du personnel	21 939	161	44	54	346	22 544
Actifs financiers non courants	–	(52)	–	–	–	(52)

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2014	**33 792**	**8 253**	**53**	**130**	**388**	**42 616**
Juste valeur des actifs de couverture	(10 421)	(7 990)	–	(56)	(31)	(18 498)
PROVISION AU 31/12/2014 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	**23 371**	**263**	**53**	**74**	**357**	**24 118**

31.2 FRANCE

Le secteur France regroupe principalement EDF et ERDF, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

La description de ces différents avantages est fournie dans la note 1.3.22.

31.2.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Soldes au 31/12/2014	**33 792**	**(10 421)**	**23 371**
Charge nette de l'exercice 2015	1 088	(229)	859
Écarts actuariels	(1 134)	158	(976)
Cotisations versées aux fonds	–	(376)	(376)
Prestations versées	(1 323)	384	(939)
SOLDES AU 31/12/2015	**32 423**	**(10 484)**	**21 939**

31.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2015	2014
Coût des services rendus	(726)	(546)
Coût des services passés [1]	355	55
Écarts actuariels – avantages à long terme	21	(244)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(350)**	**(735)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(738)	(943)
Produit sur les actifs de couverture	229	296
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(509)**	**(647)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(859)**	**(1 382)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	1 134	(6 304)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(158)	1 671
Écarts actuariels	**976**	**(4 633)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**976**	**(4 633)**

(1) Dont 287 millions d'euros au titre de l'accord EDF / Engie du 30 juin 2015 et 67 millions d'euros au titre de la forfaitisation du capital décès (voir note 31.1.2).

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2015	2014
Variation liée aux écarts d'expérience	358	244
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	35	–
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières [1]	762	(6 792)
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	**1 155**	**(6 548)**
dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	1 134	(6 304)
Écarts actuariels sur avantages à long terme	21	(244)

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2015 s'élèvent à 1 155 millions d'euros et sont principalement liés :

- à l'effet des révisions d'hypothèses financières (notamment à la variation des hypothèses de taux d'actualisation et d'inflation) ;
- à la signature de l'accord AGIRC-ARRCO du 30 octobre 2015 qui se traduit pour le Groupe par une hausse de ses engagements sociaux de 1 milliard d'euros au 31 décembre 2015 (voir note 4.6).

En 2014, les écarts actuariels sur engagements s'élèvent à (6 548) millions d'euros et sont principalement liés à l'effet des révisions d'hypothèses financières (notamment à la baisse des hypothèses de taux d'actualisation et aux changements d'hypothèses d'évaluation des avantages en nature énergie).

31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2015	**31 037**	**(10 484)**	**20 553**
dont :			
Retraites	22 926	(9 740)	13 186
Avantage en nature énergie	6 078	–	6 078
Indemnités de fin de carrière	880	(729)	151
Autres	1 153	(15)	1 138
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2015	**1 386**	**–**	**1 386**
dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 191	–	1 191
Médailles du travail	165	–	165
Autres	30	–	30
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2015	**32 423**	**(10 484)**	**21 939**

Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2014	**32 310**	**(10 421)**	**21 889**
dont :			
Retraites	23 504	(9 683)	13 821
Avantage en nature énergie	6 752	–	6 752
Indemnités de fin de carrière	916	(724)	192
Autres	1 138	(14)	1 124
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2014	**1 482**	**–**	**1 482**
dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 278	–	1 278
Médailles du travail	170	–	170
Autres	34	–	34
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2014	**33 792**	**(10 421)**	**23 371**

31.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Participants en activité	19 313	20 452
Retraités	13 110	13 340
TOTAL ENGAGEMENTS	**32 423**	**33 792**

31.2.5 Actifs de couverture

Pour le secteur France, les actifs de couverture s'élèvent à 10 484 millions d'euros au 31 décembre 2015 (10 421 millions d'euros au 31 décembre 2014) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (avec un objectif de couverture à 100 %) et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 70 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 30 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
ACTIFS DE COUVERTURE	**10 484**	**10 421**
Actifs pour régime spécial de retraite	***9 740***	***9 683***
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	30 %	29 %
Instruments de créances cotés (obligations)	70 %	71 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	***729***	***724***
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31 %	31 %
Instruments de créances cotés (obligations)	69 %	69 %
Autres actifs de couverture	***15***	***14***

Au 31 décembre 2015, les actions détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 50 % du total en actions de sociétés nord américaines ;
- environ 25 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 25 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2014.

Au 31 décembre 2015, les obligations détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 85 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 15 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 80 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2014.

31.2.6 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 483	1 468
De un à cinq ans	5 964	5 539
De cinq à dix ans	6 329	5 252
À plus de dix ans	43 145	20 164
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**56 921**	**32 423**

Au 31 décembre 2015, la duration moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 17,8 ans.

31.2.7 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2015	31/12/2014
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	2,40 %	2,20 %
Taux d'inflation	1,60 %	1,70 %
Taux d'augmentation des salaires [1]	1,70 %	1,70 %

(1) Hors inflation.

En France, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur duration, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

L'évolution des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation à 2,40 % au 31 décembre 2015.

Le taux d'inflation utilisé pour le calcul des provisions pour avantages du personnel résulte de l'utilisation d'une courbe d'inflation par maturité, déterminée en interne et servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro. Le taux d'inflation ainsi déterminé au 31 décembre 2015 correspond à un taux moyen de 1,60 %.

31.2.8 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2015
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	-4,3 % / +4,7 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+3,0 % / -3,0 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+4,7 % / -4,4 %

31.3 ROYAUME-UNI

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy, dont les principaux avantages du personnel sont décrits en note 1.3.22.

31.3.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2014	**8 253**	**(7 990)**	**263**
Charge nette de l'exercice 2015	458	(307)	151
Écarts actuariels	(332)	336	4
Cotisations versées aux fonds	–	(326)	(326)
Cotisations salariales	4	(4)	–
Prestations versées	(276)	276	–
Écarts de conversion	507	(490)	17
SOLDES AU 31/12/2015	**8 614**	**(8 505)**	**109**
dont :			
Provision pour avantages du personnel			161
Actifs financiers non courants			(52)

31.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2015	2014
Coût des services rendus	(290)	(227)
Coût des services passés [1]	154	(6)
Écarts actuariels – avantages à long terme	–	–
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(136)**	**(233)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(322)	(316)
Produit sur les actifs de couverture	307	294
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(15)**	**(22)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(151)**	**(255)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	332	(716)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(336)	808
Écarts actuariels	**(4)**	**92**
Écarts de conversion	**(17)**	**(23)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**(21)**	**69**

(1) Dont 154 millions d'euros au titre du plafonnement du salaire de référence pour EDF Energy (voir note 31.1.2).

31.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Participants en activité	5 443	5 013
Retraités	3 171	3 240
TOTAL ENGAGEMENTS	**8 614**	**8 253**

31.3.4 Actifs de couverture

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés, dont la valeur actuelle s'élève à 8 505 millions d'euros au 31 décembre 2015 (7 990 millions d'euros au 31 décembre 2014).

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif – *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de croissance et actifs d'adossement est revue périodiquement par les *trustees* et *a minima* après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Actifs pour plan de retraite BEGG	6 853	6 560
Actifs pour plan de retraite EEGSG	982	892
Actifs pour plan de retraite EEPS	670	538
ACTIFS DE COUVERTURE	**8 505**	**7 990**
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	34 %	35 %
Instruments de créances cotés (obligations)	42 %	47 %
Biens immobiliers	7 %	6 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	2 %	1 %
Autres	15 %	11 %

Au 31 décembre 2015, les actions détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 30 % du total en actions de sociétés nord américaines ;
- environ 40 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 30 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2014.

Au 31 décembre 2015, les obligations détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 55 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 45 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 55 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

31.3.5 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	**Flux aux conditions économiques de fin de période**	**Montants provisionnés en valeur actualisée**
À moins d'un an	304	298
De un à cinq ans	1 478	1 314
De cinq à dix ans	2 598	1 947
À plus de dix ans	13 968	5 055
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**18 348**	**8 614**

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 300 millions d'euros pour l'exercice 2016.

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 19,4 ans au 31 décembre 2015.

31.3.6 Hypothèses actuarielles

(en %)	**31/12/2015**	**31/12/2014**
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	3,85 %	3,60 %
Taux d'inflation	3,10 %	3,10 %
Taux d'augmentation des salaires	3,10 %	3,10 %

Au Royaume-Uni, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur duration, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

31.3.7 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	**31/12/2015**
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	-4,6 % / +4,8 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+0,6 % / -0,7 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+4,4 % / -4,4 %

Note 32 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2015
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenue sans objet			
Provisions pour risques liés aux participations	360	99	(44)	–	–	16	431
Provisions pour risques fiscaux	584	142	(179)	(58)	–	(5)	484
Provisions pour litiges	533	103	(44)	(42)	1	–	551
Provisions pour contrats onéreux	159	157	(29)	(4)	1	–	284
Provisions liées aux dispositifs environnementaux [1]	952	910	(987)	(1)	–	43	917
Autres provisions	1 490	599	(318)	(61)	37	38	1 785
TOTAL	**4 078**	**2 010**	**(1 601)**	**(166)**	**39**	**92**	**4 452**

(1) Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre et pour certificats d'énergie renouvelable (voir note 49).

Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Contre-valeur des biens	45 346	44 183
Financement concessionnaire non amorti	(22 287)	(21 599)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	**23 059**	**22 584**
Amortissement du financement du concédant	12 047	11 586
Provisions pour renouvellement	9 976	10 176
Droits sur biens à renouveler	**22 023**	**21 762**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**45 082**	**44 346**

Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	10 428	11 151
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	2 856	3 713
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	**13 284**	**14 864**

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage.

Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en « Dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe.

Note 35 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Avances et acomptes reçus	7 618	7 283
Fournisseurs d'immobilisations	3 331	3 647
Dettes fiscales	6 316	5 910
Dettes sociales	3 795	3 574
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 586	3 762
Autres produits constatés d'avance	735	763
Autres dettes	3 367	3 069
AUTRES CRÉDITEURS	**28 748**	**28 008**
dont part non courante	5 126	4 956
dont part courante	23 622	23 052

35.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Au 31 décembre 2015, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 6 682 millions d'euros (6 340 millions d'euros au 31 décembre 2014). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par les clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

35.2 DETTES FISCALES

Au 31 décembre 2015, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 258 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 122 millions d'euros au 31 décembre 2014).

35.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 31 décembre 2015, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 1 874 millions d'euros (1 989 millions d'euros au 31 décembre 2014).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat sur la durée du contrat.

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Note 36 Actifs financiers courants et non courants

36.1 RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

	31/12/2015			31/12/2014		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	4 973	–	4 973	4 194	–	4 194
Actifs financiers disponibles à la vente	18 374	15 959	34 333	13 474	15 953	29 427
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 716	4 322	6 038	1 519	3 349	4 868
Prêts et créances financières	1 956	14 957	16 913	1 565	14 183	15 748
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS (1)	**27 019**	**35 238**	**62 257**	**20 752**	**33 485**	**54 237**

(1) Dont dépréciation pour (558) millions d'euros au 31 décembre 2015 ((373) millions d'euros au 31 décembre 2014).

36.2 DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS

36.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Juste valeur positive des dérivés de transaction	4 973	4 194
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	–	–
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	**4 973**	**4 194**

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat concernent principalement EDF Trading.

36.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

	31/12/2015			31/12/2014		
(en millions d'euros)	Actions (1)	Titres de dettes	Total	Actions (1)	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	8 227	6 976	15 203	8 301	7 064	15 365
Actifs liquides	3 942	14 199	18 141	1 774	11 216	12 990
Autres titres	941	48	989	987	85	1 072
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	**13 110**	**21 223**	**34 333**	**11 062**	**18 365**	**29 427**

(1) Actions ou OPCVM.

Les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2015		2014	
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat [2]	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat [2]
Actifs dédiés d'EDF	530	1 118	1 439	976
Actifs liquides	(108)	44	223	68
Autres titres	(40)	(77)	(83)	-
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE [3]	**382**	**1 085**	**1 579**	**1 044**

(1) +/( ) : augmentation/(diminution) des capitaux propres – part du Groupe.
(2) +/( ) : augmentation/(diminution) du résultat – part du Groupe.
(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur les exercices 2015 et 2014 concernent principalement EDF.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2015.

36.2.2.1 Actifs dédiés

Les placements diversifiés obligataires et les actions portés par les actifs dédiés d'EDF sont comptabilisés en « Actifs financiers disponibles à la vente ». La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 47.

36.2.2.2 Actifs liquides

Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 3 490 millions d'euros au 31 décembre 2015 (1 595 millions d'euros au 31 décembre 2014).

36.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti.

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Prêts et créances financières – actifs à recevoir du NLF	9 061	8 617
Prêts et créances financières – CSPE	5 875	5 144
Autres prêts et créances financières	1 977	1 987
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	**16 913**	**15 748**

Les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 9 061 millions d'euros au 31 décembre 2015 (8 617 millions d'euros au 31 décembre 2014), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent ;
- la créance constituée du déficit de la CSPE d'EDF au 31 décembre 2012 et des coûts de portage associés, complétée du déficit de compensation au titre de 2013 à 2015 (soit 644 millions d'euros) conformément au courrier des Ministres reçu le 26 janvier 2016 (voir note 4.3) ;
- le prêt d'EDF à RTE pour un montant de 670 millions d'euros au 31 décembre 2015 (inchangé par rapport au 31 décembre 2014).

36.4 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	31/12/2014	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2015
Actifs financiers disponibles à la vente	29 427	4 436	475	–	(4)	8	(9)	34 333
Prêts et créances financières	15 748	(364)	–	252	64	563	650	16 913

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières incluent à hauteur de 644 millions d'euros l'effet du reclassement de la créance CSPE (voir note 36.3).

36.4.2 Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2014
Actifs financiers disponibles à la vente	27 934	(151)	1 599	–	(1)	(2)	48	29 427
Prêts et créances financières	14 815	(270)	–	384	201	577	41	15 748

Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des disponibilités bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire et des fonds en caisse. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan.

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Disponibilités	3 263	3 037
Équivalents de trésorerie [1]	904	1 649
Comptes courants financiers	15	15
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**4 182**	**4 701**

(1) Dont part à la juste valeur pour 896 millions d'euros au 31 décembre 2015 (1 635 millions d'euros au 31 décembre 2014).

Note 38 Passifs financiers courants et non courants

38.1 RÉPARTITION COURANT/NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

	31/12/2015			31/12/2014		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	52 684	11 499	64 183	46 537	9 115	55 652
Juste valeur négative des dérivés de transaction	–	4 001	4 001	–	2 855	2 855
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 475	1 973	3 448	737	2 214	2 951
PASSIFS FINANCIERS	**54 159**	**17 473**	**71 632**	**47 274**	**14 184**	**61 458**

38.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES

38.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location-financement	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2014	**43 584**	**3 768**	**6 561**	**491**	**1 248**	**55 652**
Augmentations	5 460	206	3 767	–	100	9 533
Diminutions	(1 982)	(527)	(428)	(43)	(67)	(3 047)
Écarts de conversion	750	76	88	–	1	915
Mouvements de périmètre	–	61	(71)	5	1	(4)
Variations de juste valeur	722	–	419	3	–	1 144
Autres mouvements	4	2	(22)	(11)	17	(10)
SOLDES AU 31/12/2015	**48 538**	**3 586**	**10 314**	**445**	**1 300**	**64 183**

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
EDF et autres filiales liées [1]	52 351	42 526
EDF Energy [2]	4 983	4 898
EDF Énergies Nouvelles	4 396	4 060
Edison [3]	1 568	2 349
Autres entités	885	1 819
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**64 183**	**55 652**

(1) ERDF, EDF PEI, EDF International, EDF Holding SAS, C3 et EDF Investissements Groupe.
(2) Y compris les holdings.
(3) Edison hors TdE SpA.

Au 31 décembre 2015, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

Au 31 décembre 2015, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	**Entité**	**Date d'émission** [1]	**Échéance**	**Montant de l'émission**	**Devise**	**Taux**
Euro MTN	EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2017	1 000	USD	1,15 %
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN *(green bond)*	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Obligataire *(green bond)*	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

EDF a lancé le 8 octobre 2015 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains et le 25 septembre 2015, l'émission d'une obligation senior « Formosa » conclue sur le marché taïwanais (voir note 3.4).

Au 31 décembre 2015, le plafond total du programme EMTN d'EDF, permettant d'émettre des emprunts au titre de ce programme, s'élève à 45 milliards d'euros.

38.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location-financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	1 455	1 546	7 329	53	1 116	11 499
Entre un et cinq ans	11 577	679	1 904	180	42	14 382
À plus de cinq ans	35 506	1 361	1 081	212	142	38 302
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2015	**48 538**	**3 586**	**10 314**	**445**	**1 300**	**64 183**

Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location-financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	2 006	1 095	4 862	46	1 106	9 115
Entre un et cinq ans	8 624	1 345	1 295	185	25	11 474
À plus de cinq ans	32 954	1 328	404	260	117	35 063
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2014	**43 584**	**3 768**	**6 561**	**491**	**1 248**	**55 652**

38.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

	31/12/2015			31/12/2014		
(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture [1]	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture [1]	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro (EUR)	31 731	16 731	48 462	30 110	7 647	37 757
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	19 137	(17 250)	1 887	12 948	(10 073)	2 875
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	11 677	382	12 059	11 095	1 939	13 034
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 638	137	1 775	1 499	487	1 986
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**64 183**	**–**	**64 183**	**55 652**	**–**	**55 652**

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

38.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

	31/12/2015			31/12/2014		
(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette
Emprunts à taux fixe	56 840	(22 261)	34 579	48 795	(15 377)	33 418
Emprunts à taux variable	7 343	22 261	29 604	6 857	15 377	22 234
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**64 183**	**–**	**64 183**	**55 652**	**–**	**55 652**

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 380 millions d'euros au 31 décembre 2015 (10 756 millions d'euros au 31 décembre 2014).

	31/12/2015				31/12/2014
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	**11 380**	**837**	**10 543**	**–**	**10 756**

38.2.6 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Énergies Nouvelles auprès de tiers externes dans le cadre de financement de projets prévoient généralement des clauses d'exigibilité anticipée notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus, mesuré par un ratio dit « DSCR » *(Debt Service Coverage Ratio).* La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2015 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

38.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier net prend en compte le prêt du Groupe à RTE, entité consolidée par mise en équivalence depuis le 31 décembre 2010.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	31/12/2014
Emprunts et dettes financières	38.2.1	64 183	55 652
Dérivés de couvertures des dettes	41	(3 795)	(3 083)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(4 182)	(4 701)
Actifs financiers disponibles à la vente – actifs liquides	36.2.2	(18 141)	(12 990)
Prêt à RTE	36.3	(670)	(670)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**37 395**	**34 208**

Note 39 Autres informations sur les actifs et passifs financiers

39.1 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante.

39.1.1 Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat [1]	4 973	4 973	427	4 439	107
Actifs financiers disponibles à la vente	34 333	34 333	1 676	32 032	625
Juste valeur positive des dérivés de couverture	6 038	6 038	31	6 007	–
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	896	896	113	783	–
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	**46 240**	**46 240**	**2 247**	**43 261**	**732**
Prêts et créances financières – actifs à recevoir du NLF	9 061	9 061	–	9 061	–
Prêts et créances financières – CSPE	5 875	5 875	–	5 875	–
Autres prêts et créances financières	1 977	2 008	–	2 008	–
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	**16 913**	**16 944**	**–**	**16 944**	**–**
Juste valeur négative des dérivés de couverture	3 448	3 448	161	3 285	2
Juste valeur négative des dérivés de transaction	4 001	4 001	390	3 516	95
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	**7 449**	**7 449**	**551**	**6 801**	**97**
Emprunts et dettes financières [2]	64 183	69 815	–	69 815	–
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	**64 183**	**69 815**	**–**	**69 815**	**–**

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 4 973 millions d'euros.
(2) Les emprunts et dettes financières comptabilisés au bilan sont évalués au coût amorti ajusté de la variation de juste valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur.

Les actifs financiers disponibles à la vente en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Les équivalents de trésorerie, principalement des titres de créances négociables et des placements à court terme, sont généralement évalués à partir de courbes de taux, donc de données observables sur le marché.

39.1.2 Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat [1]	4 194	4 194	352	3 754	88
Actifs financiers disponibles à la vente	29 427	29 427	1 147	27 265	1 015
Juste valeur positive des dérivés de couverture	4 868	4 868	21	4 847	–
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	1 635	1 635	105	1 530	–
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	**40 124**	**40 124**	**1 625**	**37 396**	**1 103**
Prêts et créances financières – actifs à recevoir du NLF	8 617	8 617	–	8 617	–
Prêts et créances financières – CSPE	5 144	5 144	–	5 144	–
Autres prêts et créances financières	1 987	2 071	–	2 071	–
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	**15 748**	**15 832**	**–**	**15 832**	**–**
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 951	2 951	20	2 929	2
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 855	2 855	272	2 518	65
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	**5 806**	**5 806**	**292**	**5 447**	**67**
Emprunts et dettes financières [2]	55 652	63 460	–	63 460	–
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	**55 652**	**63 460**	**–**	**63 460**	**–**

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 4 194 millions d'euros.
(2) Les emprunts et dettes financières comptabilisés au bilan sont évalués au coût amorti ajusté de la variation de juste valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur.

39.2 COMPENSATION D'ACTIFS ET DE PASSIFS FINANCIERS

39.2.1 Au 31 décembre 2015

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisés en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	11 011	2 925	13 290	(5 204)	8 086	(1 695)	(2 142)	4 249
Juste valeur des dérivés – passif	(7 449)	(2 391)	(10 262)	5 204	(5 058)	1 695	58	(3 305)

39.2.2 Au 31 décembre 2014

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisés en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	9 062	594	12 764	(4 296)	8 468	(1 522)	(1 307)	5 639
Juste valeur des dérivés – passif	(5 806)	(721)	(9 381)	4 296	(5 085)	1 522	238	(3 325)

Note 40 Gestion des risques marchés et de contrepartie

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

- Risques marchés financiers

  Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

  La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

  Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

  Le risque taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe, la valeur des passifs provisionnés, ou ses charges financières.

  Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites et, dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

  Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 5.1.6.1 « Informations financières » – « Gestion et contrôle des risques financiers » du document de référence.

- Risques marchés énergies

  En lien avec l'ouverture à la concurrence du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO_2, qui peuvent impacter significativement ses états financiers.

  Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 5.1.6.2 « Informations financières » – « Gestion et contrôle des risques marchés énergies » du document de référence.

- Risques de contrepartie

  Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

  Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 5.1.6.1.7 « Informations financières » – « Gestion du risque de contrepartie/crédit » du document de référence.

  Concernant le risque clients – autre composante du risque de contrepartie –, une balance des créances échues et non échues est présentée en note 25.

  Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées au niveau du chapitre 5.1.6.1 « Informations financières » – « Gestion et contrôle des risques financiers » du document de référence :

  - risques de change : chapitre 5.1.6.1.3 ;
  - risques de taux d'intérêt : chapitre 5.1.6.1.4 ;
  - risques actions sur les actifs financiers : chapitres 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6.

  Les principales informations concernant les actifs et passifs financiers se trouvent détaillées comme suit par thématique :

- Risques de liquidité :
  - échéancier des dettes : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.2 ;
  - lignes de crédit : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.5 ;
  - clauses de remboursement anticipé des emprunts : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.6 ;
  - engagements hors bilan : annexe aux comptes consolidés – note 44.
- Risques de change :
  - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4.
- Risques actions (chapitres 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6 « Informations financières » – « Gestion du risque actions »/« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF » du document de référence) :
  - couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes consolidés – notes 47 et 29.1.5 ;
  - couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.5 et 31.3.4 ;
  - gestion de trésorerie long terme ;
  - titres de participation directe.
- Risques de taux :
  - taux d'actualisation sur provisions nucléaires : mode de calcul et sensibilité : annexe aux comptes consolidés – note 29.1.5.1 ;
  - taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.7 et 31.3.6 ;
  - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4.
- Traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :
  - instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 41 et tableau de variations des capitaux propres ;
  - instruments dérivés non qualifiés de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 42.

Note 41 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne les dérivés de taux d'intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à la couverture d'investissements nets à l'étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

La juste valeur des dérivés de couverture enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	31/12/2014
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	6 038	4 868
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(3 448)	(2 951)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**2 590**	**1 917**
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	2 033	2 339
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	1 472	959
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(913)	(1 374)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	(2)	(7)

La juste valeur des dérivés de couverture se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	31/12/2014
Juste valeur des dérivés de couverture de dettes	38.3	3 795	3 083
Juste valeur des dérivés de couverture de situation nette à l'étranger		(420)	(60)
Juste valeur des autres dérivés de couverture (matières premières)		(785)	(1 106)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**2 590**	**1 917**

41.1 COUVERTURE DE JUSTE VALEUR

Le groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des *swaps* de taux d'intérêt fixe/variable et des *cross currency swaps*. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat. Les couvertures de juste valeur incluent également des instruments de couverture de change sur certains engagements fermes d'achat.

En 2015, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de (9) millions d'euros incluse dans le résultat financier (perte de (8) millions d'euros en 2014).

41.2 COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

Le groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les *swaps* de taux d'intérêt sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de *cross currency swaps*) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon : des contrats de *futures, forwards* et *swaps* sont conclus à cet effet.

Le groupe EDF couvre également le risque de change associé à ses achats de matières premières et de combustibles.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en 2015 est nul (perte de (2) millions d'euros en 2014).

41.3 COUVERTURE D'INVESTISSEMENTS NETS À L'ÉTRANGER

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition du Groupe au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a recours à des *swaps* de change et du change à terme.

41.4 IMPACT DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE EN CAPITAUX PROPRES

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2015			2014		
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage [2]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage [2]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux	(19)	–	–	(36)	–	(2)
Couverture de change	702	656	(19)	1 004	628	40
Couverture d'investissement net à l'étranger	(1 038)	–	–	(1 076)	–	–
Couverture de matières premières	(59)	(470)	(10)	(1 946)	(698)	(29)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE [3]	**(414)**	**186**	**(29)**	**(2 054)**	**(70)**	**9**

(1) +/( ) : augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.
(2) +/( ) : augmentation/(diminution) du résultat part du Groupe.
(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

41.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2015				Notionnel au 31/12/2014	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2015	31/12/2014
Payeur fixe/receveur variable	511	673	499	1 683	1 810	(121)	(172)
Payeur variable/receveur fixe	107	2 566	20 850	23 523	16 708	2 178	2 609
Variable/variable	–	1 471	1 296	2 767	2 761	(3)	7
Fixe/fixe	230	6 344	1 674	8 248	8 343	(21)	(105)
***Swaps* de taux**	**848**	**11 054**	**24 319**	**36 221**	**29 622**	**2 033**	**2 339**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	**848**	**11 054**	**24 319**	**36 221**	**29 622**	**2 033**	**2 339**

La juste valeur des *cross currency swaps* taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des *cross currency swaps* est intégré, d'une part, dans cette note et, d'autre part, dans la note sur les dérivés de couverture de change (note 41.4.2).

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

41.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

Au 31 décembre 2015

	Notionnel à recevoir au 31/12/2015				Notionnel à livrer au 31/12/2015				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2015
Change à terme	4 477	843	–	5 320	4 434	847	–	5 281	39
Swaps	13 101	13 858	10 335	37 294	12 820	13 090	9 826	35 736	1 433
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**17 578**	**14 701**	**10 335**	**42 614**	**17 254**	**13 937**	**9 826**	**41 017**	**1 472**

Au 31 décembre 2014

	Notionnel à recevoir au 31/12/2014				Notionnel à livrer au 31/12/2014				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2014
Change à terme	2 289	340	–	2 629	2 252	333	–	2 585	48
Swaps	9 600	9 597	7 824	27 021	9 160	9 380	7 539	26 079	911
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**11 889**	**9 937**	**7 824**	**29 650**	**11 412**	**9 713**	**7 539**	**28 664**	**959**

Le notionnel des *cross currency swaps* qui figure dans cette note est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (note 41.4.1).

41.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

Concernant les matières premières, les variations de juste valeur s'expliquent principalement par :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Contrats de couverture d'électricité	182	42
Contrats de couverture de gaz	35	(290)
Contrats de couverture de charbon	(142)	(462)
Contrats de couverture des produits pétroliers	(86)	(1 243)
Contrats de couverture de droits d'émission CO_2	(48)	7
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	**(59)**	**(1 946)**

Le montant transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Contrats de couverture d'électricité	(113)	(274)
Contrats de couverture de gaz	(200)	42
Contrats de couverture de charbon	(353)	(423)
Contrats de couverture des produits pétroliers	161	33
Contrats de couverture de droits d'émission CO_2	35	(76)
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	**(470)**	**(698)**

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

		31/12/2015					31/12/2014	
		Notionnels nets						
(en millions d'euros)	**Unités de mesure**	**< 1 an**	**1 à 5 ans**	**> 5 ans**	**Total**	**Juste valeur**	**Notionnels nets**	**Juste valeur**
Swaps		2	–	–	2	–	–	–
Forwards/futures		(83)	(36)	–	(119)	784	(19)	193
Électricité	**Térawattheures**	**(81)**	**(36)**	**–**	**(117)**	**784**	**(19)**	**193**
Swaps		(676)	(276)	–	(952)	181	(301)	42
Forwards/futures		917	704	–	1 621	(364)	2 381	(402)
Gaz	**Millions de therms**	**241**	**428**	**–**	**669**	**(183)**	**2 080**	**(360)**
Swaps		48 891	20 153	–	69 044	(1 605)	49 151	(1 153)
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	**48 891**	**20 153**	**–**	**69 044**	**(1 605)**	**49 151**	**(1 153)**
Swaps		(1)	–	–	(1)	69	6	(104)
Charbon	**Millions de tonnes**	**(1)**	**–**	**–**	**(1)**	**69**	**6**	**(104)**
Swaps		–	–	–	–	–	26 001	40
Forwards/futures		14 844	5 762	–	20 606	22	7 602	10
CO_2	**Milliers de tonnes**	**14 844**	**5 762**	**–**	**20 606**	**22**	**33 603**	**50**
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						**(913)**		**(1 374)**

41.5 COUVERTURES DE JUSTE VALEUR LIÉES AUX MATIÈRES PREMIÈRES

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

		31/12/2015		31/12/2014	
(en millions d'euros)	**Unités de mesure**	**Notionnels nets**	**Juste valeur**	**Notionnels nets**	**Juste valeur**
Charbon et fret	Millions de tonnes	8	(2)	27	(7)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			**(2)**		**(7)**

Note 42 Instruments dérivés non qualifiés de couverture

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	31/12/2014
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.2.1	4 973	4 194
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(4 001)	(2 855)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**972**	**1 339**
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	42.1	(52)	(42)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	42.2	98	(12)
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	926	1 393

42.1 DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION

Les éléments constitutifs des dérivés de taux (*swaps* de taux) détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2015				Notionnel au 31/12/2014	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2015	31/12/2014
Achats d'options	–	–	525	525	515	26	21
Opérations sur taux d'intérêt	**–**	**–**	**525**	**525**	**515**	**26**	**21**
Payeur fixe/receveur variable	1 941	137	602	2 680	11 680	(123)	(145)
Payeur variable/receveur fixe	1 258	21	214	1 493	5 869	43	84
Variable/variable	–	–	–	–	225	1	(2)
Fixe/fixe	–	301	–	301	–	1	–
***Swaps* de taux**	**3 199**	**459**	**816**	**4 474**	**17 774**	**(78)**	**(63)**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**3 199**	**459**	**1 341**	**4 999**	**18 289**	**(52)**	**(42)**

42.2 DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2015

	Notionnel à recevoir au 31/12/2015				Notionnel à livrer au 31/12/2015				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2015
Change à terme	849	242	15	1 106	851	247	20	1 118	(9)
Swaps	8 738	802	–	9 540	8 651	793	–	9 444	107
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**9 587**	**1 044**	**15**	**10 646**	**9 502**	**1 040**	**20**	**10 562**	**98**

Au 31 décembre 2014

	Notionnel à recevoir au 31/12/2014				Notionnel à livrer au 31/12/2014				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2014
Change à terme	1 050	318	19	1 387	1 048	320	22	1 390	22
Swaps	9 845	320	–	10 165	9 868	323	–	10 191	(34)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**10 895**	**638**	**19**	**11 552**	**10 916**	**643**	**22**	**11 581**	**(12)**

42.3 CONTRATS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

		31/12/2015		31/12/2014	
(en millions d'euros)	Unités de mesure	Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(19)	70	(26)	(29)
Options		83	(30)	93	11
Forwards/futures		(6)	589	(65)	173
Électricité	**Térawattheures**	**58**	**629**	**2**	**155**
Swaps		4 174	287	2 722	248
Options		4 076	54	6 359	17
Forwards/futures		(2 463)	21	(2 051)	487
Gaz	**Millions de therms**	**5 787**	**362**	**7 030**	**752**
Swaps		4 278	(27)	260	(79)
Options		207	–	1 039	67
Forwards/futures		(29)	1	10 879	16
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	**4 456**	**(26)**	**12 178**	**4**
Swaps		(1)	(203)	(15)	394
Options		(16)	(3)	(21)	(1)
Forwards/futures		66	252	87	(41)
Fret		(8)	90	(27)	108
Charbon et fret	**Millions de tonnes**	**41**	**136**	**24**	**460**
Swaps		–	–	(156)	11
Options		600	–	–	–
Forwards/futures		12 673	(20)	10 663	(4)
CO_2	**Milliers de tonnes**	**13 273**	**(20)**	**10 507**	**7**
Swaps/options			194		–
Forwards/futures			(352)		11
Autres matières premières			**(158)**		**11**
Dérivés incorporés de matières			**3**		**4**
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			**926**		**1 393**

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS

Note 43 Flux de trésorerie

43.1 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

(en millions d'euros)	2015	2014
Variation des stocks	129	(111)
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	(230)	(699)
Variation des créances clients et comptes rattachés	896	(504)
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	(967)	147
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	304	126
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	**132**	**(1 041)**

43.2 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS

(en millions d'euros)	2015	2014
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 224)	(1 006)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(13 249)	(13 067)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	(316)	352
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	**(14 789)**	**(13 721)**

Note 44 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2015. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

44.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	31/12/2014
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	44.1.1	42 060	40 933
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	44.1.2	13 262	14 437
Engagements donnés liés aux opérations de financement	44.1.3	6 390	5 425
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		**61 712**	**60 795**

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

44.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Engagements d'achats de combustible et d'énergies [1]	29 909	29 147
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	8 317	8 207
Engagements de location simple en tant que preneur	3 834	3 579
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**42 060**	**40 933**

(1) Hors achats de gaz et services associés.

44.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Le Groupe a également passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2015, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

	31/12/2015					31/12/2014
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	Total
Achats d'électricité et services associés [1]	9 401	1 595	2 630	2 288	2 888	8 672
Achats d'autres énergies et de matières premières [2]	740	150	398	192	–	1 362
Achats de combustible nucléaire	19 768	1 941	8 390	6 049	3 388	19 113
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**29 909**	**3 686**	**11 418**	**8 529**	**6 276**	**29 147**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 669 millions d'euros au 31 décembre 2015 (697 millions d'euros au 31 décembre 2014).
(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 44.1.1.1.4).

Les évolutions sont principalement liées à la hausse des achats d'électricité chez EDF Energy et des engagements d'achats de combustible nucléaire chez EDF, partiellement compensées par une baisse des autres achats d'énergies et de matières premières, notamment en Pologne.

44.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF, d'ERDF et d'EDF Energy. Pour EDF, ils sont portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 41 TWh pour l'exercice 2015 (35 TWh pour l'exercice 2014), dont 5 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2014), 20 TWh au titre de l'éolien (16 TWh pour 2014), 7 TWh au titre du photovoltaïque (6 TWh pour 2014) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2014).

44.1.1.1.2 Achats d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques et des achats de combustible biomasse utilisé par Dalkia dans le cadre de ses activités.

44.1.1.1.3 Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

La hausse de ces engagements s'explique notamment par la mise en place du contrat relatif à la fabrication des assemblages MOX pour la période 2017-2024.

44.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2015, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités :

	31/12/2015				31/12/2014
		Échéances			
(en milliards de mètres cubes)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Edison	180	13	50	117	191
EDF	88	3	16	69	58

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie et du Qatar, pour une fourniture totale d'un volume maximum de 14,4 milliards de mètres cubes par an. Ces contrats contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non. Au 31 décembre 2015, il n'y a pas d'engagement hors bilan au titre des clauses de *take-or-pay* d'Edison.

Par ailleurs, Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, unité de liquéfaction de gaz mise en service en octobre 2009 et dans laquelle Edison détient une participation de 7,3 %, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 100 millions d'euros.

Des engagements d'achats de gaz sont également portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

Enfin, des engagements de gaz sont portés par des filiales via des engagements généralement adossés à des contrats de vente d'électricité dont les clauses dites de *pass-through* permettent de répercuter aux clients la quasi-totalité de la variabilité du coût des sources d'approvisionnement.

44.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2015, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	31/12/2015				31/12/2014
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Garanties données liées aux activités opérationnelles	4 055	1 837	732	1 486	3 751
Engagements sur achats d'exploitation [1]	4 084	2 381	1 401	302	4 294
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	178	63	71	44	162
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION [2]	**8 317**	**4 281**	**2 204**	**1 832**	**8 207**

(1) Hors énergies et combustibles.
(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 126 millions d'euros au 31 décembre 2015 (128 millions d'euros au 31 décembre 2014).

44.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
EDF	1 443	1 382
Edison	1 193	1 179
EDF Energy	428	277
EDF Énergies Nouvelles	340	356
Autres entités	651	557
TOTAL	**4 055**	**3 751**

44.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
EDF	2 343	2 418
EDF Energy	715	738
ERDF	413	527
Autres entités	613	611
TOTAL	**4 084**	**4 294**

44.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2015, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

	31/12/2015				31/12/2014
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR	**3 834**	**638**	**1 693**	**1 503**	**3 579**

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant principalement sur des locaux, des équipements, des terrains ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale ainsi que par des contrats de fret maritime dans le cadre des activités de *trading*. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils concernent principalement EDF, EDF Énergies Nouvelles, ERDF et EDF Trading.

44.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2015, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

	31/12/2015				31/12/2014
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	12 294	6 111	5 678	505	13 628
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	270	168	99	3	248
Autres engagements donnés liés aux investissements	698	57	504	137	561
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT (1)	**13 262**	**6 336**	**6 281**	**645**	**14 437**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 326 millions d'euros au 31 décembre 2015 (317 millions d'euros au 31 décembre 2014).

44.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
EDF	8 426	9 391
EDF Énergies Nouvelles	1 066	1 506
ERDF	1 771	1 163
EDF Energy	529	642
Dunkerque LNG (1)	126	261
Autres entités	376	665
TOTAL	**12 294**	**13 628**

(1) Les engagements sont principalement liés à la construction du terminal méthanier de Dunkerque.

La baisse des engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels d'EDF est en lien notamment avec l'avancement du projet EPR de Flamanville 3 et l'évolution des contrats de remplacements des générateurs de vapeur (RGV).

Chez EDF Énergies Nouvelles, la baisse concerne essentiellement les commandes de turbines, notamment au Canada.

44.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Le Groupe n'a aucun engagement significatif lié à des acquisitions d'actifs financiers au 31 décembre 2015.

Par ailleurs, les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent EDF Luminus.

Le nouvel avenant à la convention d'actionnaires signé le 26 octobre 2015 définit une clause de liquidité pour la participation des actionnaires minoritaires d'EDF Luminus, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres via une introduction en bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe sur base d'une valeur de marché. Cette clause de liquidité est valable à tout moment du 1er juillet 2018 au 31 décembre 2025.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) et la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) ont fait évoluer, le 12 février 2014, les accords autour de leur participation dans EIG.

Dans ce cadre, C3 dispose désormais d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en mai 2021. De son côté, NBI bénéficie d'une option de vente à EDF prenant la forme d'un *put* à règlement en espèces, pour la totalité de ses titres EIG, à prix fixe et exerçable sous certaines conditions entre février 2019 et mai 2020.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 39, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente de C3 sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2015, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

44.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2015 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa prise de participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge de la construction et de l'exploitation d'un projet d'aménagement hydroélectrique sur la rivière Teles Pires au Brésil (projet Sinop).

L'augmentation des engagements donnés liés aux investissements concerne notamment la mise en place d'une garantie maison mère dans le cadre d'un projet d'investissement immobilier.

44.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2015 sont les suivants :

	31/12/2015				31/12/2014
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	5 075	92	346	4 637	4 316
Garanties financières données	1 050	407	497	146	860
Autres engagements donnés liés au financement	265	247	13	5	249
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT (1)	**6 390**	**746**	**856**	**4 788**	**5 425**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 847 millions d'euros au 31 décembre 2015 (900 millions d'euros au 31 décembre 2014). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Énergies Nouvelles.

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels d'EDF Énergies Nouvelles.

La hausse de ces engagements observée au 31 décembre 2015 est essentiellement liée à l'évolution de la valeur des titres nantis ainsi qu'à la mise en place de nouvelles sûretés au Canada et en Afrique du Sud par EDF Énergies Nouvelles.

44.2 ENGAGEMENTS REÇUS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	31/12/2014
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation (1)	44.2.1	2 633	2 964
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	44.2.2	80	102
Engagements reçus liés aux opérations de financement	44.2.3	29	124
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS (2)		**2 742**	**3 190**

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir notes 44.2.1.4 et 44.2.1.5).
(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 38.2.5.

44.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2015 sont les suivants :

	31/12/2015				31/12/2014
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements de location simple en tant que bailleur	1 021	289	527	205	1 241
Engagements sur ventes d'exploitation	520	89	229	202	480
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 030	751	147	132	1 164
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	62	18	31	13	79
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**2 633**	**1 147**	**934**	**552**	**2 964**

44.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 1 021 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur.

Ces engagements sont principalement issus de contrats de location simple, reconnus comme tels en vertu de l'interprétation IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location ». Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) asiatiques et sur des locations immobilières.

44.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitations concernent principalement EDF Énergies Nouvelles et sont relatifs à des contrats de prestations d'exploitation et de maintenance.

44.2.1.3 Garanties reçues liées aux activités opérationnelles

Les garanties reçues liées aux activités opérationnelles concernent principalement EDF et sont relatives à des garanties reçues de la part de fournisseurs.

44.2.1.4 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à 100 TWh ;
- au Royaume-Uni, EDF s'est engagé en 2009 à fournir à Centrica 18 TWh d'électricité à prix de marché sur une période de 5 ans à partir de 2011. Au 31 décembre 2015, l'engagement résiduel porte sur un volume de 0,9 TWh.

44.2.1.5 Engagements de ventes de capacités de regazéification et services associés

Le groupe Total a souscrit auprès de Dunkerque LNG une capacité de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) représentant sur une période de 20 ans un volume fixe total de 40 milliards de mètres cubes dont 8,5 milliards de mètres cubes pourraient être, sous certaines conditions restrictives, transférés à EDF. À compter de sa mise en service prévue en 2016, le terminal méthanier de Dunkerque aura une capacité annuelle de regazéification de l'ordre de 13 milliards de mètres cubes.

44.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

	31/12/2015				31/12/2014
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	**80**	**1**	**79**	**–**	**102**

Aux termes de l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 et finalisé le 1er avril 2014 (voir note 3.6.2), EDF dispose d'une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon, à la juste valeur, exerçable entre janvier 2016 et juin 2022. Du fait de ses caractéristiques, cet engagement a une valeur nulle au 31 décembre 2015.

Par ailleurs, le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2015.

44.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	31/12/2015				31/12/2014
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	29	15	4	10	124

Le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2015.

Note 45 Passifs éventuels

45.1 ASSIGNATION DU LAND DU BADE-WURTEMBERG/ENBW

EDF International a reçu en février 2012 une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de commerce internationale par la société de droit allemand Neckarpri GmbH, véhicule d'acquisition d'EnBW du Land du Bade-Wurtemberg dans le cadre de la cession par le groupe EDF de sa participation dans EnBW, conclue le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011.

La société Neckarpri prétend que le niveau de prix payé au titre de l'acquisition de la participation du groupe EDF dans EnBW serait excessif et dès lors constitutif d'une aide d'État illégale. Sur ce fondement, Neckarpri demande à titre principal le remboursement de la partie prétendument excessive du prix. Ce montant, initialement évalué à 2 milliards d'euros dans la demande d'arbitrage, a été réévalué en juillet 2012 dans un rapport d'expert mandaté par le Land du Bade-Wurtemberg à 834 millions d'euros. En septembre 2012, Neckarpri a confirmé la réduction de sa demande à titre principal à ce montant. Alternativement, Neckarpri demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW. EDF a formé une demande reconventionnelle en dommages et intérêts pour les préjudices subis du fait de la procédure considérée par EDF comme dépourvue de fondement et abusive.

Le Tribunal arbitral a clôturé les débats en juin 2015. La sentence arbitrale devrait être adoptée au courant du premier trimestre 2016.

45.2 CONTRÔLES FISCAUX

EDF

À la suite de vérifications de comptabilités sur des exercices passés, l'Administration conteste la déductibilité fiscale des provisions pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) de la Société. S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale. À fin 2014, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables aux sociétés RTE et EDF SA. Par ailleurs, les filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables auprès du Tribunal administratif de Montreuil ; ces jugements ont été confirmés en juillet 2015 par la Cour administrative d'appel de Versailles. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 250 millions d'euros.

Pour l'exercice 2008, EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification notamment relative à la déductibilité de certains passifs long terme représentant un risque financier lié au paiement de l'impôt sur les sociétés de l'ordre de 660 millions d'euros à fin 2015.

Par ailleurs, un redressement a été notifié par l'administration fiscale à la Société concernant une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisitions Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste également ce chef de redressement.

Pour les exercices 2012 et 2013, l'administration fiscale a notifié la Société fin 2015 au titre des redressements récurrents précités et a également remis en cause la déductibilité de certaines provisions de long terme.

La Société est confiante dans ses chances de succès en contentieux et n'a pas constaté de provision spécifique à l'un de ces sujets dans ses comptes.

EDF International

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 à 2011 s'est traduit par des propositions de rectification reçues fin 2011 et fin 2013. Deux principaux chefs de redressement, pour un montant d'environ 265 millions d'euros, concernent, d'une part, la moins-value dégagée fin 2009 et déduite du résultat d'EDF International lors de l'apport des titres CEG à sa filiale américaine EDF Inc. et, d'autre part, la valorisation de l'obligation convertible en actions mise en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy. En 2012, EDF International a contesté ces chefs de redressements, pour lesquels elle estime ses chances de succès probables en contentieux. En 2015, la procédure amiable entre la France et les États-Unis initiée par EDF International relative à la valorisation des titres CEG s'est achevée par l'abandon du redressement fiscal notifié à la Société.

Par ailleurs, l'Administration a reconduit son redressement sur la valorisation de l'obligation convertible en actions pour les exercices 2012 et 2013.

45.3 LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment la mise en œuvre de la législation relative au temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations susceptibles de concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait présenter un risque susceptible d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats du Groupe.

45.4 ERDF – CONTENTIEUX AVEC DES PRODUCTEURS PHOTOVOLTAÏQUES

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisses du tarif de rachat d'électricité ont eu pour conséquence, notamment en août 2010, un afflux considérable de demandes de raccordement dans les unités d'ERDF (cet afflux s'expliquant par le fait que la date de dépôt de la demande complète de raccordement déterminait alors le tarif applicable). Trois mois plus tard, le décret moratoire du 9 décembre 2010 a décidé de la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation de leur proposition technique et financière de raccordement avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois.

À l'issue de ce moratoire, de nouvelles dispositions relatives au rachat de l'électricité ont été mises en œuvre, notamment par un arrêté du 4 mars 2011, qui a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'ERDF fin 2011, qui s'est poursuivi en 2012, 2013 et 2014. Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable à ERDF, au motif qu'ERDF n'aurait pas émis les propositions techniques et financières pour le raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses. Les jugements rendus en première instance comme en Cour d'Appel sont divergents dans les attendus et les conclusions, certains déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres accordant au plaignant des indemnités globalement limitées en comparaison des demandes initiales.

En 2015, le nombre de recours a augmenté de 49 dossiers. Par ailleurs, la Cour de Cassation, dans deux décisions du 9 juin 2015, reconnaît notamment la responsabilité d'ERDF et confirme la garantie de l'assureur.

En décembre 2015, la Cour d'Appel de Versailles a décidé de saisir la Cour de Justice de l'Union européenne d'une question préjudicielle sur la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État. Depuis cet arrêt, le sursis à exécution est demandé par ERDF ou l'assureur selon les cas.

Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	–	18
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	–	–

Note 47 Actifs dédiés d'EDF

47.1 RÉGLEMENTATION

L'article L. 594 du Code de l'environnement et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles sous certaines conditions les titres non cotés.

Le décret du 24 mars 2015, contient deux nouvelles dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture, nette des dotations complémentaires éventuelles aux provisions, doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

47.2 COMPOSITION ET ÉVALUATION DES ACTIFS DÉDIÉS

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination

les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la Division EDF Invest, créée suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013. EDF Invest cible trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et les fonds d'investissement. L'objectif d'EDF Invest est de gérer à terme environ 5 milliards d'euros d'investissements non cotés et de représenter ainsi environ un quart du total des actifs dédiés.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance reconnue par l'État français, représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012. Cette créance financière porte intérêt à 1,72 % et sera remboursée selon un échéancier révisé s'étalant jusqu'à fin 2020, qui doit faire l'objet d'un arrêté conformément à un courrier ministériel du 26 janvier 2016. Dans ce courrier, l'État a également reconnu la créance résultant du déficit supplémentaire de compensation de début 2013 à fin 2015, estimée à 644 millions d'euros à cette date et intégrée dans l'échéancier révisé de remboursement, et a autorisé son affectation aux actifs dédiés en 2016. Ce supplément de créance a été reclassé de créance d'exploitation en créance financière dans les comptes au 31 décembre 2015. Conformément au courrier ministériel, le montant du supplément de créance au 31 décembre 2015 et le calendrier de remboursement seront ajustés en 2016 sur la base de la confirmation par la Commission de Régulation de l'Énergie du déficit de compensation au titre de 2015.

47.2.1 Placements diversifiés actions et obligations

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite qui garantit le maintien de la politique d'investissement à long terme.

Il en résulte sur le plan comptable une logique d'appréciation des placements diversifiés actions et obligations dans leur globalité, en faisant masse des fonds qui les composent, sur la base des flux de trésorerie générés par le portefeuille considéré comme un groupe d'actifs financiers. La cohérence est ainsi assurée avec les spécificités du portefeuille d'actifs dédiés, en particulier l'adossement légal au passif et l'horizon éloigné de décaissements significatifs – les échéances s'étalent ainsi jusqu'en 2156.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente. Le Groupe tient compte des caractéristiques financières spécifiques de ce portefeuille d'actifs dédiés pour exercer son jugement et déterminer si des indicateurs de dépréciation adaptés à la structure même de ce portefeuille doivent être pris en considération.

Compte tenu de ces éléments, le Groupe retient une durée de cinq ans comme critère de durée conduisant à constater une perte prolongée par rapport à la valeur historique. Cette durée correspond à la fourchette basse des estimations statistiques relatives aux marchés boursiers. Par ailleurs, et à partir des observations statistiques du modèle de gestion actif/passif utilisé sur ce portefeuille, le Groupe juge que le caractère important de la perte de valeur des actifs dédiés s'apprécie à partir d'une perte de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille.

Parallèlement à ces critères généraux de dépréciation et dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe exerce son jugement au travers de règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

47.2.2 Actifs non cotés (EDF Invest)

Les actifs gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures, l'immobilier et des fonds d'investissement.

Au 31 décembre 2015, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de 3 975 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 50 % de la participation du Groupe dans RTE, pour une valeur de 2 580 millions d'euros au 31 décembre 2015 (2 555 millions d'euros au 31 décembre 2014). Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation du Groupe dans RTE, présentée au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans TIGF et Porterbrook, présentées au bilan consolidé au niveau des actifs financiers disponibles à la vente ; et
- la participation du Groupe dans Madrileña Red de Gas (MRG), présentée au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

47.3 VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Les actifs dédiés figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	**Présentation au bilan**	**31/12/2015**	**31/12/2014**
Actions		7 298	7 592
Titres de dettes		6 674	6 419
Portefeuille trésorerie		282	640
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Actifs financiers disponibles à la vente	***14 254***	***14 651***
Dérivés	Juste valeur des dérivés	6	(23)
Autres éléments	Actifs financiers disponibles à la vente	20	5
Placements diversifiés actions et obligations		**14 280**	**14 633**
Créance de CSPE [1]	Prêts et créances financières	5 232	5 144
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(7)	(8)
Créance de CSPE après dérivés		**5 225**	**5 136**
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)		2 580	2 555
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées	466	–
Autres actifs [2]	Actifs financiers disponibles à la vente	929	709
Actifs non cotés (EDF Invest)		**3 975**	**3 264**
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS [2]		**23 480**	**23 033**

(1) Il s'agit de la créance constituée des déficits de compensation au 31 décembre 2012 (voir note 47.2).

(2) En limitant la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, le montant de cette valeur de réalisation réglementaire est ramené à 23 392 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Entités structurées – Fonds Communs de Placement

Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) détenus par le Groupe sont localisés en France et détenus par EDF. Le Groupe n'a pas accordé de soutien financier à ces FCPR.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 1 292 millions d'euros en 2015 (897 millions d'euros en 2014). Ces FCPR sont constitués principalement de 7 fonds cotés pour 1 130 millions d'euros (en 2014, 8 FCPR cotés pour 845 millions d'euros).

47.4 ÉVOLUTIONS DES ACTIFS DÉDIÉS SUR L'EXERCICE 2015

Au 31 décembre 2015, le taux de couverture des provisions nucléaires de long terme s'établit à 99,3 % (en limitant la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, le taux réglementaire s'établit à 98,9 %).

Des retraits pour un montant de 378 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2015 (403 millions d'euros en 2014). La dotation au titre de l'année 2015 s'élève à 38 millions d'euros, résultant de l'affectation de titres déjà détenus par EDF (dotation nulle en 2014).

Les dotations aux provisions devant être compensées par des dotations aux actifs dédiés conformément au décret du 24 mars 2015 s'élevant au total à 1 010 millions d'euros sur l'année 2015, les dotations aux actifs dédiés restant à effectuer au 31 décembre 2015 s'élèvent ainsi à 972 millions d'euros et devront être effectuées dans un délai maximum de trois ans à compter de cette date. Comme indiqué en note 47.2, l'État a autorisé à affecter en 2016 la créance financière CSPE pour 644 millions d'euros.

En ce qui concerne le portefeuille financier (actions et titres de dettes), après une année relativement volatile, les marchés boursiers ont été en progression sur l'année. La performance est positive et supérieure à celle du *benchmark* composite. L'absence de visibilité à partir de l'été a conduit à rester proche de la neutralité sur l'allocation actions/taux, sur la deuxième partie de l'année. En revanche, les allocations géographiques favorisant l'Europe et le Japon au détriment de l'Amérique du Nord et surtout des pays émergents ont été maintenues.

Pour ce qui concerne les actifs non cotés, en 2015, EDF Invest a notamment finalisé, aux côtés de deux investisseurs de long terme, l'acquisition d'une participation minoritaire dans Madrileña Red de Gas (MRG), opérateur régulé du réseau de distribution de gaz de la région de Madrid.

Par ailleurs, EDF Invest a acquis auprès du groupe Total, dans le cadre d'un consortium à parité avec Ardian, une participation de plus de 50 % dans Géosel, société de stockage d'hydrocarbures basée à Manosque.

Ces deux participations ont été affectées à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest, aux côtés de RTE, TIGF et Porterbrook.

Au cours de l'année, EDF Invest a également poursuivi la constitution de son portefeuille en immobilier et en fonds d'investissement. Le fonds d'investissement immobilier non exclusif, créé fin 2014 à l'initiative d'Amundi et d'EDF Invest, a notamment réalisé un investissement immobilier en Allemagne courant 2015.

EDF Invest a également signé en septembre 2015 auprès de Nexity l'acquisition en VEFA (Vente en État Futur d'Achèvement) du campus tertiaire *Smart Side*.

Sur l'année 2015, des plus-values nettes de cession du portefeuille financier ont été comptabilisées en résultat financier pour 972 millions d'euros (894 millions d'euros en 2014).

Au 31 décembre 2015, la différence entre la juste valeur et le prix de revient du portefeuille des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 1 711 millions d'euros avant impôt (2 299 millions d'euros au 31 décembre 2014).

L'appréciation par le Groupe de la valeur du portefeuille d'actifs dédiés n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur en 2015.

47.5 COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 254	7 676
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 930	13 866
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	462	476
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**23 646**	**22 018**

Note 48 Parties liées

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État [1]		Total Groupe	
(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Chiffres d'affaires	618	584	–	–	976	833	1 594	1 417
Achats d'énergie	3 738	3 572	4	4	2 077	1 738	5 819	5 314
Achats externes	27	50	4	4	1 187	1 173	1 218	1 227
Actifs financiers	670	670	–	–	–	94	670	764
Autres actifs	603	459	–	–	845	715	1 448	1 174
Passifs financiers	–	–	–	–	–	–	–	–
Autres passifs	1 049	1 139	–	–	1 043	1 134	2 092	2 273

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE.

48.1 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les transactions avec les principales entreprises associées (RTE, CENG et Alpiq) sont présentées en note 23.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les coentreprises et les sociétés qui ont une activité conjointe avec le Groupe sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

48.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT

48.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,94 % du capital d'EDF au 31 décembre 2015. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le Contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le Ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément au Code de l'énergie – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

48.2.2 Relations avec Engie

Depuis les filialisations des activités de gestionnaires de réseaux de distribution, par la création d'ERDF, filiale d'EDF, au 1er janvier 2007 pour la distribution d'électricité, et de GRDF, filiale d'Engie, au 1er janvier 2008, pour la distribution de gaz, la convention définissant les relations entre EDF et Engie, vis-à-vis de l'opérateur commun, du 18 avril 2005 modifiée par voie d'avenant le 20 décembre 2007, a été transférée aux deux nouvelles entreprises et est ainsi depuis exécutée par les deux filiales gestionnaires de réseau de distribution. L'opérateur commun assure dans le secteur de la distribution majoritairement des activités de technique clientèle et de comptage.

48.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du Groupe avec les entreprises du secteur public concernent principalement AREVA.

Les transactions avec AREVA portent :

- sur l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, services de conversion, d'enrichissement et de fabrication des assemblages de combustible) ;
- sur l'aval du cycle (les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé) ;
- sur des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements.

Par ailleurs, le Conseil d'administration du 27 janvier 2016 a pris connaissance de la finalisation des discussions menées entre EDF et AREVA sur l'acquisition d'AREVA NP et le partenariat stratégique qui sera mis en place (voir note 50).

Sur l'amont du cycle

EDF et AREVA NP ont conclu en décembre 2014 un contrat concernant la fourniture d'assemblages de combustible à l'uranium enrichi à compter de 2015.

Par ailleurs, plusieurs accords importants ont été négociés :

- approvisionnement en uranium naturel : contrat EDF couvrant la période 2021-2030 ;
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat AREVA pour la période 2019-2030.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF et AREVA ont signé le 21 octobre 2013 une lettre d'engagement définissant les conditions de fourniture du combustible.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008. Une première déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature le 12 juillet 2010 d'un contrat d'application fixant les prix et les quantités des prestations et portant sur la période 2008-2012.

Les conditions du traitement-recyclage pour la période 2013-2015 ont fait l'objet d'un contrat d'application en mai 2015. Les conditions d'application pour la période 2016-2023 ont également fait l'objet d'un accord en décembre 2015 présenté au Conseil d'administration du 27 janvier 2016, qui se traduira par la signature d'un avenant.

Pour les centrales nucléaires du palier 1 300 MW, EDF et AREVA ont signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur.

EDF et AREVA ont signé en 2013 deux avenants au contrat initial de 2007 relatif à la chaudière de l'EPR de Flamanville allant de l'étude à la mise en service industrielle.

Enfin, le Groupe détient une participation très minoritaire dans AREVA de 2,24 %.

48.3 RÉMUNÉRATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice 2015 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 12,2 millions d'euros en 2015 (8,4 millions d'euros en 2014). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable, intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence.

La variation observée sur l'exercice 2015 est principalement due à l'évolution de la composition du Comité exécutif, qui est passée de 7 à 11 membres en 2015 (hors Président-Directeur Général), et à l'augmentation du nombre d'administrateurs percevant des jetons de présence, passé de 5 à 11 en application de l'ordonnance du 20 août 2014.

En dehors du Président-Directeur Général d'EDF qui pourrait bénéficier d'une indemnité de rupture en cas de révocation de son mandat de Président-Directeur Général, les dirigeants ne bénéficient d'aucun autre régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

Note 49 Environnement

49.1 DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la Directive européenne visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans, puis une deuxième période de 2008 à 2012 avec une réduction progressive des droits d'émission attribués.

La troisième période, de 2013 à 2020, est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays, dont la France et le Royaume-Uni.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette Directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Fenice, Dalkia, Kogeneracja, Zielona Gora, EDF Polska et EDF Luminus.

En 2015, le Groupe a restitué 48 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2014. En 2014, le Groupe avait restitué 60 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2013.

Pour l'année 2015, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 7 millions de tonnes (6 millions de tonnes pour l'année 2014).

Au 31 décembre 2015, le volume des émissions s'élève à 47 millions de tonnes. La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 209 millions d'euros au 31 décembre 2015 (314 millions d'euros au 31 décembre 2014).

49.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par les législations nationales, sous l'égide de directives communautaires.

La loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie (CEE). Les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excédent un seuil sont soumis sur une période définie à des obligations d'économies d'énergie dont ils se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

En France, ce dispositif a été reconduit par décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014 pour une troisième période du 1er janvier 2015 au 31 décembre 2017. Cette période se caractérise notamment par un objectif d'économies d'énergie plus ambitieux et des simplifications opérationnelles. Les volumes de CEE obtenus au cours de la deuxième période contribueront à l'atteinte des objectifs de la troisième période.

En application de l'article 30 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, une nouvelle obligation d'économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique est mise en place à compter du 1er janvier 2016 pour les exercices 2016 et 2017. Cette nouvelle obligation vient s'ajouter aux objectifs d'économies d'énergie de la troisième période. Le volume annuel de cette obligation est défini proportionnellement à l'obligation annuelle d'économies d'énergie.

EDF s'est mis en capacité de réaliser ses obligations grâce à des offres d'efficacité énergétique portant sur chacun des segments de marché : particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

49.3 CERTIFICATS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Dans le cadre du dispositif de certificats d'énergie renouvelable, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni, en Italie et en Belgique (voir note 1.3.28.2).

Au 31 décembre 2015, une provision de 707 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et EDF Luminus (Belgique) au titre du déficit de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées.

Note 50 Événements postérieurs à la clôture

50.1 DÉCISION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DU 27 JANVIER 2016 : AVANCÉE SUR LE PARTENARIAT STRATÉGIQUE ENTRE EDF ET AREVA

Lors de sa réunion du 27 janvier 2016, le Conseil d'administration d'EDF a pris connaissance, à l'issue des *due diligences* réalisées au cours du second semestre 2015, de la finalisation des discussions menées avec AREVA pour l'acquisition par EDF du contrôle des activités d'AREVA NP (société en charge des services et des fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs).

Le Conseil a marqué son accord sur la valorisation définitive des activités destinées à être acquises par EDF, qui ressort à 2,5 milliards d'euros pour 100 % du capital [1] d'AREVA NP, ce montant étant susceptible, d'une part, d'être ajusté à la hausse comme à la baisse en fonction des comptes établis à la date de réalisation de l'opération et, d'autre part, de faire l'objet, en fonction de l'atteinte de certains objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation, d'un éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 350 millions d'euros.

Avec une prise de participation d'EDF envisagée de 51 % à 75 %, une offre engageante pourra être formulée par EDF sur ces bases, après consultation du Comité central d'entreprise et autorisation du Conseil d'administration, une fois que le dispositif d'immunisation totale d'EDF contre les coûts et les risques du projet Olkiluoto 3 (OL3) et l'ensemble de la documentation contractuelle définitive auront été finalisés.

Cette décision fait suite au protocole d'accord du 30 juillet 2015 formalisant l'état d'avancement des discussions relatives au projet de partenariat entre EDF et AREVA. Ce protocole comporte 3 volets :

- la conclusion d'un accord stratégique et industriel global, afin notamment d'améliorer et de développer l'efficacité de leur coopération dans des domaines tels que la recherche et développement, la vente de nouveaux réacteurs à l'export, l'entreposage de combustibles usés et le démantèlement ;
- l'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP. Elle prévoit un contrôle majoritaire d'AREVA NP par EDF (au moins 51 %), la participation d'AREVA à hauteur d'un maximum de 25 % dans le cadre d'un partenariat stratégique, et potentiellement la participation d'autres partenaires minoritaires. Ce projet permet une meilleure sécurisation des activités les plus critiques du « Grand carénage » pour le parc existant en France et une amélioration de l'efficacité des prestations d'ingénierie, de gestion de projets et de certaines fabrications grâce au retour d'expérience d'EDF ;
- la création d'une société dédiée, détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP, destinée à optimiser les activités de conception et de gestion de projets des nouveaux réacteurs. Sa vocation est d'améliorer la préparation et la gestion des projets et les offres de la filière française à l'export grâce à une meilleure coordination du marketing stratégique pour l'élaboration des offres en amont des projets, au développement d'offres plus compétitives et adaptées aux besoins des clients, et à l'harmonisation et l'élargissement de la gamme de réacteurs, tout en assurant la poursuite des partenariats avec les grands industriels au Japon et en Chine. Cette société s'inscrira dans un modèle intégré producteur/fournisseur qui a fait ses preuves dans plusieurs pays.

1. *Sans reprise de dette financière.*

Note 51 Périmètre de consolidation

51.1 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR INTÉGRATION GLOBALE AU 31 DÉCEMBRE 2015

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2015	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Activité
France				
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)		100,00	100,00	D
EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)		100,00	100,00	P
Group Support Services (G2S)		100,00	–	A
Royaume Uni				
EDF Energy plc. (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd.		100,00	100,00	A
EDF Development Company Ltd.		100,00	100,00	A
Italie				
Edison SpA (Edison)		97,40	97,40	P, D, A
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)		100,00	100,00	A
Fenice Qualita'Per L'Ambiante SpA (Fenice)		100,00	100,00	P, A
Autre international				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
EDF Luminus SA	Belgique	68,63	63,53	P
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	100,00	100,00	P
Ute Paracambi SA	Brésil	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co., Ltd. (Figlec)	Chine	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
Unistar Nuclear Energy LLC	États-Unis	100,00	100,00	P
Budapesti Erőmű Zrt (BE Zrt)	Hongrie	–	95,62	P
EDF Démász Zrt	Hongrie	100,00	100,00	P, D, A
EDF Paliwa Sp. z o. o. (Energokrak)	Pologne	97,44	97,26	A
EDF Polska SA	Pologne	97,44	97,26	P
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	Pologne	49,55	49,51	P, D
Elektrocieplownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	Pologne	48,75	48,72	P, D
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (Meco)	Vietnam	56,25	56,25	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres.

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2015	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Activité
Autres activités				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)	France	100,00	100,00	A
Compagnie Financière de Valorisation pour l'Ingénierie (COFIVA)	France	100,00	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	France	55,00	55,00	A
Électricité de Strasbourg	France	88,64	88,64	D
Tiru SA – Traitement Industriel des Résidus Urbains	France	51,00	51,00	A
Dunkerque LNG	France	65,01	65,00	A
EDF Énergies Nouvelles	France	100,00	100,00	P, A
EDF Immo et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
EDF Optimal Solutions SAS	France	100,00	100,00	A
Société C2	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
CHAM SAS	France	100,00	100,00	A
Dalkia	France	99,94	99,94	A
Citelum	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
EDF DIN UK Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
Wagram Insurance Company Ltd.	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	93,89	95,51	A
Océane Re	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres.

51.2 SOCIÉTÉ DÉTENUE SOUS FORME D'ACTIVITÉS CONJOINTES AU 31 DÉCEMBRE 2015

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2015	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Activité
Autres activités				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschat GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres.

51.3 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR MISE EN ÉQUIVALENCE AU 31 DÉCEMBRE 2015

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2015	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Activité
France				
RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)		100,00	100,00	T
Elisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	25,00	–	D
Alba Real Estate SCS (EDF Invest)	Luxembourg	46,50	–	A
Immo C47 (EDF Invest)	France	100,00	–	A
Autre international				
Énergie Steiermark Holding AG (Estag)	Autriche	–	25,00	P, A
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	P
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)	États-Unis	49,99	49,99	P
Sloe Centrale Holding BV	Pays-Bas	50,00	50,00	P
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co., Ltd.	Chine	35,00	35,00	P
Taïshan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd. (TNPJVC)	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	Chine	49,00	49,00	P
Nam Theun 2 Power Company (NTPC)	Laos	40,00	40,00	P
Alpiq	Suisse	25,04	25,00	P, D, T, A
Autres activités				
Domofinance SA	France	45,00	45,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres.

51.4 SOCIÉTÉS POUR LESQUELLES LES DROITS DE VOTE DIFFÈRENT DU POURCENTAGE D'INTÉRÊT AU 31 DÉCEMBRE 2015

Le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2015	Pourcentage de droits de vote détenus au 31/12/2015
Edison SpA	97,40	99,48
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	49,55	50,00
Elektrocieplownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	48,75	98,40
EDF Paliwa Sp. z o. o.	97,44	100,00
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	55,00	54,98
EDF Investissements Groupe SA	93,89	50,00

6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2015

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2015 sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Électricité de France SA (« le Groupe »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

OPINION SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.3.2.1 et 29 de l'annexe aux comptes consolidés. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en terme de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, de durée d'amortissement des centrales en exploitation, maintenue à 40 ans en France dans le contexte décrit en note 1.3.2, et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

JUSTIFICATION DES APPRÉCIATIONS

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce, nous avons procédé à nos propres appréciations et nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Règles et principes comptables

Nous nous sommes assurés que la note 1.3.28.1 de l'annexe donnait une information appropriée sur le traitement comptable retenu au titre des droits d'émission de gaz à effet de serre, domaine qui ne fait pas l'objet de dispositions spécifiques ou obligatoires dans le référentiel comptable IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne au 31 décembre 2015.

Jugements et estimations de la Direction

La note 1.3.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements et estimations, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations qui ont été réalisées dans un contexte de baisse sensible des marchés énergies dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En particulier, le Groupe présente dans ses notes annexes les informations relatives :

- aux principales hypothèses et indices de perte de valeur retenus pour effectuer les tests de dépréciation des goodwill et des actifs immobilisés et aux pertes de valeurs enregistrées (notes 1.3.15, 13 et 23) ;
- aux provisions pour avantages du personnel, autres provisions et passifs éventuels (notes 31, 32 et 45) ;
- aux modalités de comptabilisation des déficits de collecte de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), conformément aux dispositions de l'accord en date du 14 janvier 2013 entre la société EDF SA et les pouvoirs publics, révisé par un courrier ministériel du 26 janvier 2016 (notes 4.3 et 36.3).

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les données techniques disponibles et les calculs effectués par le Groupe, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que les notes aux états financiers restituent une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

VÉRIFICATION SPÉCIFIQUE

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Paris - La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 15 février 2016

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG SA

Jacques-François Lethu

Deloitte & Associés

Patrick E. Suissa

6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2015

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart d'arrondi au niveau des totaux ou des variations.

COMPTES DE RÉSULTAT

(en millions d'euros)	Notes	2015	2014
CHIFFRE D'AFFAIRES [1]	**4**	**41 553**	**41 717**
Production stockée et immobilisée		875	820
Subventions d'exploitation	5	6 338	5 912
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	3 124	2 752
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	7	938	715
I TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		**52 828**	**51 916**
Achats consommés de combustibles		2 823	3 173
Achats d'énergie		10 933	9 792
Achats de services et autres achats consommés de biens		19 338	18 965
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	**8**	**33 094**	**31 930**
Impôts, taxes et versements assimilés	**9**	**2 682**	**2 615**
Charges de personnel	**10**	**6 812**	**6 604**
Dotations aux amortissements des immobilisations	11	3 447	3 149
Dotations aux provisions et dépréciations	12	3 763	2 840
Dotations d'exploitation		**7 210**	**5 989**
Autres charges d'exploitation		**1 409**	**905**
II TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		**51 207**	**48 043**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		**1 621**	**3 873**
III Quotes-parts de résultat sur opérations faites en commun		**16**	**7**
IV Résultat financier	**13**	**(2 275)**	**(3 096)**
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)		**(638)**	**784**
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	**14**	**846**	**1 442**
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	**15**	**(63)**	**577**
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V - VI)		**271**	**1 649**

(1) Dont production en 2015 de biens à l'exportation pour 6 895 millions d'euros et de services à l'exportation pour 481 millions d'euros.

BILANS

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015 Montants bruts	31/12/2015 Amortissements et dépréciations	31/12/2015 Montants nets	31/12/2014 Montants nets
Immobilisations incorporelles	**16-17**	**1 586**	**735**	**851**	**777**
Immobilisations corporelles du domaine propre	**16-17**	**76 755**	**51 349**	**25 406**	**25 071**
Immobilisations corporelles du domaine concédé	**16-17**	**13 806**	**8 140**	**5 666**	**5 426**
Immobilisations corporelles et incorporelles en cours	**16-17**	**16 147**	**259**	**15 888**	**14 435**
Participations et créances rattachées		57 620	185	57 435	56 456
Titres immobilisés		12 985	219	12 766	12 744
Prêts et autres immobilisations financières		13 688	3	13 685	8 229
Immobilisations financières	**18**	**84 293**	**407**	**83 886**	**77 429**
TOTAL I ACTIF IMMOBILISÉ		**192 587**	**60 890**	**131 697**	**123 138**
Stocks et encours	**19**	**10 404**	**192**	**10 212**	**9 753**
Avances et acomptes versés sur commande	**20**	**1 224**	**1**	**1 223**	**1 134**
Créances d'exploitation	**20**	**19 976**	**393**	**19 583**	**19 005**
Valeurs mobilières de placement	**21**	**13 907**	**7**	**13 900**	**8 815**
Instruments de trésorerie	**20**	**4 759**	**–**	**4 759**	**3 913**
Disponibilités	**22**	**6 199**	**–**	**6 199**	**6 583**
Charges constatées d'avance	**20**	**1 339**	**–**	**1 339**	**1 294**
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		**57 808**	**593**	**57 215**	**50 497**
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		**289**	**–**	**289**	**286**
Primes de remboursement des emprunts (IV)		**676**	**164**	**512**	**508**
Écarts de conversion – Actif (V)	**23**	**2 070**	**–**	**2 070**	**1 146**
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		**253 430**	**61 647**	**191 783**	**175 575**

PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	31/12/2014
Capital		**960**	**930**
Primes d'émission et de fusion		**8 081**	**7 205**
Écarts de réévaluation		**675**	**669**
Réserve légale		93	93
Autres réserves		3 000	3 000
Réserves		**3 093**	**3 093**
Report à nouveau		**5 134**	**5 598**
Résultat de l'exercice		**271**	**1 649**
Acomptes sur dividendes		**(1 059)**	**(1 059)**
Subventions d'investissement		**170**	**174**
Provisions réglementées		**6 233**	**6 324**
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**24**	**23 558**	**24 583**
Autres fonds propres	**25**	**11 281**	**10 688**
Passifs spécifiques des concessions	**26**	**2 093**	**2 045**
TOTAL I FONDS PROPRES		**36 932**	**37 316**
Provisions pour risques	**27**	**3 056**	**1 933**
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)	28	36 130	34 060
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	29	597	589
Provisions pour avantages du personnel	30	10 759	10 795
Provisions pour autres charges	31	969	982
Provisions pour charges		**48 455**	**46 426**
TOTAL II PROVISIONS		**51 511**	**48 359**
Dettes financières	**33**	**55 821**	**47 053**
Avances et acomptes reçus	**32**	**6 819**	**6 433**
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	**32**	**32 741**	**28 821**
Instruments de trésorerie	**32**	**3 969**	**3 337**
Produits constatés d'avance	**32**	**3 698**	**4 065**
TOTAL III DETTES	**32**	**103 048**	**89 709**
Écarts de conversion - Passif (IV)	**34**	**292**	**191**
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		**191 783**	**175 575**

TABLEAUX DE FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions d'euros)	Notes	2015	2014
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôts sur les bénéfices		208	2 226
Amortissements et provisions		7 023	5 897
Plus ou moins-values de cessions		(505)	(1 092)
Produits et charges financiers		(814)	102
Variation du besoin en fonds de roulement		872	(1 127)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		**6 784**	**6 006**
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus		1 637	(187)
Impôts sur le résultat payés		(1 102)	(2 219)
Décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (1)	2	(789)	–
(A) Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**6 531**	**3 600**
Opérations d'investissement			
Investissements corporels et incorporels		(5 957)	(5 832)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		21	13
Variations d'actifs financiers		(9 645)	5 249
(B) Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(15 582)**	**(570)**
Opérations de financement			
Émissions d'emprunts et conventions de placements		9 807	7 109
Remboursements d'emprunts et conventions de placements		(2 969)	(7 247)
Dividendes versés		(1 420)	(2 327)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	25	–	3 973
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		10	7
Subventions d'investissement reçues		6	5
(C) Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**5 433**	**1 520**
(A) + (B) + (C) Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**(3 617)**	**4 550**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE (2)	**22**	**1 226**	**(3 310)**
Incidence des variations de change		(90)	(57)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie		54	43
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE (2)	**22**	**(2 427)**	**1 226**

(1) Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a adopté une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG) (voir note 2.2).

(2) Les postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, ni les Titres de Créances Négociables (TCN) supérieurs à trois mois. La réconciliation de la trésorerie à l'ouverture et à la clôture avec les postes de bilan est présentée en note 22.

Annexe aux comptes sociaux

Sommaire

Note 1 Principes et méthodes comptables 421
1.1 Référentiel comptable 421
1.2 Jugements et estimations de la direction 421
1.3 Chiffre d'affaires 422
1.4 Immobilisations incorporelles 422
1.5 Immobilisations corporelles 422
1.6 Dépréciation des actifs à long terme 423
1.7 Immobilisations financières 423
1.8 Stocks et encours 424
1.9 Créances d'exploitation et trésorerie 424
1.10 Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts 425
1.11 Écarts de conversion 425
1.12 Provisions réglementées 425
1.13 Autres fonds propres 425
1.14 Passifs spécifiques des concessions 425
1.15 Provisions hors avantages du personnel 426
1.16 Avantages du personnel 426
1.17 Instruments dérivés 427
1.18 Contrats de matières premières 428
1.19 Environnement 428

Note 2 Opérations et événements majeurs de l'exercice 429
2.1 Arrêté concernant le coût du projet de stockage Cigéo 429
2.2 Décision de la Commission européenne concernant le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG) 429
2.3 Émissions obligataires 429

Note 3 Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice 430
3.1 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France 430
3.2 CSPE 430
3.3 Loi NOME et ARENH 430
3.4 Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte 430
3.5 Accord AGIRC-ARRCO du 30 octobre 2015 431

COMPTE DE RÉSULTAT 432

Note 4 Chiffre d'affaires 432

Note 5 Subventions d'exploitation 432

Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation 432

Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges 433

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers 433

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés 433

Note 10 Charges de personnel 433

Note 11 Dotations aux amortissements 434

Note 12 Dotations aux provisions et dépréciations 434

Note 13 Résultat financier 435

Note 14 Résultat exceptionnel 435

Note 15 Impôts sur les bénéfices 436
15.1 Groupe fiscal 436
15.2 Impôt sur les sociétés 436
15.3 Crédit Impôt Compétitivité Emploi (CICE) 436
15.4 Situation fiscale différée ou latente 436

BILAN 437

Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles 437

Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles 438

Note 18 Immobilisations financières 439
18.1 Variations des immobilisations financières 439
18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 % 440
18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 % 441
18.4 Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) 441
18.5 Variations des actions propres 441
18.6 Créances de l'actif immobilisé 442

Note 19 Stocks et encours 442

Note 20 Créances de l'actif circulant 442

Note 21 Valeurs mobilières de placement 443

Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie 443

Note 23 Écarts de conversion – actif 443

Note 24 Variations des capitaux propres 444

24.1 Capital social 444
24.2 Distributions de dividendes 444

Note 25 Autres fonds propres 445

Note 26 Passifs spécifiques des concessions 445

Note 27 Provisions pour risques 445

Note 28 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs 446

28.1 Provisions pour gestion du combustible usé 446
28.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs 447
28.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires 448
28.4 Provisions pour derniers cœurs 450
28.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité 450

Note 29 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires 451

Note 30 Provisions pour avantages du personnel 451

30.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi 452
30.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité 453
30.3 Actifs de couverture 454
30.4 Hypothèses actuarielles 454

Note 31 Provisions pour autres charges 454

Note 32 Dettes 455

Note 33 Dettes financières 456

33.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture 457
33.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture 457

Note 34 Écarts de conversion – passif 457

AUTRES INFORMATIONS 458

Note 35 Instruments financiers 458

35.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt 458
35.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice 459
35.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés 459

Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan 460

36.1 Engagements donnés 460
36.2 Engagements reçus 461
36.3 Autres natures d'engagements 461

Note 37 Passifs éventuels 461

Note 38 Actifs dédiés 462

38.1 Réglementation 462
38.2 Composition et évaluation des actifs dédiés 462
38.3 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme 463

Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées 464

39.1 Relations avec les filiales 464
39.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 464

Note 40 Environnement 465

40.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre 465
40.2 Certificats d'économies d'énergie (CEE) 465

Note 41 Rémunération des mandataires sociaux 466

Note 42 Événements postérieurs à la clôture 466

42.1 Décision du Conseil d'administration du 27 janvier 2016 : avancée sur le partenariat stratégique entre EDF et AREVA 466

Annexe aux comptes sociaux

Électricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF, est une société anonyme qui exerce des activités de production d'électricité et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) : Corse et départements d'outre-mer.

Note 1 Principes et méthodes comptables

1.1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE

EDF présente ses comptes sociaux selon les principes et méthodes comptables définis par le Plan comptable général tel que présenté par le règlement n° 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables du 5 juin 2014 relatif au Plan comptable général.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2014 à l'exception du changement appliqué au mode de comptabilisation des certificats d'économies d'énergie (CEE) mentionné ci-après.

Le nouveau mode de comptabilisation des CEE a été défini dans le règlement n° 2012-04 du 4 octobre 2012 homologué par arrêté du 28 décembre 2012. La date d'application obligatoire, reportée d'un an par le règlement n° 2013-02 du 7 novembre 2013, a été fixée au 1er janvier 2015. Ces dispositions ont été reprises, sans modification, dans le règlement n° 2014-03.

La première application de ce règlement constitue un changement de méthode comptable dont l'effet après impôt, calculé de manière rétrospective, est imputé en report à nouveau.

Au 1er janvier 2015, elle se traduit par la comptabilisation d'un stock de 344 millions d'euros correspondant aux dépenses qui ont été engagées sur les exercices passés en vue d'obtenir des certificats au-delà de l'obligation réglementaire de la précédente période d'obligation (1er janvier 2011 – 31 décembre 2014). Cette avance sera utilisée pour remplir l'obligation de la nouvelle période (1er janvier 2015 – 31 décembre 2017).

À la date de clôture, seule une position nette est présentée dans les comptes : en stocks (en cas d'excédent de CEE, elle correspond aux certificats obtenus ou en cours d'obtention permettant de garantir les obligations futures d'économies d'énergie) ou au passif (en cas de déficit de CEE, elle correspond alors au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées).

Au 31 décembre 2015, les impacts de l'application du nouveau traitement comptable des CEE sont les suivants :

	Nouvelle méthode		Ancienne méthode	
(en millions d'euros)	**Bilan**	**Compte de résultat**	**Bilan**	**Compte de résultat**
Stock d'ouverture (changement de méthode)	344			
Dépenses d'économies d'énergie – charges de la période		(384)		(384)
Production CEE de l'exercice	384	384		
Obligation d'économies d'énergie	(369)	(369)		
Stock de CEE au 31 décembre 2015	359			
IMPACT SUR LE RÉSULTAT D'EXPLOITATION DE L'EXERCICE 2015		**(369)**		**(384)**

Le traitement comptable est décrit en note 1.19.2.

1.2 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers d'EDF pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Au cas particulier des durées d'amortissement, la stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc de centrales nucléaires françaises au-delà de sa durée actuelle d'amortissement comptable de 40 ans dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, EDF prépare la prolongation de la durée d'exploitation de ses centrales et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand carénage ».

La mise en adéquation de la durée d'amortissement du parc nucléaire avec la stratégie industrielle rappelée précédemment sera retranscrite dans les comptes d'EDF dès que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires seront réunies.

Les autres principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs d'EDF.

1.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux hypothèses retenues en termes de durée d'amortissement des centrales en exploitation et aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 28.5.

1.2.2 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2015 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2015 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat d'EDF.

1.2.3 Énergie en compteurs et acheminement associé

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturée en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3 CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce) et des prestations de services. Les prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale ERDF et refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d'énergie d'EDF.

La reconnaissance du chiffre d'affaires a lieu lorsque la livraison est intervenue s'il s'agit de biens ou lorsque la prestation est achevée s'il s'agit de prestations de services.

Les quantités d'énergie livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du Groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

1.4 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

1.4.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en immobilisations incorporelles lorsque l'entreprise peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ; et
- sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Les dépenses de développement portées à l'actif sont amorties linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

1.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels, de droits au bail et de réservations de capacités de stockage.

Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

1.5 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles sont présentées sur deux rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations du domaine propre, essentiellement constituées d'installations nucléaires de production ;
- immobilisations du domaine concédé.

1.5.1 Évaluation initiale

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

La valeur d'entrée à l'actif est égale au coût réel d'achat ou à un coût de production qui comprend, outre les facturations de tiers, les moyens propres engagés directement par l'entreprise.

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Le coût des immobilisations comprend également les coûts de déconstruction des installations de production et, pour les installations nucléaires, le coût du dernier cœur. Ces actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.15). Ils sont amortis selon la durée de vie et le mode d'amortissement des installations auxquelles ils sont associés.

Aucun actif n'a été comptabilisé lorsque l'obligation est rattachée à une installation totalement amortie.

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Ainsi, sont inclus dans la valeur des immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ; et
- pour les installations nucléaires, le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant :
  - le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires,
  - le coût du traitement de ce combustible, et
  - le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre. Sont notamment concernés les coûts d'inspections majeures qui sont amortis sur une durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont comptabilisés en charges.

1.5.2 Modes et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle l'entreprise prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

barrages hydroélectriques	75 ans
matériel électromécanique des usines hydroélectriques	50 ans
centrales thermiques à flamme	25 à 45 ans
installations de production nucléaire	40 ans
installations de distribution (lignes, postes de transformation)	20 à 45 ans

1.5.3 Contrats de concession

EDF est concessionnaire de deux types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État.

1.5.3.1 Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM) selon des contrats de concession qui relèvent généralement d'un cahier des charges type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), et approuvé par les pouvoirs publics.

Le traitement comptable des concessions repose sur le guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du Plan comptable général.

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan quelle que soit l'origine du financement pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

1.5.3.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de forces hydrauliques relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret.

Les immobilisations affectées au service de la concession comprennent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines…) et, pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et d'évacuation d'électricité (alternateurs…). Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé pour leur coût d'acquisition. Ils sont amortis sur leur durée d'utilité qui correspond en général à la durée des concessions.

Les immobilisations concédées donnent lieu à un amortissement de caducité au passif du bilan (voir note 1.14.2).

1.6 DÉPRÉCIATION DES ACTIFS À LONG TERME

À chaque arrêté, EDF détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux futurs de trésorerie nets actualisés. Lorsque cette valeur recouvrable est notablement inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Dépréciations » ;
- les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;
- les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme et des hypothèses validés par la Direction.

1.7 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

1.7.1 Titres de participation et titres immobilisés

Les titres de participation et les titres immobilisés sont valorisés au coût d'acquisition.

Les plus ou moins-values de cession de ces titres sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré, premier sorti ».

Selon les dispositions de l'avis n° 2007-C du 15 juin 2007 du Comité d'urgence, les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participation immobilisés sont rattachés au coût d'acquisition de l'immobilisation.

Pour les autres titres immobilisés, ces frais sont comptabilisés en charges. L'étalement fiscal des frais d'acquisition est comptabilisé dans un compte d'amortissements dérogatoires.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence.

La valeur d'utilité des titres cotés des entités non consolidées est déterminée sur la base du cours de bourse.

Pour les titres non cotés et les titres cotés des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est déterminée à partir des capitaux propres ou des actifs nets consolidés corrigés prenant en compte, le cas échéant, des éléments d'évaluation à dire d'experts et des informations connues depuis la clôture du dernier exercice.

1.7.2 Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille

EDF a constitué deux portefeuilles de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) :

- le premier est composé d'actifs financiers dédiés, destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPCVM et de fonds dits « réservés », constitués par EDF pour son usage exclusif ;
- le second est constitué de titres acquis pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante et sans intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus.

Par ailleurs, sont également classées en titres immobilisés les actions propres achetées dans le cadre de la couverture d'obligations liées à des titres de créance donnant accès au capital, d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement, d'une opération de croissance externe ou d'une réduction de capital.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. En application de l'article 213-8 du règlement n° 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables relatif au Plan comptable général, les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charge, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

1.7.3 Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amené à accorder des prêts en devises à ses filiales.

Afin de réduire son exposition au risque de change, le Groupe finance ces prêts principalement par des émissions court terme au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change.

1.8 STOCKS ET ENCOURS

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Les consommations de stock sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré. Les consommations des droits d'émissions de gaz à effet de serre et des certificats d'économies d'énergie sont valorisées en appliquant la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

1.8.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ; et
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les encours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication…).

Du fait de la prise en compte de la notion de « combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock appliqué à chacune des composantes. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.8.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans ces comptes de stocks :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les droits d'émission de gaz à effet de serre et les certificats d'économies d'énergie acquis pour le cycle de production (voir notes 1.19.1 et 1.19.2) ;
- les stocks de gaz évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects et notamment le coût de transport.

En application du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité dont les règles ont été approuvées par l'arrêté du 22 janvier 2015, EDF a procédé aux premières opérations de certification de ses capacités de production. Les garanties de capacité obtenues en contrepartie seront utilisées afin de satisfaire à l'obligation de restitution de la première période d'obligation 2017. Les garanties de capacité sont comptabilisées en stocks à leur coût de production pour des montants non significatifs à la date de clôture 2015.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent du taux de rotation de ces pièces.

1.9 CRÉANCES D'EXPLOITATION ET TRÉSORERIE

1.9.1 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire, reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience. EDF ne supporte pas le risque d'impayé sur la part acheminement de ces créances, ce risque étant porté par ERDF.

1.9.2 Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. En fin de période, elles sont évaluées au plus bas de leur coût historique et de leur valeur actuelle.

En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur actuelle correspond au cours de bourse de fin d'exercice. La valeur d'inventaire pour les titres non cotés correspond à la valeur probable de négociation des titres, appréciée en tenant compte des perspectives d'évolution de l'entreprise.

Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les plus-values latentes non comptabilisées.

Les plus ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré, premier sorti ».

1.10 FRAIS D'ÉMISSION ET PRIMES DE REMBOURSEMENT DES EMPRUNTS

Les primes de remboursement sont amorties linéairement sur la durée de chaque emprunt (ou de chaque tranche d'emprunt en cas d'emprunt multi-échéances).

Les commissions et frais externes, supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts et comptabilisés en « Charges à répartir sur plusieurs exercices », font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

1.11 ÉCARTS DE CONVERSION

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours du change de fin d'exercice. L'écart de conversion dégagé est inscrit au bilan sous une rubrique spéciale « Écarts de conversion actif ou passif ». Les pertes latentes de change sur emprunts en devises non couverts pour leur risque de change sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Les écarts de conversion sur les *swaps* adossés aux emprunts sont enregistrés sous cette rubrique en contrepartie du poste « Instruments de trésorerie ».

1.12 PROVISIONS RÉGLEMENTÉES

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique les amortissements dérogatoires au titre :

- des amortissements des installations de production et de distribution ;
- des amortissements exceptionnels des installations de désulfuration des cheminées des centrales thermiques à flamme et des logiciels créés par la Société.

1.13 AUTRES FONDS PROPRES

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises émis par EDF sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des experts-comptables n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en autres fonds propres, leur remboursement étant sous le contrôle exclusif d'EDF.

Les frais et primes liés à l'émission sont amortis par résultat.

La rémunération sous forme d'intérêts est enregistrée en résultat financier.

1.14 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions de forces hydrauliques.

1.14.1 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité – SEI

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
  - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

1.14.2 Passifs spécifiques des concessions de forces hydrauliques

Ces passifs sont constitués :

- de la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- des écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1er janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1er janvier 1977 ;
- de l'amortissement de caducité venant compléter l'amortissement industriel pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

Dans le prolongement des modifications apportées au traitement comptable des concessions de forces hydrauliques au 1er janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 est transféré dans les capitaux propres lors des retraits d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

1.15 PROVISIONS HORS AVANTAGES DU PERSONNEL

Une provision est comptabilisée si les trois conditions suivantes sont remplies :

- EDF a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par l'entreprise, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année. Ces montants, répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements, sont évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme. Pour l'évaluation des provisions, ces montants sont actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs et pour contrats déficitaires sont estimées en fonction des flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires de la France, et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs et de l'échéance des engagements.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si EDF a la quasi-certitude de le recevoir.

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) conformément à l'avis n° 2005-H du 6 décembre 2005 du Comité d'urgence relatif à la comptabilisation des coûts de démantèlement, d'enlèvement et de remise en état de site dans les comptes individuels, repris à l'article 213-8 du règlement n° 2014-03 de l'ANC relatif au Plan comptable général ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

1.15.1 Provisions liées à la production nucléaire

Ces provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire liées à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs).

1.15.2. Autres provisions

Elles concernent notamment :

- les pertes des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
  - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel,
  - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer ;
- les pertes latentes de change ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques ;
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution publique d'électricité.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer à l'entreprise un préjudice sérieux.

1.16 AVANTAGES DU PERSONNEL

Conformément à la réglementation statutaire relative à la branche des Industries électriques et gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, indemnités de fin de carrière…) ainsi que d'avantages à long terme (médailles du travail…).

1.16.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

En application de l'avis n° 2000-A du Comité d'urgence du CNC publié le 6 juillet 2000 et repris à l'article 324-1 du règlement n° 2014-03 de l'ANC relatif au Plan comptable général, EDF a opté au 1er janvier 2005 pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques du pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes, conformément à l'article 324-1 du règlement n° 2014-03 de l'ANC :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la duration des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État d'une duration cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

1.16.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail et maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du budget, de la sécurité sociale et de l'énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par EDF au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par EDF au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1er janvier 2005 pour les activités régulées (distribution publique d'électricité insulaire), les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents d'EDF et d'Engie correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux agents ou à leurs ayants droit, pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Engie ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- les indemnités de secours immédiat : elles ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 - § 5 du statut national). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jours retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

1.16.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernent les agents en activité et comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.17 INSTRUMENTS DÉRIVÉS

EDF utilise des instruments dérivés dans le but de minimiser l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

Ces instruments dérivés court terme et long terme sont constitués de dérivés de taux ou de change.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change et la charge ou le produit d'intérêts de l'actif ou du passif correspondant. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente de change non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les instruments dérivés négociés sur un marché de gré à gré, en l'absence de mise en place d'une relation de couverture, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

1.18 CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, selon la nature des éléments couverts.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour les quantités à livrer et à recevoir au titre des contrats.

1.19 ENVIRONNEMENT

1.19.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

EDF applique les modalités de comptabilisation des droits d'émission conformément au règlement n° 2012-03 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des Normes Comptables, repris aux articles 615-1 à 615-22 du règlement n° 2014-03 de l'ANC.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistant chez EDF, sont développés.

Les droits d'émission détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en stocks à leur coût d'acquisition. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur actuelle des droits d'émission est inférieure à la valeur comptable.

Les droits d'émission détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en stocks, au coût d'acquisition, et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ». Une dépréciation de stocks est enregistrée lorsque le coût de production de l'électricité, dans lequel le coût des droits est incorporé, est supérieur à la valeur actuelle de cette électricité. À la clôture, un principe de « présentation nette » est appliqué :

- un actif (stock) est comptabilisé si les émissions de gaz à effet de serre en quantité sont inférieures au nombre de droits d'émission détenus en portefeuille. Il correspond aux droits d'émission disponibles pour couvrir les futures émissions de gaz à effet de serre ; ou
- un passif (provision) est enregistré dans le cas contraire, à hauteur des droits restant à acquérir pour couvrir les émissions déjà réalisées, évalués à la valeur d'acquisition contractualisée pour les achats à terme et livrables avant la restitution, et à la valeur de marché pour le solde.

Le principe de position nette suppose que les droits d'émission détenus en portefeuille seront ceux utilisés pour compenser les émissions déjà produites. Toutefois, le caractère fongible des droits au sein d'EDF doit être nuancé au regard de l'absence de transfert de ces droits entre les activités insulaires et continentales. Ceci peut conduire à l'enregistrement concomitant d'un actif et d'un passif.

1.19.2 Certificats d'économies d'énergie

EDF applique les modalités de comptabilisation des certificats d'économies d'énergie conformément au règlement n° 2012-04 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des Normes Comptables, repris aux articles 616-1 à 616-25 du règlement n° 2014-03 de l'ANC.

Les certificats d'économies d'énergie sont détenus par EDF afin de se conformer aux exigences de la réglementation relative aux économies d'énergie. En conséquence, EDF applique le modèle « Économies d'énergie » défini par le règlement de l'ANC.

Les certificats obtenus ou en cours d'obtention sont enregistrés en stocks à leur coût de production/d'acquisition et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

À la date d'arrêté, une position nette est présentée dans les comptes :

- un actif (stock) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont supérieures aux obligations d'économies d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention permettant de garantir les obligations futures d'économies d'énergie. Il est consommé au fur et à mesure de la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économies d'énergie ; ou
- un passif (provision) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont inférieures aux obligations d'économies d'énergie. Le passif correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il est éteint ultérieurement par la réalisation des dépenses d'économies d'énergie permettant l'obtention des certificats, ou par l'achat des certificats.

Note 2 Opérations et événements majeurs de l'exercice

2.1 ARRÊTÉ CONCERNANT LE COÛT DU PROJET DE STOCKAGE CIGÉO

Le 15 janvier 2016, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a fixé par arrêté à 25 milliards d'euros, aux conditions économiques de 2011, l'évaluation prévue par l'article L. 542-12 du Code de l'environnement du coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue concernant le projet de stockage Cigéo.

Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA), dans le respect des normes de sûreté fixées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires. En application de cet arrêté, le coût du projet Cigéo sera régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

Le coût du projet Cigéo fixé par l'arrêté est de 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 et se substitue à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel s'appuyait EDF dans ses comptes à fin décembre 2014 et à fin juin 2015.

La prise en compte de ce coût a pour conséquence, au 31 décembre 2015, une augmentation de 820 millions d'euros des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre des dépenses futures relatives au projet de stockage profond Cigéo.

2.2 DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (RAG)

Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a adopté une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG).

Cette décision fait suite à l'annulation par le Tribunal de l'Union européenne par un arrêt de décembre 2009, confirmé par la Cour de Justice de l'Union européenne en juin 2012, de la décision initiale de la Commission du 16 décembre 2003, au motif que la Commission aurait dû dans son appréciation appliquer le critère de l'investisseur avisé pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État.

Suite à cette annulation, l'État avait restitué à EDF le 30 décembre 2009 un montant de 1 224 millions d'euros (soit 889 millions d'euros de principal et 335 millions d'euros d'intérêts) correspondant à la somme qui avait été versée par EDF à l'État français en février 2004 (ce montant ayant été en partie reversé à ERDF et RTE pour leurs quotes-parts respectives). La Commission avait décidé en mai 2013 de rouvrir la procédure.

Par sa décision du 22 juillet 2015, la Commission conclut à l'existence d'une aide d'État incompatible avec le marché commun. En conséquence de cette décision, l'État a ordonné à EDF le remboursement de la somme correspondant au montant de l'aide alléguée, augmentée des intérêts selon les modalités fixées par la Commission.

EDF a pris acte de cette décision et a procédé au remboursement des sommes exigées. EDF conteste toutefois l'existence d'une aide d'État illicite et a déposé le 22 décembre 2015 un recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne.

EDF en traduit les conséquences dans ses comptes au 31 décembre 2015 de la façon suivante :

- de façon symétrique aux impacts qui avaient été enregistrés dans les comptes au 31 décembre 2009 :
  - le principal d'impôt pour la quote-part d'EDF, soit 507 millions d'euros, est comptabilisé en charge d'impôt sur les sociétés,
  - les intérêts financiers associés pour la quote-part d'EDF, soit 282 millions d'euros, sont comptabilisés en résultat financier ;
- en contrepartie, EDF a procédé le 13 octobre 2015 à un décaissement de 1 383 millions d'euros vis-à-vis de l'État français, partiellement compensé par les remboursements de ERDF pour 219 millions d'euros et de RTE pour 375 millions d'euros.

2.3 ÉMISSIONS OBLIGATAIRES

EDF a lancé le 8 octobre 2015 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains :

- obligation de 1 500 millions de dollars, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 2,35 % ;
- obligation de 500 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,75 % ;
- obligation de 1 150 millions de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 4,95 % ;
- obligation de 350 millions de dollars, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 5,25 %.

À cette même date, EDF a lancé une émission obligataire verte de 1 250 millions de dollars américains, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 3,625 %.

Ces émissions font suite à l'émission d'une obligation senior « Formosa » conclue le 25 septembre 2015 sur le marché taïwanais pour un montant de 1 500 millions de dollars américains (maturité 30 ans, coupon fixe de 4,75 %).

Ces opérations permettent à EDF de poursuivre le renforcement de la structure de son bilan.

Note 3 Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice

3.1 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Le 15 juillet 2015, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a publié son rapport 2015 sur les tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRV), dans lequel elle constate qu'un déficit tarifaire de 922 millions d'euros au titre de 2014 vient s'ajouter aux déficits antérieurs non rattrapés.

Un arrêté du 30 juillet 2015 a fixé les niveaux des tarifs réglementés de vente, entrés en vigueur le 1er août 2015. En moyenne, les tarifs bleus résidentiels ont augmenté de 2,5 %, les tarifs jaunes de 0,9 %, les tarifs verts de 4 % tandis que les tarifs bleus non résidentiels sont restés inchangés.

Le 31 décembre 2015 a vu la fin des tarifs réglementés de vente jaune et vert. Au 1er janvier 2016, environ trois quarts des sites concernés par la fin de ces tarifs ont conclu un contrat en offre de marché avec le fournisseur de leur choix. Le quart des sites concernés n'ayant toujours pas signé de contrat avec le fournisseur de leur choix demeure alimenté par leur fournisseur historique mais dans le cadre d'un contrat transitoire dont la durée ne dépassera pas six mois.

3.2 CSPE

La CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF [1]. Cette taxe est collectée directement auprès du consommateur final.

Le mécanisme CSPE est réformé par la loi de finances rectificative 2015, publiée au *Journal officiel* le 30 décembre 2015. Les charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) sont intégrées au budget de l'État en 2016. La loi crée un compte d'affectation spécial « Transition énergétique » d'un montant de 4,4 milliards d'euros. Il sera alimenté en 2016 par le produit de la Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) diminué de 2 milliards d'euros et par 2,16 % du produit de la Taxe intérieure sur la consommation sur le gaz naturel (TICGN). Il couvre les dépenses supportées par les obligés, comme le surcoût des contrats d'obligations d'achat des ENR et de biogaz, les écarts entre charges prévisionnelles et charges constatées, l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF dont l'échéancier fera l'objet d'un arrêté et le remboursement des avances de CSPE aux industriels bénéficiant avant 2016 d'exonérations. Les charges de solidarité, d'obligations d'achat hors ENR et de péréquation tarifaire dans les ZNI sont compensées par le budget général de l'État via le compte « Service public de l'énergie » dont le montant est de 2 milliards d'euros.

La loi fait également évoluer la fiscalité sur les énergies. Elle prévoit une hausse de la TICGN et de la Taxe charbon en 2016 et 2017, le remplacement de la TICFE par la nouvelle CSPE. Les tarifs de la CSPE sont fixés à 22,5 €/MWh en 2016, à 2 €/MWh, 5 €/MWh ou 7,5 €/MWh pour les électro-intensifs selon un critère de kilowattheures par euro de valeur ajoutée, et à 0,5 €/MWh pour les hyper-électro-intensifs.

Le projet du décret « CSPE » a été présenté au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) le 21 décembre 2015. Il missionne la Caisse des Dépôts (et Consignations) (CDC) pour effectuer les versements aux obligés dont EDF, et tenir les comptes « Service public de l'énergie » et « Transition énergétique ». Il missionne la CRE pour déterminer le montant des charges de service public de l'énergie, montant constaté et montant prévisionnel. Enfin, il fixe les modalités de compensation des charges aux obligés.

Par ailleurs, l'estimation des charges à compenser d'EDF au titre de 2015 s'élève à 6,3 milliards d'euros, en hausse de 7 % par rapport à 2014. Cette hausse s'explique principalement par l'effet de la baisse des prix de marché qui augmente le surcoût de l'énergie sous obligation d'achat à compenser par la CSPE et par une hausse des volumes produits par les filières photovoltaïque et éolienne. Les montants encaissés en 2015 s'établissent quant à eux à 6,1 milliards d'euros, soit une hausse de 17,6 % par rapport à 2014. Cette hausse résulte principalement de l'augmentation du niveau de la CSPE applicable à compter du 1er janvier 2015 (augmentation de 3 €/MWh par rapport à 2014, portant son niveau pour l'année 2015 à 19,5 €/MWh).

Enfin, l'accord signé début 2013 par EDF et les pouvoirs publics prévoyant un remboursement progressif d'ici fin 2018 de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 et des coûts de portage induits pour EDF a été actualisé fin 2015 par un courrier des Ministres reçu le 26 janvier 2016. L'État a reconnu les nouveaux déficits apparus entre 2013 et 2015 et les intérêts associés, estimés à 644 millions d'euros. L'État autorise EDF à affecter en 2016 cette créance aux actifs dédiés. Le montant de la créance due à EDF est ainsi de 5,9 milliards d'euros fin 2015 (voir note 18.1). L'échéancier de remboursement a été adapté pour que la créance soit remboursée d'ici 2020. Il fera l'objet d'un arrêté ministériel.

3.3 LOI NOME ET ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF ont représenté 12,3 TWh au premier semestre 2015. Au second semestre 2015, elles sont en forte baisse pour s'établir à 3,8 TWh, principalement du fait de la baisse marquée des prix du marché de gros qui devient une source d'approvisionnement plus attractive, et par la résiliation de contrats-cadres de plusieurs fournisseurs. Lors du guichet de la fin de l'année 2015 destiné à la fourniture du premier semestre 2016, les souscriptions d'ARENH ont été nulles.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1er janvier 2012 à 42 €/MWh, devra être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le projet de décret précisant la méthode d'évaluation des coûts constitutifs de l'ARENH a été étudié par le Conseil supérieur de l'énergie (CSE) le 19 juin 2014, par l'Autorité de la concurrence et par la CRE. Il est toujours en cours d'examen par la Commission européenne qui doit donner son accord sur la formule de prix. Le Gouvernement a reporté la date d'application du décret dans l'attente des conclusions des discussions avec la Commission européenne.

3.4 LOI RELATIVE À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE POUR LA CROISSANCE VERTE

L'Assemblée nationale a adopté le 22 juillet 2015, en lecture définitive, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, au terme d'un long processus législatif. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite « LTECV ») a été promulguée au *Journal officiel* du 18 août 2015, après avoir fait l'objet d'une décision du Conseil constitutionnel du 13 août 2015.

1. *Les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et Électricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.*

3.5 ACCORD AGIRC-ARRCO DU 30 OCTOBRE 2015

Le 30 octobre 2015, les partenaires sociaux ont conclu un accord visant à rééquilibrer les comptes de l'AGIRC-ARRCO.

Cet accord contient plusieurs ensembles de mesures dont certaines sont applicables à compter du 1er janvier 2016 : moindre revalorisation des pensions de 2016 à 2018, report de la date de revalorisation des pensions du 1er avril au 1er novembre, baisse du rendement du régime, extension de l'assiette de cotisation de l'AGFF à la tranche C de l'AGIRC et mesures visant à améliorer la gestion des régimes.

Le régime de retraite de la branche des Industries électriques et gazières (IEG) est adossé financièrement au régime AGIRC-ARRCO depuis 2005. Dès lors que cet accord ne modifie pas les droits des bénéficiaires de la branche des IEG, l'augmentation des engagements résultant du mécanisme d'adossement est constatée en écarts actuariels pour 807 millions d'euros (voir note 30).

COMPTE DE RÉSULTAT

Note 4 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2015	2014
Ventes d'énergie [1]	39 504	39 616
Ventes de services et divers	2 049	2 101
CHIFFRE D'AFFAIRES	**41 553**	**41 717**

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

Les ventes d'énergie de l'exercice 2014 intègrent les effets de la régularisation des tarifs réglementés de vente, pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013, pour 908 millions d'euros suite à la décision du Conseil d'État du 11 avril 2014.

Retraité de cet élément, le chiffre d'affaires de l'exercice 2015 est en hausse de 744 millions d'euros.

Cette évolution est principalement liée à une hausse des volumes vendus en raison d'un effet climatique légèrement favorable par rapport à 2014 et aux augmentations tarifaires de novembre 2014 et août 2015 venant plus que compenser des conditions de marché défavorables.

Note 5 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2015	2014
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	**6 338**	**5 912**

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 320 millions d'euros en 2015 (5 888 millions d'euros en 2014). L'évolution s'explique principalement par la baisse des prix de marché de l'électricité et l'augmentation des volumes d'achats d'énergies éolienne et photovoltaïque, qui ont pour effet d'augmenter la subvention à recevoir relative aux obligations d'achat.

Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)	2015	2014
Reprises sur provisions pour risques	**158**	**100**
Pensions et obligations assimilées	1 272	1 127
Gestion du combustible nucléaire usé	826	648
Gestion à long terme des déchets radioactifs	215	240
Déconstruction des centrales nucléaires	165	164
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	32	36
Autres provisions pour charges	121	170
Reprises sur provisions pour charges	**2 631**	**2 385**
Reprises sur dépréciations	**335**	**267**
TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION	**3 124**	**2 752**

Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2015	2014
Autres produits d'exploitation	824	585
Transferts de charges	114	130
TOTAL	**938**	**715**

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2015	2014
Achats consommés de combustibles [1]	2 823	3 173
Achats d'énergie [2]	10 933	9 792
Achats de services et autres achats consommés de biens [3]	19 338	18 965
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	**33 094**	**31 930**

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fissiles, charbon, fioul, gaz) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Ce poste comprend également les droits d'émissions de gaz à effet de serre consommés (voir note 1.19.1).

(2) Les obligations d'achats d'électricité sont incluses dans ces achats.

(3) Les achats de services comprennent les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale ERDF.

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2015	2014
Impôts et taxes sur rémunérations	171	162
Impôts et taxes liés à l'énergie	1 226	1 231
Contribution Économique Territoriale	561	516
Taxes foncières	393	382
Autres impôts et taxes	331	324
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	**2 682**	**2 615**

Note 10 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2015	2014
Salaires et traitements	3 964	3 905
Charges sociales	2 848	2 699
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	**6 812**	**6 604**

L'augmentation des charges de personnel est principalement liée à l'évolution des effectifs et du Salaire National de Base.

	2015			2014
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	28 907	37 430	66 337	65 700
Autres	1 931	2 501	4 432	4 453
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	**30 838**	**39 931**	**70 769**	**70 153**

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 11 Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2015	2014
Sur immobilisations incorporelles	158	153
Sur immobilisations corporelles :		
■ du domaine propre	3 032	2 747
■ du domaine concédé [1]	233	218
Dotations aux amortissements des immobilisations	**3 423**	**3 118**
Autres dotations aux amortissements et charges à étaler	**24**	**31**
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**3 447**	**3 149**

(1) Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions de forces hydrauliques.

Note 12 Dotations aux provisions et dépréciations

(en millions d'euros)	2015	2014
Provisions pour risques [1]	**353**	**608**
Pensions et obligations assimilées	885	733
Gestion du combustible nucléaire usé	726	457
Gestion à long terme des déchets radioactifs [2]	516	29
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs [3]	590	423
Autres provisions	143	166
Provisions pour charges	**2 860**	**1 808**
Dépréciations [4]	**550**	**424**
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS	**3 763**	**2 840**

(1) La dotation porte principalement sur des contrats d'approvisionnement et de ventes.

(2) Dont une dotation de 820 millions d'euros au titre de l'arrêté du 15 janvier 2016 relatif au coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue concernant le coût du projet de stockage Cigéo (voir note 2.1 et note 28.2) et une reprise de 332 millions d'euros au titre des conséquences sur la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs de la mise à jour du scénario industriel pour la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir notes 28.2 et 28.3).

(3) Une dotation de 590 millions d'euros a été comptabilisée en 2015 dans le cadre de la mise à jour du scénario industriel et de l'évaluation des devis pour la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir note 28.3). Une dotation de 388 millions d'euros relative à la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées avait été comptabilisée en 2014.

(4) Dont une dotation pour dépréciation de 70 millions d'euros comptabilisée en 2015 liée à la décision de fermer la centrale thermique d'Aramon début 2016.

Note 13 Résultat financier

(en millions d'euros)	2015		2014	
Produits financiers de participations [1]		2 081		1 295
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé [2]		458		370
Charges et produits d'intérêts et assimilés [3]		(2 662)		(1 639)
Reprises sur dépréciations et transferts de charges		339		415
Résultat de change		**936**		**(129)**
■ Gains de change réalisés	5 489		2 160	
■ Pertes de change réalisées	(4 553)		(2 289)	
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement		**(12)**		**51**
■ Produits nets sur cessions des valeurs mobilières de placement	25		51	
■ Pertes nettes sur cessions des valeurs mobilières de placement	(37)		–	
Dotations financières aux amortissements et provisions [4]		(3 415)		(3 459)
RÉSULTAT FINANCIER		**(2 275)**		**(3 096)**

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :
- *ERDF (454 millions d'euros en 2015 et 427 millions d'euros en 2014) ;*
- *RTE (176 millions d'euros en 2015 et 250 millions d'euros en 2014) ;*
- *C3, holding détenant EDF Investissements Groupe (646 millions d'euros en 2015 et 129 millions d'euros en 2014) ;*
- *EDF International (400 millions d'euros en 2015 et 202 millions d'euros en 2014) ;*
- *EDEV (100 millions d'euros en 2015 et 58 millions d'euros en 2014).*

(2) En 2015, ce poste intègre un produit de 88 millions d'euros (87 millions d'euros en 2014) au titre des coûts de portage de la créance financière CSPE.

(3) La variation provient pour l'essentiel de :
- *l'évolution du résultat de change latent sur les instruments de change ;*
- *la charge d'intérêts financiers pour 282 millions d'euros comptabilisée en 2015 suite à la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 concernant le RAG (voir note 2.2).*

(4) Ces charges correspondent principalement aux effets de l'actualisation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs ainsi que des provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

Elles correspondent aussi :
- *à l'effet défavorable du change sur les emprunts non couverts libellés en devises étrangères et sur les titres subordonnés à durée indéterminée ;*
- *aux dotations aux provisions pour dépréciation des Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille et des titres de participation.*

Note 14 Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2015, le résultat exceptionnel représente un produit net de 846 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 707 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 117 millions d'euros.

Au 31 décembre 2014, le résultat exceptionnel représente un produit net de 1 442 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 934 millions d'euros concernant les cessions de TIAP relatives aux actifs dédiés ;
- une plus-value nette de 454 millions d'euros suite aux cessions de Dalkia International et Dalkia Holding.

Note 15 Impôts sur les bénéfices

15.1 GROUPE FISCAL

Depuis le 1er janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2015 comprend 224 filiales dont notamment : RTE Réseau de Transport d'Électricité, ERDF, EDF International et les sous-groupes EDF Énergies Nouvelles et Dalkia.

15.2 IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés et des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés (contribution sociale, contribution exceptionnelle de 10,7 % de l'impôt sur les sociétés et contribution de 3 % sur les distributions).

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe, chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du Groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs et en application des règles de droit commun d'utilisation des déficits.

La société intégrante EDF enregistre un produit d'impôt de 63 millions d'euros au titre de l'exercice 2015. Ce produit se décompose comme suit :

- un produit de 851 millions d'euros au titre du résultat courant déficitaire 2015 ;
- une charge de 325 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- une charge de 507 millions d'euros résultant de la décision du 22 juillet 2015 de la Commission européenne concernant le RAG (voir note 2.2) ;
- un produit de 44 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

15.3 CRÉDIT IMPÔT COMPÉTITIVITÉ EMPLOI (CICE)

Les sommes perçues en 2015 au titre du CICE 2014 ont été destinées au financement des efforts de la Société en matière d'investissement et de recrutement.

15.4 SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE OU LATENTE

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes individuels. Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits :

- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;
- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
■ Provisions non déductibles [1]	(13 560)	(12 403)	(1 157)
■ Instruments financiers et écarts de conversion	(1 528)	(5 151)	3 623
■ Autres	(287)	(324)	37
Total actif d'impôt – taux normal	**(15 375)**	**(17 878)**	**2 503**
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
■ Instruments financiers et écarts de conversion	2 457	4 657	(2 200)
■ Autres	1 435	1 014	421
Total passif d'impôt – taux normal	**3 892**	**5 671**	**(1 779)**
■ Plus-value en sursis d'imposition	79	79	–
■ Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(4)	–	(4)
Total passif d'impôt – taux réduit	**75**	**79**	**(4)**
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	**(11 408)**	**(12 128)**	**720**
Dette future d'impôt au taux de droit commun	(3 954)	(4 203)	249
Dette future d'impôt au taux réduit	3	3	–

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

BILAN

Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2015
Logiciels	1 136	230	12	1 354
Autres	251	5	24	232
Immobilisations incorporelles	**1 387**	**235**	**36**	**1 586**
Terrains	122	–	3	119
Constructions et agencements de terrains	9 671	335	22	9 984
Tranches de production nucléaire	51 239	2 416	1 521	52 134
Matériel et outillage industriel hors réseau	11 554	685	153	12 086
Réseau du domaine propre	919	20	–	939
Autres immobilisations corporelles	1 365	183	55	1 493
Immobilisations corporelles du domaine propre	**74 870**	**3 639**	**1 754**	**76 755**
Terrains	39	–	–	39
Constructions et agencements de terrains	9 508	249	17	9 740
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 410	73	19	1 464
Réseau du domaine concédé	2 418	147	12	2 553
Autres immobilisations corporelles	10	–	–	10
Immobilisations corporelles du domaine concédé (1)	**13 385**	**469**	**48**	**13 806**
Immobilisations corporelles (2)	10 471	5 527	4 058	11 940
Immobilisations incorporelles	1 312	290	239	1 363
Avances et acomptes versés sur commandes	2 752	92	–	2 844
Immobilisations en cours	**14 535**	**5 909**	**4 297**	**16 147**
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	**104 177**	**10 252**	**6 135**	**108 294**

(1) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions de forces hydrauliques.
(2) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes et la construction de la centrale EPR à Flamanville.

Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2015
Logiciels	506	146	9	643
Autres	104	12	24	92
Immobilisations incorporelles	**610**	**158**	**33**	**735**
Terrains et constructions	6 484	308	19	6 773
Tranches de production nucléaire	34 617	2 292	1 462	35 447
Matériel et outillage industriel hors réseau	7 498	506	171	7 833
Réseau du domaine propre	391	27	–	418
Autres immobilisations corporelles	809	115	46	878
Immobilisations corporelles du domaine propre	**49 799**	**3 248**	**1 698**	**51 349**
Terrains et constructions	5 985	125	23	6 087
Matériel et outillage industriel hors réseau	997	36	16	1 017
Réseau du domaine concédé	967	69	10	1 026
Autres immobilisations corporelles	10	–	–	10
Immobilisations corporelles du domaine concédé	**7 959**	**230**	**49**	**8 140**
Immobilisations corporelles en cours	**100**	**190**	**31**	**259**
TOTAL AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS	**58 468**	**3 826**	**1 811**	**60 483**

Note 18 Immobilisations financières

18.1 VARIATIONS DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2014	Valeurs brutes au 31/12/2015
Participations [1]	56 577	57 169
Créances rattachées aux participations	50	451
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) [2]	12 591	12 823
Autres titres immobilisés	208	162
Créance CSPE [3]	5 140	5 872
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières [4]	3 089	7 816
Total valeur brute des immobilisations financières	**77 655**	**84 293**
Dépréciations des participations et créances rattachées [1]	(171)	(185)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés	(55)	(222)
Total dépréciations	**(226)**	**(407)**
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	**77 429**	**83 886**

(1) La variation des participations correspond pour l'essentiel à :
- *la souscription à l'augmentation de capital de C41 (participation minoritaire dans Madrileña Red de Gas (MRG)) ;*
- *la souscription à l'augmentation de capital de C47 (réalisation du projet immobilier* Smart Side *: construction d'un immeuble de bureaux à Clichy - Saint-Ouen) ;*
- *la souscription à l'augmentation de capital de C48 (acquisition de la société Géosel Manosque SAS, détenant un site de stockage souterrain d'hydrocarbures en France).*

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent à des acquisitions et des cessions d'actifs dédiés sur la période, qui génèrent des plus-values nettes sur l'exercice 2015 (voir note 14).

(3) Cette créance est constituée du déficit de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) au 31 décembre 2012 et des coûts de portage associés, complétée du déficit de compensation au titre de 2013 à 2015 (soit 644 millions d'euros) conformément au courrier des Ministres reçu le 26 janvier 2016 (voir note 3.2).

(4) L'encours des prêts aux filiales au 31 décembre 2015 est de 7 720 millions d'euros, dont 3 357 millions d'euros pour EDF International, 1 100 millions d'euros pour EDF Energy, 993 millions d'euros pour PEI, 905 millions d'euros pour Dalkia, 670 millions d'euros pour RTE et 460 millions d'euros pour EDF Énergies Nouvelles.

18.2 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À PLUS DE 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2015	% du capital détenu	Capitaux propres au 31/12/2014	Résultats de l'exercice 2014	Dividendes reçus en 2015	Chiffres d'affaires 2014
I. Filiales							
Sociétés holdings							
EDEV	6 891	–	100	6 402	106	100	817
EDF International	25 930	–	100	23 312	(445)	400	2
EDF Production Électrique Insulaire (PEI)	711	–	100	787	78	17	588
EDF Holding SAS	1 950	–	100	2 288	247	235	–
Société C3	11 196	–	100	11 922	680	646	–
EDF Immo	1 361	–	100	1 428	45	38	–
Autres	978	8	100	389	(1)	n. s.	–
Sociétés immobilières							
Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gambsheim	3	–	50	10	–	–	7
Dalkia Investissement	200	62	100	136	11	–	n. s.
Dalkia	967	–	100	497	(66)	–	2 157
RTE Réseau de Transport d'Électricité (1)	4 030	–	100	6 035	294	176	4 428
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	2 700	–	100	4 536	600	454	13 280
À l'étranger							
Emosson	14	14	50	116	–	–	32
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	–	50	117	4	–	16
Forces Motrices du Châtelot	n. s.	–	50	7	n. s.	n. s.	4
Autres (GIE EIFER)	**103**	**101**	**–**	–	–	**–**	**–**
TOTAL I	**57 037**	**185**				**2 066**	

n. s. = non significatif (inférieur à 500 000 euros).
(1) 50 % des titres sont affectés aux actifs dédiés.

18.3 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À MOINS DE 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2015	% du capital détenu	Capitaux propres au 31/12/2014	Résultats de l'exercice 2014	Dividendes reçus en 2015
I. Filiales						
Total I Report des filiales	**57 037**	**185**				**2 066**
II. Participations						
II.1 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 50 % et supérieure ou égale à 10 %						
Sociétés industrielles et commerciales						
En France						
Trimet France	130	–	35	242	(2)	–
Total II.1	**130**	**–**				**–**
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
Autres	1	–	–	–	–	–
À l'étranger						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	–	10	97	4	n. s.
Total II.2	**2**	**–**				**–**
Total II	**132**	**–**				**–**
Total brut des filiales et participations	**57 169**	**185**				**2 066**
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	**56 984**					

n. s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

18.4 PORTEFEUILLE DE TITRES IMMOBILISÉS DE L'ACTIVITÉ DE PORTEFEUILLE (TIAP)

	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
(en millions d'euros)	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	**12 591**	**12 536**	**14 769**	**12 823**	**12 609**	**14 463**

La valeur des TIAP regroupe, au 31 décembre 2015, pour 12 563 millions d'euros d'actifs dédiés (voir note 38) et pour 123 millions d'euros de titres AREVA, dépréciés à hauteur de 77 millions d'euros.

18.5 VARIATIONS DES ACTIONS PROPRES

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF).

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2014	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2015
ACTIONS PROPRES	**38**	**256**	**(259)**	**35**

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « Titres immobilisés » et détenues au 31 décembre 2015 s'élève à 2 260 159 actions pour une valeur de 35 millions d'euros.

18.6 CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montants bruts au 31/12/2015	Montants bruts au 31/12/2014
Créances rattachées à des participations	402	–	49	451	50
Créance CSPE	293	5 579	–	5 872	5 140
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières	5 637	800	1 379	7 816	3 089
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	**6 332**	**6 379**	**1 428**	**14 139**	**8 279**

Note 19 Stocks et encours

(en millions d'euros)	31/12/2015 Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	31/12/2014 Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 598	(17)	8 581	8 457	(14)	8 443
Autres matières premières	236	–	236	334	–	334
Autres approvisionnements	1 205	(175)	1 030	1 144	(186)	958
Encours de production et autres stocks	365	–	365	18	–	18
TOTAL STOCKS	**10 404**	**(192)**	**10 212**	**9 953**	**(200)**	**9 753**

Note 20 Créances de l'actif circulant

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montants bruts au 31/12/2015	Montants bruts au 31/12/2014
Avances et acomptes versés sur commandes	**621**	**249**	**354**	**1 224**	**1 136**
■ Créances clients et comptes rattachés :					
– Factures établies	2 094	–	–	2 094	2 039
– Factures à établir [1]	12 156	1	–	12 157	12 303
■ Autres créances d'exploitation [2]	5 636	5	84	5 725	5 060
Créances d'exploitation	**19 886**	**6**	**84**	**19 976**	**19 402**
Instruments de trésorerie [3]	**988**	**1 799**	**1 972**	**4 759**	**3 913**
Charges constatées d'avance	**502**	**225**	**612**	**1 339**	**1 294**
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	**21 997**	**2 279**	**3 022**	**27 298**	**25 745**

(1) Elles concernent principalement les créances relatives à l'énergie livrée non facturée.
(2) Elles comprennent 2 540 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 1 640 millions d'euros de créance au titre de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) (2 056 millions d'euros en 2014). L'autre partie de la créance CSPE figure en « Immobilisations financières » (voir note 18.1).
(3) Les montants correspondent aux gains latents sur instruments de change.

Note 21 Valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014	Variation
Actions propres	3	3	–
OPCVM	3 518	1 637	1 881
TCN court terme en euros et en devises supérieurs à 3 mois	4 098	1 914	2 184
Obligations	5 686	5 211	475
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	602	54	548
Total valeur brute	**13 907**	**8 819**	**5 088**
Dépréciations	**(7)**	**(4)**	**(3)**
TOTAL VALEUR NETTE	**13 900**	**8 815**	**5 085**

Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014	Variation
Valeurs mobilières de placement	13 907	8 819	5 088
Disponibilités	6 199	6 583	(384)
Sous-total à l'actif du bilan	**20 106**	**15 402**	**4 704**
OPCVM en euros	(3 518)	(1 637)	(1 881)
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(3 951)	(1 914)	(2 037)
TCN en devises supérieurs à 3 mois	(147)	–	(147)
Obligations	(5 686)	(5 211)	(475)
Actions propres	(3)	(3)	0
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	(602)	(54)	(548)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	**(13 907)**	**(8 819)**	**(5 088)**
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « Autres créances d'exploitation » du bilan	**56**	**12**	**44**
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses » du bilan	**(8 682)**	**(5 369)**	**(3 313)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE [1]	**(2 427)**	**1 226**	**(3 653)**
Élimination de l'incidence des variations de change			**90**
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents			**(54)**
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE [1]			**(3 617)**

(1) Voir tableau de flux de trésorerie.

Note 23 Écarts de conversion – actif

Les écarts de conversion – actif présentent au 31 décembre 2015 une perte latente de change de 2 070 millions d'euros liée aux effets défavorables concernant la livre sterling et le dollar américain.

Note 24 Variations des capitaux propres

(en millions d'euros)	Capital	Réserves et primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2013	**930**	**10 967**	**3 929**	**2 938**	**178**	**6 401**	**25 343**
Affectation du résultat 2013	–	1	1 667	(1 668)	–	–	–
Résultat 2014	–	–	–	1 649	–	–	1 649
Distribution de dividendes	–	–	2	(1 270)	–	–	(1 268)
Acompte sur dividende	–	–	(1 059)	–	–	–	(1 059)
Autres variations	–	(1)	–	–	(4)	(77)	(82)
Situation au 31 décembre 2014	**930**	**10 967**	**4 539**	**1 649**	**174**	**6 324**	**24 583**
Affectation du résultat 2014	–	–	380	(380)	–	–	–
Résultat 2015	–	–	–	271	–	–	271
Augmentation de capital au 18/12/2015	30	876	–	–	–	–	906
Distribution de dividendes	–	–	1	(1 269)	–	–	(1 268)
Acompte sur dividende	–	–	(1 059)	–	–	–	(1 059)
Autres variations	–	6	214	–	(4)	(91)	125
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2015	**960**	**11 849**	**4 075**	**271**	**170**	**6 233**	**23 558**

24.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2015, le capital social s'élève à 960 069 513,50 euros, composé de 1 920 139 027 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 84,94 % par l'État, 13,30 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,64 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,12 % d'actions auto-détenues.

En décembre 2015, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2015 s'est traduit par une augmentation du capital social de 30 millions d'euros et une prime d'émission de 876 millions d'euros, suite à l'émission de 60 130 559 actions nouvelles. Les formalités liées au constat de cette opération ont été finalisées début janvier 2016.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

24.2 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 19 mai 2015 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2014 de 1,25 euro par action.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 1,375 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,57 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2014, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2014 s'élève à 0,68 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,805 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 5 juin 2015 pour un montant de 1 268 millions d'euros.

Le 4 novembre 2015, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividende de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2015, mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 18 décembre 2015 pour un montant de 1 059 millions d'euros. L'État a opté pour le versement de l'acompte en actions. Le paiement en actions d'une partie de cet acompte s'est traduit par une augmentation du capital social de 30 millions d'euros correspondant à l'émission de 60 130 559 actions, accompagnée d'une prime d'émission de 876 millions d'euros.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividende en actions au titre de l'exercice 2015 s'élève à 152 millions d'euros.

Note 25 Autres fonds propres

Les autres fonds propres se composent des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 et en janvier 2014 respectivement pour une valeur de 6 135 millions d'euros et 3 973 millions d'euros (nette des primes de remboursement).

Compte tenu de l'ajustement lié aux variations de change et de l'amortissement de la prime de remboursement au titre de l'exercice, les autres fonds propres présentent un solde de 11 281 millions d'euros à fin décembre 2015.

Note 26 Passifs spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Contre-valeur des biens	106	103
Écarts de réévaluation	913	945
Amortissement de caducité	137	108
Concessions des forces hydrauliques	**1 156**	**1 156**
Contre-valeur des biens	1 597	1 517
Financement du concessionnaire non amorti	(960)	(915)
Amortissement du financement du concédant	293	279
Participations reçues sur immobilisations encours du domaine concédé	7	8
Concessions de distribution publique (1)	**937**	**889**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	**2 093**	**2 045**

(1) Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

Note 27 Provisions pour risques

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2014	Exploitation (1)	Financières	Suite à utilisation	Provision sans objet	Financières	31/12/2015
Provisions pour pertes de change	1 147	–	938	–	–	(14)	2 071
Provisions pour contrats déficitaires	489	239	4	(100)	–	–	632
Autres provisions pour risques	297	114	–	(42)	(16)	–	353
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	**1 933**	**353**	**942**	**(142)**	**(16)**	**(14)**	**3 056**

(1) La dotation est principalement liée à des contrats d'approvisionnement et de ventes.

Note 28 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.15 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 38).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	**31/12/2014**	**Exploitation**	**Financières [1]**	**Suite à utilisation**	**Autres [2]**	**31/12/2015**
Provisions pour gestion du combustible usé	10 105	726	456	(826)	(70)	10 391
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	516 [3]	339	(215)	(62)	8 254
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**17 781**	**1 242**	**795**	**(1 041)**	**(132)**	**18 645**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	13 866	590 [4]	637	(165)	2	14 930
Provisions pour derniers cœurs	2 413	–	113	–	29	2 555
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**16 279**	**590**	**750**	**(165)**	**31**	**17 485**
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**34 060**	**1 832**	**1 545**	**(1 206)**	**(101)**	**36 130**

(1) Il s'agit des charges financières d'actualisation.

(2) La contrepartie de ces montants est comptabilisée à l'actif du bilan : pour les provisions aval du cycle, variation du stock du combustible nucléaire (voir note 1.8.1) et pour les provisions déconstruction et derniers cœurs, variation des immobilisations corporelles (voir note 1.15).

(3) Dont une dotation de 820 millions d'euros au titre de l'arrêté du 15 janvier 2016 relatif au coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue concernant le coût du projet de stockage Cigéo (voir notes 2.1 et 28.2) et une reprise de 332 millions d'euros au titre des conséquences sur la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs de la mise à jour du scénario industriel pour la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir notes 28.2 et 28.3).

(4) Une dotation de 590 millions d'euros a été comptabilisée en 2015 dans le cadre de la mise à jour du scénario industriel et de l'évaluation des devis pour la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir note 28.3). Une dotation de 388 millions d'euros relative à la déconstruction de ces centrales nucléaires avait été comptabilisée en 2014.

28.1 PROVISIONS POUR GESTION DU COMBUSTIBLE USÉ

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'OXydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables et des déchets, issus de ce traitement.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats en cours avec AREVA suite à l'accord-cadre de décembre 2008, dont une première déclinaison contractuelle s'était traduite par la signature en juillet 2010 d'un contrat d'application fixant les prix et les quantités de prestation portant sur la période 2008-2012. Les conditions du traitement-recyclage pour la période 2013-2015 ont fait l'objet d'un contrat d'application signé en mai 2015. Les conditions d'application pour la période 2016-2023 ont également fait l'objet d'un accord en décembre 2015 présenté au Conseil d'administration du 27 janvier 2016 qui se traduira par la signature d'un avenant.

28.2 PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- la quote-part EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Déchets TFA et FMA	988	997
Déchets FAVL	252	521
Déchets HA-MAVL	7 014	6 158
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	**8 254**	**7 676**

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à Vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel - Graphite - Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, ces déchets ne peuvent être stockés dans les centres de surface existants mais, du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en sub-surface.

Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et poursuit actuellement les études de faisabilité en lien avec les pouvoirs publics. D'autres scénarios de gestion alternative des déchets sont également à l'étude, intégrant des solutions de tri et de traitement du graphite.

Le nouveau scénario industriel de référence de déconstruction des centrales UNGG (voir note 28.3) prévoit un séquencement différent des travaux qui conduit notamment à consolider le retour d'expérience de démantèlement d'un premier caisson (bâtiment réacteur UNGG) avant d'engager les opérations sur les cinq autres. Ce nouveau planning implique également un report des dates de sortie des déchets (graphite et MAVL). L'impact de cette modification est une reprise de la provision pour déchets FAVL à hauteur de 292 millions d'euros, et dans une moindre mesure de la provision TFA-FMA au titre des déchets de déconstruction des centrales UNGG à hauteur de 40 millions d'euros, soit au total une reprise de la provision pour gestion à long terme des déchets de 332 millions d'euros.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

Dans le cadre du partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique (projet Cigéo), l'ANDRA avait réalisé depuis 2012 des études d'esquisse et a analysé les optimisations techniques proposées par les producteurs. La coopération mise en place entre l'ANDRA et les producteurs avait permis des échanges techniques construits qui ont conduit à une optimisation de la conception du stockage (exemples : redimensionnement des installations de surface, réduction forte des linéaires des ouvrages souterrains, réduction des épaisseurs de revêtement…) et de son exploitation (exemple : nouvelles chroniques d'envoi des colis qui a abouti à une forte diminution du personnel d'exploitation).

Sur cette base, l'ANDRA avait établi un dossier provisoire de chiffrage envoyé à EDF le 18 juillet 2014. Conformément à la loi du 28 juin 2006, un processus de consultation avait été engagé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) le 18 décembre 2014, avec la remise aux producteurs de déchets d'un dossier de chiffrage de l'ANDRA consolidé afin de recueillir leurs observations. La consultation portait notamment sur les méthodes d'intégration des risques, opportunités et incertitudes et sur les coûts unitaires, sur lesquels des divergences significatives existent entre l'ANDRA et les producteurs. EDF et les autres producteurs ont communiqué à la DGEC leurs observations sur le dossier ANDRA en février 2015 et une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo en avril 2015. Ces éléments ont été intégrés dans le dossier soumis à la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie pour arrêter, après prise en compte de l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), le nouveau coût de référence du stockage des déchets HA-MAVL.

Le 15 janvier 2016, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a fixé par arrêté à 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 l'évaluation prévue par l'article L. 542-12 du Code de l'environnement du coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et de Moyenne Activité à Vie Longue concernant le projet de stockage Cigéo.

Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

Conformément à ce qui était indiqué dans la note 28.2 de l'annexe des comptes annuels au 31 décembre 2014, la publication de cet arrêté entraîne l'ajustement de la provision dans les comptes d'EDF. Le coût du projet Cigéo fixé par cet arrêté à 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 se substitue ainsi à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel s'appuyait EDF dans ses comptes à fin décembre 2014 et à fin juin 2015.

La prise en compte de ce coût a pour conséquence, dans les comptes au 31 décembre 2015, une augmentation de 820 millions d'euros des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre des dépenses futures relatives au projet de stockage profond Cigéo (voir note 2.1).

En application de cet arrêté, le coût du projet Cigéo sera régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

28.3 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006 et son décret d'application.

La déconstruction des centrales nucléaires comporte 3 niveaux selon la typologie définie en 1980 par l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique) :

- niveau 1 : mise à l'arrêt définitif de la centrale (déchargement du combustible, vidange des circuits, etc.) ;
- niveau 2 : démantèlement complet des bâtiments nucléaires hors bâtiment réacteur, démontage des équipements et évacuation des déchets ;
- niveau 3 : démantèlement complet du bâtiment réacteur, démontage de ses équipements et évacuation des déchets.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

EDF réalise actuellement un inventaire visant à identifier les éventuelles pollutions de sols des centrales en cours de déconstruction et des centrales en exploitation. À ce stade, seul l'assainissement des bâtiments est provisionné, des cas éventuels de pollution accidentelle des sols des centrales en exploitation étant traités dès leur survenance. Le retour d'expérience disponible à ce jour sur les installations en cours de déconstruction et les premières caractérisations de sol réalisées principalement sur le site de Brennilis confortent cette approche.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2014	Exploitation	Financières [1]	Suite à utilisation	Autres [2]	31/12/2015
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 422	–	525	(5)	2	11 944
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 444	590	112	(160)	–	2 986
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**13 866**	**590**	**637**	**(165)**	**2**	**14 930**

(1) Il s'agit des charges financières d'actualisation.
(2) La contrepartie est en immobilisations corporelles (voir note 1.15).

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979.

En 2009, l'entreprise a réalisé une étude détaillée des coûts de déconstruction en prenant comme site représentatif le site de Dampierre (4 tranches de 900 MW) selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction du site de Dampierre prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- l'examen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction (la durée totale du démantèlement d'une tranche est estimée à 15 ans après son arrêt) ;
- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Une intercomparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, basée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis, de technologie et puissance similaires, a ensuite permis de corroborer les résultats obtenus par EDF.

L'étude Dampierre n'est pas venue modifier l'évaluation des provisions effectuée sur la base du coût de référence. Aussi, jusqu'en 2013, les provisions étaient constituées pour l'ensemble des 58 tranches sur la base d'un montant prévisionnel équivalent à 309 euros$_{2013}$ par kilowatt installé.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Ceci a permis de conforter l'évaluation des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre et ainsi de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Le 15 janvier 2016, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) a rendu publique la synthèse du rapport d'audit qu'elle a commandité sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation.

L'audit conduit par des cabinets spécialisés s'est étendu sur environ un an entre 2014 et 2015. L'Administration indique que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit conforte globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation.

L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit. EDF les prendra en compte pour la suite de ses études et estimations dans la mesure où elles sont de nature à conforter la maîtrise des coûts futurs de déconstruction du parc REP.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : REP à Chooz A, Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis et réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville. En conséquence, l'estimation des charges de déconstruction est réalisée site par site.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis qui font en principe l'objet d'une révision complète tous les 3 ans. Les devis établis en 2008 avaient ainsi été revus en 2012 pour prendre en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires et les dernières données chiffrées disponibles.

Dans la perspective de la révision complète des devis prévue en 2015, des premiers travaux effectués en 2014 ont conduit à réestimer au 31 décembre 2014 la provision de 388 millions d'euros pour tenir compte des retards dans l'avancement physique des chantiers et des réévaluations des coûts sur certains contrats.

En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (*cf.* plus haut). Un ensemble de faits techniques nouveaux ont conduit à réinterroger ce scénario (nouvelles données techniques mettant en évidence les difficultés industrielles d'un démantèlement sous eau dans ce cas particulier, moindre visibilité sur la disponibilité d'un stockage graphite, etc.). Ces éléments nouveaux ont également fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise. Il fait actuellement l'objet d'échanges avec l'ASN et devra faire l'objet de nouveaux décrets. Dans les deux scénarios, les études de mise à jour des devis ont conduit à constater une augmentation significative des coûts prévisionnels de déconstruction des caissons. Le scénario retenu intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, a ainsi conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

28.4 PROVISIONS POUR DERNIERS CŒURS

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service, et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

28.5 ACTUALISATION DES PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE ET ANALYSES DE SENSIBILITÉ

28.5.1 Taux d'actualisation

Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de duration aussi proche que possible de la duration du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement de l'OAT 2055, dont la duration est proche de celle des engagements, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2015, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,6 % (respectivement 4,6 % et 1,7 % au 31 décembre 2014).

Révision du taux d'actualisation et plafond réglementaire

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. L'arrêté du 24 mars 2015 a modifié le dispositif réglementaire instauré initialement par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Le taux d'actualisation doit être dorénavant inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les 120 derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point » ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 4,6 % au 31 décembre 2015.

28.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	31/12/2015		31/12/2014	
(en millions d'euros)	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Gestion du combustible usé	16 470	10 391	16 463	10 105
Gestion à long terme des déchets radioactifs (1)	28 890	8 254	26 159	7 676
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**45 360**	**18 645**	**42 622**	**17 781**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	19 639	11 944	19 298	11 422
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées (2)	6 431	2 986	3 310	2 444
Derniers cœurs	4 123	2 555	4 050	2 413
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**30 193**	**17 485**	**26 658**	**16 279**

(1) L'augmentation significative, entre 2014 et 2015, du coût aux conditions économiques de fin d'année de gestion à long terme des déchets radioactifs est due aux conséquences de l'arrêté du 15 janvier 2016 (voir note 28.2).

(2) L'augmentation significative, entre 2014 et 2015, du coût aux conditions économiques de fin d'année de démantèlement des centrales nucléaires est liée à la mise à jour du scénario de référence industriel des centrales définitivement arrêtées (voir note 28.3). Ce nouveau scénario conduisant notamment à repousser dans le temps la phase de déconstruction des centrales, l'impact de celui-ci est moins sensible sur l'évaluation de la provision en valeur actualisée.

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
(en millions d'euros)	31/12/2015	+0,20 %	-0,20 %	+0,20 %	-0,20 %
Aval du cycle nucléaire					
■ gestion du combustible usé	10 391	(168)	177	140	(149)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	8 254	(400)	448	337	(376)
Déconstruction et derniers cœurs					
■ déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 944	(382)	398	8	(7)
■ déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 986	(114)	124	114	(124)
■ derniers cœurs	2 555	(62)	65	–	–
TOTAL	**36 130**	**(1 126)**	**1 212**	**599**	**(656)**

Note 29 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

Ces provisions concernent majoritairement la déconstruction des centrales thermiques à flamme.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et, d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

Note 30 Provisions pour avantages du personnel

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2014	Exploitation [1]	Financières	Exploitation [2]	Financières [3]	31/12/2015
Avantages postérieurs à l'emploi	9 785	839	626	(1 140)	(296)	9 814
Avantages à long terme	1 010	46	21	(132)	–	945
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**10 795**	**885**	**647**	**(1 272)**	**(296)**	**10 759**

(1) Dont 506 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 368 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 11 millions d'euros au titre des droits non acquis.

(2) Dont 1 113 millions d'euros au titre des contributions employeurs, 75 millions d'euros au titre des gains actuariels, 31 millions d'euros concernant les droits acquis et 50 millions au titre de la modification de régime.

(3) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

DÉCOMPOSITION DE LA VARIATION DE LA PROVISION

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2014	**29 669**	**(10 188)**	**19 481**	**(95)**	**(8 591)**	**10 795**
Charge nette de l'exercice 2015	921	(296)	625	11	441	1 077
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	(1 112)	230	(882)	16	866	–
Cotisations versées aux fonds	–	(362)	(362)	–	–	(362)
Prestations versées	(1 116)	365	(751)	–	–	(751)
SOLDE AU 31/12/2015	**28 362**	**(10 251)**	**18 111**	**(68)**	**(7 284)**	**10 759**

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2015 représentent un montant de (1 112) millions d'euros avec un effet défavorable de 807 millions d'euros lié à la signature de l'accord AGIRC-ARRCO du 30 octobre 2015 (voir note 3.5) et un effet favorable lié aux révisions d'hypothèses (notamment à la variation des hypothèses de taux d'actualisation et d'inflation) et de gains dus à l'expérience.

CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME

(en millions d'euros)	2015	2014
Coût des services rendus de l'exercice	506	382
Charges d'intérêts (actualisation)	647	834
Rendement escompté des actifs de couverture	(296)	(336)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	305	151
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	(15)	164
Effet d'une réduction ou liquidation de régime [1]	(50)	–
Coût des services passés droits acquis [2]	(31)	–
Coût des services passés droits non acquis	11	(30)
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	**1 077**	**1 165**
dont :		
Résultat d'exploitation [3]	726	667
Résultat financier	351	498

(1) Le montant net de 50 millions d'euros est le résultat d'un produit brut pour 185 millions d'euros et d'un amortissement complémentaire des écarts actuariels pour 135 millions d'euros.

(2) La loi de financement de la sécurité sociale pour 2015 (n° 2014-1544) du 22 décembre 2014 et le décret n° 2015-209 du 24 février 2015 ont introduit une forfaitisation du capital décès au régime général. Cette disposition a été étendue à la branche des IEG par le décret n° 2015-1536 du 25 novembre 2015.

(3) En 2015, le montant correspond principalement aux dotations d'exploitation (885 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (75 millions d'euros), de la modification de régime (50 millions d'euros) et de l'amortissement des droits acquis pour 31 millions d'euros.

30.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2014	Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	31/12/2015
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi						
Retraites	7 699	526	491	(893)	(284)	7 539
Charges CNIEG	429	11	11	(14)	–	437
Avantages en nature énergie	1 182	222	92	(134)	–	1 362
Indemnités de fin de carrières	(14)	40	14	(43)	(12)	(15)
Autres avantages	489	40	18	(56)	–	491
TOTAL	**9 785**	**839**	**626**	**(1 140)**	**(296)**	**9 814**

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2015					
Retraites	21 629	(9 740)	–	(4 350)	7 539
Charges CNIEG	476	–	–	(39)	437
Avantages en nature énergie	3 916	–	–	(2 554)	1 362
Indemnités de fin de carrières	597	(496)	(43)	(73)	(15)
Autres avantages	799	(15)	(25)	(268)	491
TOTAL	**27 417**	**(10 251)**	**(68)**	**(7 284)**	**9 814**

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2014					
Retraites	22 385	(9 683)	–	(5 003)	7 699
Charges CNIEG	511	–	–	(82)	429
Avantages en nature énergie	4 355	–	–	(3 173)	1 182
Indemnités de fin de carrières	620	(491)	(50)	(93)	(14)
Autres avantages	788	(14)	(45)	(240)	489
TOTAL	**28 659**	**(10 188)**	**(95)**	**(8 591)**	**9 785**

La variation des engagements observée entre 2014 et 2015 est principalement liée au changement de taux d'actualisation (taux d'actualisation de 2,2 % au 31 décembre 2014 et de 2,4 % au 31 décembre 2015), au changement de taux d'inflation (taux d'inflation de 1,7 % au 31 décembre 2014 et de 1,6 % au 31 décembre 2015) et à l'effet de l'accord AGIRC-ARRCO du 30 octobre 2015 (voir note 3.5).

30.2 PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITÉ

Le montant des engagements pour autres avantages à long terme du personnel en activité correspond à celui des provisions figurant au bilan. Ces provisions sont détaillées comme suit :

		Dotations		Reprises	
(en millions d'euros)	31/12/2014	Exploitation	Financières	Exploitation	31/12/2015
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité					
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	879	39	18	(116)	820
Médailles du travail	105	7	2	(12)	102
Autres	26	–	1	(4)	23
TOTAL	**1 010**	**46**	**21**	**(132)**	**945**

30.3 ACTIFS DE COUVERTURE

Les actifs de couverture s'élèvent à 10 251 millions d'euros au 31 décembre 2015 (10 188 millions d'euros au 31 décembre 2014). Ces actifs de couverture sont principalement affectés à la couverture des droits spécifiques passés pour 9 740 millions d'euros et à celle des indemnités de fin de carrière (avec un objectif de couverture à 100 %) pour 496 millions d'euros.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	**9 740**	**9 683**
dont en % :		
Actions	29 %	29 %
Obligations et monétaires	71 %	71 %
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	**496**	**491**
dont en % :		
Actions	32 %	31 %
Obligations et monétaires	68 %	69 %
Actifs de couverture – autres avantages	**15**	**14**
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	**10 251**	**10 188**

30.4 HYPOTHÈSES ACTUARIELLES

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 2,4 % au 31 décembre 2015 (2,2 % au 31 décembre 2014) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,6 % au 31 décembre 2015 (1,7 % au 31 décembre 2014) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 18,5 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent inclut l'évolution des taxes assises sur ce tarif ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques passés du régime spécial des retraites est de 2,93 % pour 2015 ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couvertures des indemnités de fin de carrière est de 2,43 % pour 2015.

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur duration, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège, conduisant pour une carrière complète à une augmentation moyenne annuelle de 1,7 % hors inflation (3,3 % y compris inflation).

Note 31 Provisions pour autres charges

			Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2014	Dotations	Suite à utilisation	Sans objet	Autres	31/12/2015
Provisions pour charges relatives						
■ au personnel	109	93	(88)	(1)	–	113
■ au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	261	11	–	(1)	(6)	265
■ aux autres charges	612	215	(221)	(15)	–	591
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	**982**	**319**	**(309)**	**(17)**	**(6)**	**969**

Note 32 Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montant brut au 31/12/2015	Montant brut au 31/12/2014
Dettes					
Emprunts obligataires	1 437	11 083	34 438	46 958	40 993
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	–	–	561	561	500
Autres emprunts	4 854	1 865	8	6 727	4 014
Dettes financières diverses					
■ avances sur consommation	2	10	19	31	35
■ autres dettes	1 543	–	1	1 544	1 511
Dettes financières (voir note 33)	**7 836**	**12 958**	**35 027**	**55 821**	**47 053**
Avances et acomptes reçus des clients (1)	**6 819**	**–**	**–**	**6 819**	**6 433**
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	6 623	–	–	6 623	6 374
Dettes fiscales et sociales (2)	6 994	–	–	6 994	6 760
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 082	–	–	2 082	2 133
Comptes créditeurs (3)	17 042	–	–	17 042	13 554
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	**32 741**	**–**	**–**	**32 741**	**28 821**
Instruments de trésorerie (4)	**2 240**	**961**	**768**	**3 969**	**3 337**
Produits constatés d'avance (5)	**607**	**1 164**	**1 927**	**3 698**	**4 065**
TOTAL DETTES	**50 243**	**15 083**	**37 722**	**103 048**	**89 709**

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 6 682 millions d'euros (6 340 millions d'euros au 31 décembre 2014). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par les clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

(2) Au 31 décembre 2015, ce poste inclut un montant de 1 258 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 122 millions d'euros au 31 décembre 2014).

(3) Il s'agit principalement des montants au titre des conventions de placements et de trésorerie avec les filiales (14 478 millions d'euros au 31 décembre 2015 et 11 293 millions d'euros au 31 décembre 2014).

(4) Ils correspondent pour l'essentiel aux pertes latentes sur instruments de change.

(5) Au 31 décembre 2015, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 1 874 millions d'euros (1 989 millions d'euros en 2014). Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée à EDF en 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise linéairement au compte de résultat sur la durée du contrat.

Note 33 Dettes financières

(en millions d'euros)	31/12/2014	Nouveaux emprunts	Rembour-sements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	31/12/2015
Emprunts en euros	1 013	–	–	–	–	1 013
Emprunts en devises	9 698	4 181	–	1 295	–	15 174
Euro Medium Term Notes (EMTN) en euros	20 467	–	(1 384)	–	–	19 083
Euro Medium Term Notes (EMTN) en devises	9 815	1 344	(103)	632	–	11 688
Emprunts obligataires	**40 993**	**5 525**	**(1 487)**	**1 927**	**–**	**46 958**
Emprunts long terme en euros	500	70	(9)	–	–	561
Emprunts auprès des établissements de crédit	**500**	**70**	**(9)**	**–**	**–**	**561**
Titres de créances négociables en euros [1]	650	3 094	–	–	–	3 744
Titres de créances négociables en devises [1]	3 357	–	(802)	414	–	2 969
Emprunts contractuels à caractère financier	7	7	–	–	–	14
Autres emprunts	**4 014**	**3 101**	**(802)**	**414**	**–**	**6 727**
Total emprunts	**45 507**	**8 696**	**(2 297)**	**2 340**	**–**	**54 246**
Avances sur consommation	**35**	**–**	**–**	**–**	**(4)**	**31**
Avances diverses	77	16	(11)	–	–	82
Comptes bancaires créditeurs	121	–	–	–	79	200
Débits bancaires différés	39	–	–	–	(25)	14
Intérêts à payer	1 274	–	–	–	(26)	1 248
Total autres dettes financières diverses	**1 511**	**16**	**(11)**	**–**	**28**	**1 544**
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**47 053**	**8 712**	**(2 308)**	**2 340**	**24**	**55 821**

(1) Les émissions sont nettes des remboursements.

EDF a lancé le 8 octobre 2015 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains et le 25 septembre 2015, l'émission d'une obligation senior « Formosa » conclue sur le marché taïwanais (voir note 2.3).

Les remboursements d'emprunts obligataires pour un montant de 1 487 millions d'euros concernent des emprunts en euros et en devises arrivés à échéance.

33.1 VENTILATION DES EMPRUNTS PAR DEVISES AVANT ET APRÈS INSTRUMENTS DE COUVERTURE

	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couvertures			
(en millions d'euros)	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
Total I – Euros		**24 415**		**45**		**23 856**		**48 271**		**89**
CHF	700	646	2,2	1	(700)	(646)	–	–	–	–
GBP	7 385	10 062	33,7	19	(3 000)	(4 087)	–	5 975	100	11
HKD	1 216	144	0,5	–	(1 216)	(144)	–	–	–	–
JPY	44 100	337	1,1	1	(44 100)	(337)	–	–	–	–
NOK	1 000	104	0,4	–	(1 000)	(104)	–	–	–	–
USD	20 182	18 538	62,1	34	(20 182)	(18 538)	–	–	–	–
Total II – Autres devises		**29 831**		**55**		**(23 856)**		**5 975**	**100**	**11**
TOTAL I + II		**54 246**		**100**		**–**		**54 246**		**100**

Les nominaux des instruments, présentés en engagements hors bilan (voir note 35.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

33.2 VENTILATION DES EMPRUNTS PAR TYPE DE TAUX D'INTÉRÊT AVANT ET APRÈS INSTRUMENTS DE COUVERTURE

	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette au bilan après couvertures		
(en millions d'euros)	Montants	% au 31/12/2015	% au 31/12/2014	Montants	Montants	% au 31/12/2015	% au 31/12/2014
Emprunts long terme et EMTN	46 273			(24 559)	21 714		
Emprunts court terme	6 713			–	6 713		
Dette à taux fixe	**52 986**	**98**	**97**	**(24 559)**	**28 427**	**52**	**59**
Emprunts long terme et EMTN	1 260			24 559	25 819		
Emprunts court terme	–			–	–		
Dette à taux variable	**1 260**	**2**	**3**	**24 559**	**25 819**	**48**	**41**
TOTAL	**54 246**	**100**	**100**	**–**	**54 246**	**100**	**100**

Note 34 Écarts de conversion – passif

Les écarts de conversion – passif présentent au 31 décembre 2015 un gain latent de change de 292 millions d'euros dont 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling partiellement couvert par des *swaps* de change.

AUTRES INFORMATIONS

Note 35 Instruments financiers

35.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN LIÉS AUX DÉRIVÉS DE CHANGE ET DE TAUX D'INTÉRÊT

EDF utilise des instruments financiers dans le but de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

	31/12/2015		31/12/2014	
(en millions d'euros)	**À recevoir Notionnel**	**À livrer Notionnel**	**À recevoir Notionnel**	**À livrer Notionnel**
1 – Opérations sur les taux d'intérêt				
***Swaps* de taux court terme**				
EUR	1 550	1 550	14 348	14 348
***Swaps* de taux long terme**				
EUR	7 855	7 855	7 916	7 916
USD	3 399	3 399	1 112	1 112
GBP	4 530	4 530	4 276	4 276
JPY	107	107	96	96
Sous-total	**17 441**	**17 441**	**27 748**	**27 748**
2 – Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	18 697	20 528	16 736	18 774
CAD	965	965	1 354	1 354
USD	15 841	12 015	11 704	9 065
GBP	3 887	4 902	8 005	8 363
CHF	145	276	36	36
HUF	226	362	350	385
PLN	1 116	1 473	865	864
JPY	107	247	25	32
CNY	136	136	–	–
MXN	71	71	79	79
Autres	149	149	117	117
***Swaps* de capitaux long terme**				
EUR	8 871	34 470	8 572	28 807
JPY	336	106	372	–
USD	19 565	4 637	12 149	3 336
GBP	16 910	4 930	17 107	5 370
CHF	738	92	607	–
HUF	–	–	5	5
CAD	42	42	47	47
ILS	136	136	126	126
PLN	323	323	337	337
NOK	104	–	111	–
HKD	144	–	129	–
Sous-total	**88 509**	**85 860**	**78 833**	**77 097**
3 – *Swaps* de titrisation	**462**	**462**	**591**	**591**
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	**106 412**	**103 763**	**107 172**	**105 436**
4 – *Swaps* sur matières premières				
Charbon *(en millions de tonnes)*	2	2	2	2
Produits pétroliers *(en milliers de barils)*	5 890	5 890	5 475	5 475

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contre-valorisées aux cours de change du 31 décembre 2015 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

35.2 INCIDENCE DES OPÉRATIONS DE GESTION FINANCIÈRE SUR LE RÉSULTAT DE L'EXERCICE

(en millions d'euros)	2015	2014
Instruments non qualifiés de couverture		
Gains ou pertes réalisés	857	(55)
Gains ou pertes latents	(619)	320
Instruments de taux (*swap, cap* et *floor,* FRA, option) [1]	(3)	(3)
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux (*swap, cap* et *floor,* FRA)	306	253
Instruments de change réalisé *(currency swap)*	526	276

(1) Y compris les intérêts sur les swaps.

35.3 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés hors bilan comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les écarts de change, déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable et la valeur de marché donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur des instruments financiers dérivés hors bilan au 31 décembre 2015 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
■ *Swaps* long terme	133	1 754
■ *Swaps* court terme	3	–
Opérations de couverture du risque de change		
■ Opérations de change à terme	201	155
■ *Swaps* de capitaux long terme	2 537	2 133
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
■ Charbon	–	(33)
■ Produits pétroliers	–	(131)
TOTAL	**2 874**	**3 878**

Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2015, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

	Échéances					
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	31/12/2015	31/12/2014
Engagements hors bilan donnés	**10 359**	**19 805**	**12 123**	**9 917**	**52 204**	**53 727**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	5 075	13 152	11 464	9 855	39 546	40 710
■ *Engagements d'achats de combustible et d'énergie*	*2 553*	*11 070*	*9 672*	*9 630*	*32 925*	*33 783*
■ *Autres engagements liés à l'exploitation*	*2 522*	*2 082*	*1 792*	*225*	*6 621*	*6 927*
Engagements liés aux opérations d'investissement	3 240	5 172	359	58	8 829	9 652
Engagements liés aux opérations de financement	2 044	1 481	300	4	3 829	3 365
Engagements hors bilan reçus	**933**	**10 321**	**268**	**160**	**11 682**	**11 891**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	928	415	268	160	1 771	2 141
Engagements liés aux opérations d'investissement	5	–	–	–	5	5
Engagements liés aux opérations de financement	–	9 906	–	–	9 906	9 745

36.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir à EDF des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

36.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

EDF a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat d'électricité, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Au 31 décembre 2015, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	Échéances					
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	31/12/2015	31/12/2014
Achats d'électricité et services associés	781	3 194	3 962	6 242	14 179	15 822
Achats de combustible nucléaire	1 772	7 876	5 710	3 388	18 746	17 961
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	**2 553**	**11 070**	**9 672**	**9 630**	**32 925**	**33 783**

Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon ainsi que de l'électricité produite par les centrales de la filiale EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique, photovoltaïque…).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) *via* la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE). Ces obligations d'achat s'élèvent à 41 TWh pour l'exercice 2015 (35 TWh pour 2014), dont 5 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2014), 20 TWh au titre de l'éolien (16 TWh pour 2014), 7 TWh au titre du photovoltaïque (6 TWh pour 2014) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2014).

Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible. La hausse de ces engagements s'explique notamment par la mise en place du contrat relatif à la fabrication des assemblages MOX pour la période 2017-2024.

36.1.2 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant l'exploitation ou les marchés en cours ainsi que des garanties liées à ces activités opérationnelles et des contrats de location non résiliables en tant que preneur qui portent principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

36.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles. La baisse des engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels d'EDF est en lien notamment avec l'avancement du projet EPR Flamanville 3 et l'évolution des contrats de remplacement des générateurs de vapeur (RGV).

36.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales, notamment d'EDF Énergies Nouvelles pour 1 269 millions d'euros et d'Edison pour 872 millions d'euros.

36.2 ENGAGEMENTS REÇUS

36.2.1 Engagements liés aux opérations d'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de contrats de location simple en tant que bailleur ;
- de garanties reçues liées aux activités opérationnelles ;
- des engagements sur des ventes d'exploitation.

36.2.2 Engagements liés aux opérations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

36.3 AUTRES NATURES D'ENGAGEMENTS

36.3.1 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à 100 TWh.

36.3.2 Achats de gaz et services associés

Des engagements d'achats de gaz sont portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement et de l'acheminement sont principalement effectués au travers de contrats long terme et par la mise en œuvre d'achats à terme à EDF Trading.

En 2011, EDF a signé un contrat de souscription de capacité dans le terminal méthanier de Dunkerque, dont la mise en service est prévue en 2016.

Note 37 Passifs éventuels

COMPTE PERSONNEL DE FORMATION (CPF)

La loi n° 2014-288 du 5 mars 2014, d'application obligatoire au 1er janvier 2015 et réformant la formation professionnelle, supprime le Droit Individuel à la Formation (DIF) et le remplace par le Compte Personnel de Formation (CPF). Le CPF est un dispositif dit « universel », rattaché à la personne et non plus au contrat de travail, qui concerne tous les salariés d'EDF à temps plein ou à temps partiel, en CDI ou en CDD, sans conditions d'ancienneté. Il est représentatif d'un capital temps progressif de formation plafonné à 150 heures.

Le solde des heures acquises au titre du DIF non consommées au 31 décembre 2014 reste utilisable jusqu'au 1er janvier 2021. Au 31 décembre 2014, le volume d'heures de formation correspondant aux droits acquis s'élève à 6 753 661 heures, dont 6 682 138 n'ayant pas donné lieu à demande.

CONTRÔLES FISCAUX

À la suite de vérifications de comptabilités sur des exercices passés, l'Administration conteste la déductibilité fiscale des provisions pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) de la Société. S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'Administration fiscale. À fin 2014, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables aux sociétés RTE et EDF SA. Par ailleurs, les filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables auprès du Tribunal administratif de Montreuil ; ces jugements ont été confirmés en juillet 2015 par la Cour administrative d'appel de Versailles. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 250 millions d'euros.

Pour l'exercice 2008, EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification notamment relative à la déductibilité de certains passifs long terme représentant un risque financier lié au paiement de l'impôt sur les sociétés de l'ordre de 660 millions d'euros à fin 2015.

Par ailleurs, un redressement a été notifié par l'Administration fiscale à la Société concernant une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisitions Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste également ce chef de redressement.

Pour les exercices 2012 et 2013, l'Administration fiscale a notifié la Société fin 2015 au titre des redressements récurrents précités et a également remis en cause la déductibilité de certaines provisions de long terme.

La Société est confiante dans ses chances de succès en contentieux et n'a pas constaté de provision spécifique à l'un de ces sujets dans ses comptes.

LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment la mise en œuvre de la législation relative au temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations susceptibles de concerner un nombre important de salariés d'EDF, une multiplication de ces litiges pourrait présenter un risque susceptible d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats d'EDF.

Note 38 Actifs dédiés

38.1 RÉGLEMENTATION

L'article L.594 du Code de l'environnement et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles sous certaines conditions les titres non cotés.

Le décret du 24 mars 2015 contient deux nouvelles dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture, nette des dotations complémentaires éventuelles aux provisions, doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

38.2 COMPOSITION ET ÉVALUATION DES ACTIFS DÉDIÉS

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la Division EDF Invest, créé suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013. EDF Invest cible trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et les fonds d'investissement. L'objectif d'EDF Invest est de gérer à terme environ 5 milliards d'euros d'investissements non cotés et de représenter ainsi environ un quart du total des actifs dédiés.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance reconnue par l'État français, représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012. Cette créance financière porte intérêt à 1,72 % et sera remboursée selon un échéancier révisé s'étalant jusqu'à fin 2020, qui doit faire l'objet d'un arrêté conformément à un courrier ministériel du 26 janvier 2016. Dans ce courrier, l'État a également reconnu la créance résultant du déficit supplémentaire de compensation de début 2013 à fin 2015, estimée à 644 millions d'euros à cette date et intégrée dans l'échéancier révisé de remboursement, et a autorisé son affectation aux actifs dédiés en 2016. Ce supplément de créance a été reclassé de créance d'exploitation en créance financière dans les comptes au 31 décembre 2015. Conformément au courrier ministériel, le montant du supplément de créance au 31 décembre 2015 et le calendrier de remboursement seront ajustés en 2016 sur la base de la confirmation par la Commission de Régulation de l'Énergie du déficit de compensation au titre de 2015.

38.2.1 Placements diversifiés actions et obligations

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite qui garantit le maintien de la politique d'investissement à long terme.

38.2.2 Actifs non cotés (EDF Invest)

Les actifs gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures, l'immobilier et des fonds d'investissement.

Au 31 décembre 2015, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de 3 975 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 50 % de la participation d'EDF dans RTE, pour une valeur de 2 580 millions d'euros au 31 décembre 2015 (2 555 millions d'euros au 31 décembre 2014). Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation d'EDF dans RTE, présentée au bilan consolidé du groupe EDF ;
- les participations d'EDF dans TIGF, Porterbrook et la participation d'EDF dans Madrileña Red de Gas (MRG).

38.2.3 Valorisation des actifs dédiés

Les actifs dédiés sont classés au bilan en fonction de leur nature comptable : titres de participation, Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille ou valeurs mobilières de placement. Ils sont valorisés selon les principes comptables présentés dans la note 1.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2015 est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/15 Valeurs nettes comptables	31/12/15 Justes valeurs ou valeurs de réalisation	31/12/14 Valeurs nettes comptables	31/12/14 Justes valeurs ou valeurs de réalisation
Titres de participations – RTE [1]	2 015	2 580	2 015	2 555
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille [2]	12 563	14 418	12 458	14 691
Autres titres immobilisés	1 090	1 233	553	657
Total actifs dédiés – immobilisations financières	**15 668**	**18 231**	**15 026**	**17 903**
Créance CSPE	5 228	5 232	5 140	5 144
Total actifs dédiés avant couverture	**20 896**	**23 463**	**20 166**	**23 047**
Instruments de couverture et autres éléments	24	17	(10)	(14)
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS APRÈS COUVERTURE [2]	**20 920**	**23 480**	**20 156**	**23 033**

(1) 50 % de la valeur de mise en équivalence des titres dans les comptes consolidés du Groupe.

(2) En limitant la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, le montant de cette valeur de réalisation réglementaire est ramené à 23 392 millions d'euros au 31 décembre 2015.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

38.2.4 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2015

Au 31 décembre 2015, le taux de couverture des provisions nucléaires de long terme s'établit à 99,3 % (en limitant la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, le taux réglementaire s'établit à 98,9 %).

Des retraits pour un montant de 378 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2015 (403 millions d'euros en 2014). La dotation au titre de l'année 2015 s'élève à 38 millions d'euros, résultant de l'affectation au second semestre de titres déjà détenus par EDF SA (dotation nulle en 2014).

Les dotations aux provisions devant être compensées par des dotations aux actifs dédiés conformément au décret du 24 mars 2015 s'élèvent au total à 1 010 millions d'euros sur l'année 2015. Les dotations aux actifs dédiés restant à effectuer au 31 décembre 2015 s'élèvent ainsi à 972 millions d'euros et devront être effectuées dans un délai maximum de trois ans à compter de cette date. Comme indiqué en note 38.2, l'État a autorisé à affecter en 2016 la créance financière CSPE pour 644 millions d'euros.

En ce qui concerne le portefeuille financier, après une année relativement volatile, les marchés boursiers ont été en progression sur l'année. La performance est positive et supérieure à celle du *benchmark* composite. L'absence de visibilité à partir de l'été a conduit à rester proche de la neutralité sur l'allocation actions/taux, sur la deuxième partie de l'année. En revanche, les allocations géographiques favorisant l'Europe et le Japon au détriment de l'Amérique du Nord et surtout des pays émergents ont été maintenues.

Pour ce qui concerne les actifs non cotés, en 2015, EDF Invest a notamment finalisé, aux côtés de deux investisseurs de long terme, l'acquisition d'une participation minoritaire dans Madrileña Red de Gas (MRG), opérateur régulé du réseau de distribution de gaz de la région de Madrid.

Par ailleurs, EDF Invest a acquis auprès du groupe Total, dans le cadre d'un consortium à parité avec Ardian, une participation de plus de 50 % dans Géosel, société de stockage d'hydrocarbures basée à Manosque. Ces deux participations ont été affectées à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest, aux côtés de RTE, TIGF et Porterbrook.

Au cours de l'année, EDF Invest a également poursuivi la constitution de son portefeuille en immobilier et en fonds d'investissement. Le fonds d'investissement immobilier non exclusif, créé fin 2014 à l'initiative d'Amundi et d'EDF Invest, a notamment réalisé un investissement immobilier en Allemagne courant 2015.

EDF Invest a également signé en septembre 2015 auprès de Nexity l'acquisition en VEFA (Vente en Etat Futur d'Achèvement) du campus tertiaire *Smart Side*.

38.3 COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 254	7 676
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 930	13 866
Provisions derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	462	476
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**23 646**	**22 018**

Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées

39.1 RELATIONS AVEC LES FILIALES

(en millions d'euros)	Créances d'EDF [1]		Dettes d'EDF [1]			
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation	Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
Sociétés						
C31	–	–	–	–	–	(17)
EDF Energy	–	169	–	112	–	–
EDF Énergies nouvelles	460	–	–	–	–	28
EDF Energy UK Ltd EU	1 100	–	–	–	–	4
EDF International	3 357	–	–	–	–	14
EDF Trading	–	822	–	495	–	–
Edison Nouveau	70	–	–	–	–	4
ERDF	–	113	–	1 720	–	1
SOFILO	65	–	–	–	–	–
Dalkia France	905	50	–	82	–	19
EDF Production Électrique Insulaire (PEI)	993	–	–	66	–	2
RTE	670	211	–	155	–	36
Compte courant ERDF				165		
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales			8 682		(7)	
Convention d'intégration fiscale [2]		141		1 211		
Convention de placement des liquidités des filiales			5 796		(18)	

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.
(2) Dont EDF International : 883 millions d'euros.

39.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT

39.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,94 % du capital d'EDF au 31 décembre 2015. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le Contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le Ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément au Code de l'énergie – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

39.2.2 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement AREVA.

Les transactions avec AREVA portent :

- sur l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, services de conversion, d'enrichissement et de fabrication des assemblages combustible) ;
- sur l'aval du cycle (les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé) ;
- sur des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements.

Par ailleurs, le Conseil d'administration du 27 janvier 2016 a pris connaissance de la finalisation des discussions menées entre EDF et AREVA sur l'acquisition d'AREVA NP et le partenariat stratégique qui sera mis en place (voir note 42.1).

Sur l'amont du cycle

EDF et AREVA NP ont conclu en décembre 2014 un contrat concernant la fourniture d'assemblages de combustible à l'uranium enrichi à compter de 2015.

Par ailleurs, plusieurs accords importants ont été négociés :

- approvisionnement en uranium naturel : contrat EDF couvrant la période 2021-2030 ;
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat AREVA pour la période 2019-2030.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni (Hinkley Point 1 et 2), EDF et AREVA ont signé le 21 octobre 2013 une lettre d'engagement définissant les conditions de fourniture du combustible.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008. Une première déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature le 12 juillet 2010 d'un contrat d'application fixant les prix et les quantités des prestations et portant sur la période 2008-2012.

Les conditions du traitement-recyclage pour la période 2013-2015 ont fait l'objet d'un contrat d'application en mai 2015. Les conditions d'application pour la période 2016-2023 ont également fait l'objet d'un accord en décembre 2015, présenté au Conseil d'administration du 27 janvier 2016, qui se traduira par la signature d'un avenant.

Pour les centrales nucléaires du palier 1 300 MW, EDF et AREVA ont signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur.

EDF et AREVA ont signé en 2013 deux avenants au contrat initial de 2007 relatif à la chaudière de l'EPR de Flamanville allant de l'étude à la mise en service industrielle.

Enfin, EDF détient une participation très minoritaire dans AREVA de 2,24 %.

Note 40 Environnement

40.1 DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

En ratifiant le protocole de Kyoto, l'Europe s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Dans ce cadre, la Directive européenne n° 2003/87/CE a établi, depuis le 1er janvier 2005, un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année.

La troisième période, de 2013 à 2020, est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite de droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays dont la France. Ainsi, EDF acquiert sur le marché ou par la réalisation d'investissements dans les pays en voie de développement (mécanisme de développement propre) l'ensemble des crédits d'émission restitués annuellement.

En 2015, EDF a restitué 9 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2014. En 2014, EDF avait restitué 17 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2013.

Au 31 décembre 2015, le volume des émissions s'élève à 7 millions de tonnes (8 millions de tonnes au 31 décembre 2014).

40.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE (CEE)

La loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie. Les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excédent un seuil sont soumises sur une période définie à des obligations d'économies d'énergie dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

Ce dispositif a été reconduit par le décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014 pour une troisième période, du 1er janvier 2015 au 31 décembre 2017. Cette période se caractérise notamment par un objectif d'économies d'énergie plus ambitieux et des simplifications opérationnelles. Les volumes de CEE obtenus au cours de la deuxième période contribuent à l'atteinte des objectifs de la troisième période.

En application de l'article 30 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, une nouvelle obligation d'économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique est mise en place à compter du 1er janvier 2016 pour les exercices 2016 et 2017. Cette nouvelle obligation vient s'ajouter aux objectifs d'économies d'énergie de la troisième période. Le volume annuel de cette obligation est défini proportionnellement à l'obligation annuelle d'économies d'énergie.

EDF s'est mis en capacité de réaliser son obligation grâce à des offres d'efficacité énergétique portant sur chacun des segments de marché : particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

À fin 2015, le volume de CEE détenu en portefeuille afin de couvrir les obligations d'économies d'énergie des exercices futurs, comptabilisé en stocks, s'élève à 359 millions d'euros soit 65 TWhc (voir note 1.1).

Note 41 Rémunération des mandataires sociaux

Les mandataires sociaux de la Société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Il est précisé que les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toute nature et des jetons de présence versés par la Société au cours de l'exercice aux mandataires sociaux se décompose comme suit :

(en euros)	2015	2014
Président-Directeur Général (1)	500 236	415 818
Administrateurs (2)	311 055 (3)	174 444

(1) Le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 plafonne à un montant brut annuel de 450 000 euros les éléments de rémunération du Président-Directeur Général. Conformément à la décision du Conseil d'administration du 8 avril 2015, il a été versé courant 2015 au Président-Directeur Général la somme de 47 368 euros bruts au titre de sa rémunération fixe annuelle 2014, à la suite de la nomination de M. Jean-Bernard Lévy en qualité de Président-Directeur Général par intérim à compter du 23 novembre 2014.

(2) Les montants versés au cours d'un exercice correspondent aux jetons de présence attribués au titre de la part fixe à hauteur de 50 % pour le premier semestre de cet exercice et de 50 % pour le second semestre de l'exercice précédent, ainsi que 100 % de la part variable de l'exercice précédent. Le nombre d'administrateurs percevant des jetons de présence au sein du Conseil d'administration est passé de 5 à 11 administrateurs depuis le 23 novembre 2014 en application de l'ordonnance du 20 août 2014. L'Assemblée générale des actionnaires du 21 novembre 2014 a approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une augmentation de l'enveloppe annuelle des jetons de présence pour la porter de 200 000 euros à 226 000 euros pour l'exercice 2014, et à 440 000 euros pour l'exercice 2015.

(3) Dont 88 888 euros versés au budget de l'État, en application de l'ordonnance du 20 août 2014.

Note 42 Événements postérieurs à la clôture

42.1 DÉCISION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DU 27 JANVIER 2016 : AVANCÉE SUR LE PARTENARIAT STRATÉGIQUE ENTRE EDF ET AREVA

Lors de sa réunion du 27 janvier 2016, le Conseil d'administration d'EDF a pris connaissance, à l'issue des *due diligences* réalisées au cours du second semestre 2015, de la finalisation des discussions menées avec AREVA pour l'acquisition par EDF du contrôle des activités d'AREVA NP (société en charge des services et des fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs).

Le Conseil a marqué son accord sur la valorisation définitive des activités destinées à être acquises par EDF, qui ressort à 2,5 milliards d'euros pour 100 % du capital [1] d'AREVA NP, ce montant étant susceptible, d'une part, d'être ajusté à la hausse comme à la baisse en fonction des comptes établis à la date de réalisation de l'opération et, d'autre part, de faire l'objet, en fonction de l'atteinte de certains objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation, d'un éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 350 millions d'euros.

Avec une prise de participation d'EDF envisagée de 51 % à 75 %, une offre engageante pourra être formulée par EDF sur ces bases, après consultation du Comité central d'entreprise et autorisation du Conseil d'administration, une fois que le dispositif d'immunisation totale d'EDF contre les coûts et les risques du projet Olkiluoto 3 (OL3) et l'ensemble de la documentation contractuelle définitive auront été finalisés.

Cette décision fait suite au protocole d'accord du 30 juillet 2015 formalisant l'état d'avancement des discussions relatives au projet de partenariat entre EDF et AREVA. Ce protocole comporte 3 volets :

- la conclusion d'un accord stratégique et industriel global, afin notamment d'améliorer et de développer l'efficacité de leur coopération dans des domaines tels que la recherche et développement, la vente de nouveaux réacteurs à l'export, l'entreposage de combustibles usés et le démantèlement ;
- l'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP. Elle prévoit un contrôle majoritaire d'AREVA NP par EDF (au moins 51 %), la participation d'AREVA à hauteur d'un maximum de 25 % dans le cadre d'un partenariat stratégique, et potentiellement la participation d'autres partenaires minoritaires. Ce projet permet une meilleure sécurisation des activités les plus critiques du « Grand carénage » pour le parc existant en France et une amélioration de l'efficacité des prestations d'ingénierie, de gestion de projets et de certaines fabrications grâce au retour d'expérience d'EDF ;
- la création d'une société dédiée, détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP, destinée à optimiser les activités de conception et de gestion de projets des nouveaux réacteurs. Sa vocation est d'améliorer la préparation et la gestion des projets et les offres de la filière française à l'export grâce à une meilleure coordination du marketing stratégique pour l'élaboration des offres en amont des projets, au développement d'offres plus compétitives et adaptées aux besoins des clients, et à l'harmonisation et l'élargissement de la gamme de réacteurs, tout en assurant la poursuite des partenariats avec les grands industriels au Japon et en Chine. Cette société s'inscrira dans un modèle intégré producteur/fournisseur qui a fait ses preuves dans plusieurs pays.

1. Sans reprise de dette financière.

6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2015

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2015, sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société Électricité de France SA (« la Société »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. OPINION SUR LES COMPTES ANNUELS

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes annuels. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.15 et 28 de l'annexe aux comptes annuels. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, de durée d'amortissement des centrales en exploitation, maintenue à 40 ans en France dans le contexte décrit en note 1.2, et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

2. JUSTIFICATION DES APPRÉCIATIONS

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Règles et principes comptables

La note 1.3, la note 1.7 et la note 1.16 de l'annexe décrivent les principes et les modalités respectivement retenus en matière de comptabilisation et d'évaluation du chiffre d'affaires, pour la partie relative à l'énergie livrée non relevée non facturée, de valorisation des immobilisations financières, ainsi que la détermination des provisions pour avantages du personnel.

Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par votre Société, nous avons vérifié le caractère approprié de ces méthodes et des informations fournies dans les notes aux états financiers et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

Jugements et estimations de la Direction

La note 1.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements et estimations, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs de la Société. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations qui ont été réalisées dans un contexte de baisse sensible des marchés énergies dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En particulier, la Société présente dans l'annexe aux comptes annuels les informations relatives :

- aux modalités d'évaluation des titres de participations et immobilisés (notes 1.7.1 et 18) ;
- aux provisions pour avantages du personnel (notes 1.16 et 30), autres provisions et passifs éventuels (notes 1.15, 27 et 37) ;
- aux modalités de comptabilisation des déficits de collecte de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), conformément aux dispositions de l'accord en date du 14 janvier 2013 entre la société et les pouvoirs publics, révisé par un courrier ministériel du 26 janvier 2016 (notes 3.2 et 18.6).

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les calculs effectués par la Société, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que l'annexe aux comptes annuels restitue une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. VÉRIFICATIONS ET INFORMATIONS SPÉCIFIQUES

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre Société auprès des sociétés contrôlant votre Société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Paris - La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 15 février 2016

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG SA

Jacques-François Lethu

Deloitte & Associés

Patrick E. Suissa

6.5 Honoraires des Commissaires aux comptes

Le tableau ci-dessous présente les honoraires relatifs à l'exercice 2015 versés par EDF et ses filiales intégrées globalement pour les missions confiées à ses Commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	**Montant (hors taxes)**	**%**	**Montant (hors taxes)**	**%**
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 681	22,5	3 623	25,9
Filiales intégrées globalement	7 574	46,2	8 309	59,4
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
EDF	1 771	10,8	713	5,1
Filiales intégrées globalement	294	1,8	950	6,8
Sous-total	**13 320**	**81,3**	**13 595**	**97,2**
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement				
Juridique, fiscal, social	905	5,5	186	1,3
Autres	2 154	13,2	205	1,5
Sous-total	**3 059**	**18,7**	**391**	**2,8**
TOTAL	**16 379**	**100**	**13 986**	**100**

Rappel des informations relatives à l'exercice 2014

Le tableau ci-dessous rappelle les honoraires relatifs à l'exercice 2014 versés par EDF et ses filiales intégrées globalement pour les missions confiées à ses Commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	**Montant (hors taxes)**	**%**	**Montant (hors taxes)**	**%**
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 709	25,0	3 425	28,8
Filiales intégrées globalement	7 112	47,8	6 746	56,7
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
EDF	617	4,1	1 102	9,3
Filiales intégrées globalement	177	1,2	309	2,7
Sous-total	**11 615**	**78,1**	**11 582**	**97,5**
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement				
Juridique, fiscal, social	1 362	9,2	179	1,5
Autres	1 888	12,7	123	1,0
Sous-total	**3 250**	**21,9**	**302**	**2,5**
TOTAL	**14 865**	**100**	**11 884**	**100**

6.6 Tableau des résultats des cinq derniers exercices

(extraits des comptes sociaux d'EDF) :

	2015	2014	2013	2012	2011
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en millions d'euros)*	960	930	930	924	924
Dotations en capital *(en millions d'euros)*					
Nombre d'actions ordinaires existantes	1 920 139 027	1 860 008 468	1 860 008 468	1 848 866 662	1 848 866 662
Nombre des actions à dividende prioritaire (sans droit de vote) existantes					
Nombre maximal d'actions futures à créer					
par conversion d'obligations					
par exercice de droit de souscription					
Opérations et résultats de l'exercice *(en millions d'euros)*					
Chiffre d'affaires hors taxes	41 553	41 717	43 423	44 106	41 950
Résultat avant impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	7 224	8 252	6 782	7 978	5 417
Impôts sur les bénéfices	(63)	577	748	460	356
Participation des salariés due au titre de l'exercice					
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	271	1 649	2 938	3 566	1 118
Résultat distribué		2 327 (1)	2 327 (1)	2 309 (1)	2 125 (1)
Acompte sur résultat distribué	1 059	1 059	1 059	1 053	1 053
Résultats par action *(en euro/action)*					
Résultat après impôts, participation des salariés mais avant dotations aux amortissements et provisions	3,79	4,13	3,24	4,07	2,74
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	0,14	0,89	1,58	1,93	0,60
Dividende attribué à chaque action		1,25 (1) (3)	1,25 (1) (3)	1,25 (1)	1,15 (1)
Acompte dividende attribué à chaque action	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
Personnel					
Effectif moyen des salariés employés pendant l'exercice	70 769	70 153 (2)	68 643 (2)	64 303	62 479
Montant de la masse salariale de l'exercice *(en millions d'euros)*	3 964	3 905	3 843	3 687	3 600
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (Sécurité Sociale, œuvres sociales, etc.) *(en millions d'euros)*	2 848	2 699	2 614	2 551	2 161

(1) Y compris acompte versé.
(2) Le périmètre des effectifs a été élargi (prise en compte des apprentis notamment). À périmètre inchangé, les effectifs de 2014 s'élèvent à 66 876 et ceux de 2013 à 65 775.
(3) Soit 1,375 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

6.7 Politique de distribution de dividendes

6.7.1 DIVIDENDES ET ACOMPTES SUR DIVIDENDES VERSÉS AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

Le montant des dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices a été le suivant :

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action *(en euros)*	Dividende total distribué [1] *(en euros)*	Date de versement du dividende
2012	1 848 866 662	1,25	2 308 912 900,34 [2]	8 juillet 2013
2013	1 860 008 468	1,25 [3]	2 327 462 364,03 [4]	6 juin 2014
2014	1 860 008 468	1,25 [3]	2 327 233 892,26 [5]	5 juin 2015

(1) Déduction faite des actions autodétenues.
(2) Dont 1 052 601 974,10 euros versés le 17 décembre 2012 à titre d'acompte sur le dividende 2012 et 170 358 213,74 euros payés en actions nouvelles le 8 juillet 2013.
(3) Soit un montant de 1,375 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(4) Dont 1 059 290 112,42 euros versés le 17 décembre 2013 à titre d'acompte sur le dividende 2013.
(5) Dont 1 059 262 163,04 euros versés le 17 décembre 2014 à titre d'acompte sur le dividende 2014.

Le 4 novembre 2015, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2015, payable en numéraire ou en titres, de 0,57 euro par action. Le montant total de l'acompte mis en paiement le 18 décembre 2015 s'est élevé à 1 058 682 286,08 euros, déduction faite des actions autodétenues.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 12 février 2016, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires du 12 mai 2016 le versement d'un dividende de 1,10 euro par action au titre de l'exercice 2015. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action versé le 18 décembre 2015, le solde du dividende à distribuer s'élève à 0,53 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,64 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

Sur ce solde, il sera proposé à chaque actionnaire la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles de la Société. Les actionnaires pourront exercer leur option entre le 6 juin et le 20 juin inclus. Pour les actionnaires n'ayant pas exercé leur option au plus tard le 20 juin 2016, le solde du dividende sera payé intégralement en numéraire. L'État s'est engagé à exercer son option pour le paiement du dividende en actions nouvelles.

La date de mise en paiement du dividende, sous réserve de l'accord de l'Assemblée générale, sera le 30 juin 2016, la date de détachement étant alors fixée au 6 juin 2016.

6.7.2 POLITIQUE DE DISTRIBUTION, DIVIDENDE MAJORÉ

La politique de distribution des dividendes définie par le Conseil d'administration prend en compte les besoins d'investissements du Groupe, le contexte économique et tout autre facteur jugé pertinent.

Conformément à la modification statutaire adoptée par l'Assemblée générale du 24 mai 2011, le premier dividende majoré a été versé en 2014 au titre de l'exercice 2013. Ont droit aux dividendes majorés les actionnaires détenant leurs titres au nominatif depuis au moins deux ans. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social.

L'Assemblée générale réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts de la Société, qui prévoient désormais que l'Assemblée peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la société, y compris des titres financiers.

6.7.3 DÉLAI DE PRESCRIPTION

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'État.

6.8 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2015 et la date de dépôt du présent document de référence sont mentionnés à la note 50 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015 pour les événements intervenus avant le 15 février 2016, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration et, pour les événements postérieurs au 15 février 2016, à la section 5.2 « Événements postérieurs à la clôture » du présent document de référence.

6.9 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes *(Green Bonds)* émises par EDF en novembre 2013 et octobre 2015

Le 8 octobre 2015, EDF a procédé à l'émission d'une deuxième obligation verte *(Green Bond),* de maturité 10 ans, pour un montant total de 1,25 milliard de dollars américains. Cette opération s'inscrit dans le cadre de la politique de financement du développement des activités renouvelables du Groupe et suit l'émission, le 25 novembre 2013, d'un premier *Green Bond* pour un montant total de 1,4 milliard d'euros. Les engagements pris par EDF dans le cadre de ces deux émissions suivent les quatre principes établis par les *Green Bond Principles*[1] à savoir (i) l'utilisation des fonds levés, (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les projets éligibles, (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de *reporting*.

UTILISATION DES FONDS LEVÉS

Dans le cadre de ces deux émissions obligataires, EDF s'est engagé à allouer les fonds levés au financement de la construction de projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables développés par EDF Énergies Nouvelles (EDF EN). Les projets éligibles au financement *Green Bond* (ci-après les « Projets Éligibles ») sont :

- des nouveaux projets répondant aux critères d'éligibilité définis par EDF et validés par l'agence Vigeo Eiris (voir ci-après « Critères d'éligibilité définis par EDF et validés par Vigeo ») ; et/ou
- des projets existants répondant aux critères d'éligibilité qui n'ont pas été engagés ou qui n'ont pas fait l'objet d'un financement externe à la date de l'émission, et qui feraient l'objet d'un développement ou d'un investissement par EDF EN postérieurement à l'émission.

Il n'est pas prévu d'utiliser les fonds levés pour le refinancement de projets existants ou l'acquisition d'activités ou de projets en fonctionnement.

ÉVALUATION ET SÉLECTION DES PROJETS ÉLIGIBLES FINANCÉS

Chaque Projet Éligible appelé à être financé est évalué à l'aune des critères d'éligibilité par la Direction financière d'EDF EN, à partir d'éléments fournis notamment par les équipes d'EDF EN en charge du développement de projet, des achats et des aspects Développement durable.

Seuls les projets conformes aux critères peuvent bénéficier d'un financement *Green Bond.* Sont privilégiés les projets sur lesquels EDF EN exerce un contrôle direct.

La Direction financière d'EDF EN documente l'ensemble du processus d'évaluation des projets de manière à pouvoir démontrer à un vérificateur indépendant que les projets financés remplissent les critères d'éligibilité.

GESTION DES FONDS LEVÉS

Les fonds levés sont gérés selon un principe de cantonnement strict qui vise à assurer que leur utilisation est exclusivement et effectivement réservée au financement de Projets Éligibles.

À réception par la Direction Financements Investissements d'EDF SA, les fonds levés lors de chaque émission sont investis et suivis dans un sous-portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à allocation à des Projets Éligibles. Les actifs de trésorerie de type « investissement socialement responsable » (ISR) sont privilégiés pour l'investissement des fonds en trésorerie.

L'allocation des fonds *Green Bond* est régie par un contrat de prêt intragroupe entre EDF et une filiale d'EDF EN exclusivement dédiée au financement des Projets Éligibles. Ce dispositif vise à garantir la traçabilité et la stricte ségrégation des fonds depuis la trésorerie d'EDF SA jusqu'à l'allocation aux Projets Éligibles sélectionnés.

REPORTING

Utilisation effective des fonds

L'allocation de l'intégralité des fonds levés en novembre 2013 dans le cadre de la première obligation verte émise par EDF (1,4 milliard d'euros) s'est achevée en juin 2015.

Au 31 décembre 2015, sur le 1,25 milliard de dollars américains levés en octobre 2015 dans le cadre de la deuxième obligation verte émise par EDF, 500 millions de dollars américains ont été alloués à des Projets Éligibles. Le solde des fonds levés lors de l'émission *Green Bond* d'octobre 2015, soit 725 millions de dollars américains, ont été investis dans un portefeuille dédié de trésorerie, comme indiqué plus haut, en attendant leur allocation à des Projets Éligibles.

1. *Les* Green Bond Principles, *mis à jour en mars 2015, sont des lignes directrices d'application volontaire pour l'émission de* Green Bonds *qui recommandent la transparence et la publication d'informations de manière à soutenir le développement du marché des* Green Bonds *dans une optique d'intégrité. Pour plus d'information : http://www.icmagroup.org/Regulatory-Policy-and-Market-Practice/green-bonds/green-bond-principles.*

BILAN AU 31 DÉCEMBRE 2015 DE L'ALLOCATION DES FONDS LEVÉS

	Fonds levés	Fonds alloués à des Projets Éligibles	Nombre de projets ayant bénéficié de fonds *Green Bond*	Part des montants d'investissement financée par le *Green Bond*
Green Bond n° 1 – novembre 2013	1,4 Md€	1,4 Md€	13 (1)	59 %
Green Bond n° 2 – octobre 2015	1,25 Md$	500 M$	3 (1)	60 %

(1) Dont le projet Roosevelt, financé par les deux Green Bonds.

Ces fonds ont été alloués aux différentes sociétés de projets portant les Projets Éligibles sélectionnés et sont destinés exclusivement au financement des coûts de construction et/ou de développement de ces projets.

Les Projets Éligibles sélectionnés pour un financement au 31 décembre 2015 dans le cadre des émissions *Green Bond* de novembre 2013 (GB1) et octobre 2015 (GB2) sont :

Projet	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financement GB1/GB2
CID Solar	Solaire PV, 27 MWp	États-Unis (Californie)	En service	GB1
Cottonwood	Solaire PV, 33 MWp	États-Unis (Californie)	En service	GB1
Ensemble éolien catalan phase 1/phase 2	Éolien terrestre, 44 MW/52 MW	France (Pyrénées-Orientales)	En service/2016	GB1
Heartland	Biométhane, 20 MW	États-Unis (Colorado)	2016	GB1
Hereford	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
La Mitis	Éolien terrestre, 25 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Le Granit	Éolien terrestre, 25 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Longhorn North	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Pilot Hill	Éolien terrestre, 175 MW	États-Unis (Illinois)	En service	GB1
Rivière du Moulin	Éolien terrestre, 350 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Roosevelt	Éolien terrestre, 250 MW	États-Unis (Nouveau-Mexique)	En service	GB1 et GB2
Salt Fork	Éolien terrestre, 174 MW	États-Unis (Texas)	2016	GB2
Slate Creek	Éolien terrestre, 150 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Spinning Spur 2	Éolien terrestre, 161 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Spinning Spur 3	Éolien terrestre, 194 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1

Dans le cadre de la gestion de son portefeuille d'actifs renouvelables, le Groupe est amené à céder des participations dans les actifs qu'il développe. Le pourcentage de détention par le Groupe des capacités ayant reçu un financement *Green Bond* au 31 décembre 2015 s'établit à 64 % pour le *Green Bond* n° 1 (novembre 2013) et 100 % pour le *Green Bond* n° 2 (octobre 2015).

Impact des Projets Éligibles financés

Le tableau ci-dessous présente trois principaux impacts associés à la construction de projets d'énergie renouvelable ayant bénéficié d'un financement *Green Bond* :

- la capacité de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable construite dans le cadre de chaque projet ;
- la production d'électricité attendue de chaque projet ; et
- les émissions de CO_2 évitées attendues par l'injection de cette production d'électricité dans les réseaux électriques.

Ces impacts sont présentés de manière agrégée pour chacun des deux *Green Bonds* émis : les données brutes correspondent à l'agrégation de l'impact de chacun des projets ayant reçu un financement du *Green Bond* considéré ; les données nettes correspondent à la somme de l'impact de chacun des Projets Éligibles, pondérée de la part du montant d'investissement du projet financée par le *Green Bond* considéré.

	Capacité totale des projets financés au 31 décembre 2015 *(en MW)*		**Production attendue** *(en TWh/an)*		**Émissions de CO_2 évitées attendues** *(en Mt/an)*	
	Brute (1)	**Nette** (2)	**Brute** (1)	**Nette** (2)	**Brut** (1)	**Net** (2)
Green Bond n° 1 – novembre 2013	1 755	976	7,0	4,1	3,3	1,8
Green Bond n° 2 – octobre 2015	574	346	2,4	1,5	1,7	1,1

(1) Somme des impacts bruts de chaque projet recevant un financement du Green Bond *correspondant.*
(2) Somme des impacts de chaque projet pondérés de la part de l'investissement total financé par le Green Bond *correspondant.*

Les impacts présentés ci-dessus sont établis sur la base des principes méthodologiques suivants :

- capacité des projets financés : capacité installée à l'issue de la construction de chaque Projet Éligible telle que prévue dans le dossier d'investissement et mise à jour le cas échéant en phase de construction ou de mise en service du projet ;
- production attendue : prévision de production (dite « P50 ») prise en compte au moment de la décision d'investissement de chaque Projet Éligible ;
- émissions de CO_2 évitées : le facteur d'émission moyen du kilowattheure du système électrique est estimé sur la base du mix énergétique du système électrique et des facteurs d'émissions ACV de chaque filière de production. Le facteur d'émission du projet correspond directement au facteur d'émission ACV de la filière de production du projet. Les mix énergétiques sont ceux publiés par l'*Environmental Protection Agency* (2012) pour les grands réseaux électriques aux États-Unis, *Statistics Canada* (2013) pour les réseaux et provinces du Canada, et l'Agence internationale de l'énergie (2013) pour les autres pays. Les facteurs d'émissions ACV de chaque filière de production correspondent aux valeurs médianes établies par le Groupement d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) et publiées dans son 5e rapport d'évaluation (2014). La méthodologie détaillée est disponible sur demande auprès du siège du groupe EDF. Il est important de noter (i) qu'il n'existe pas de référentiel unique définissant une méthodologie de calcul des émissions de CO_2 évitées et (ii) que la production attendue et, par conséquent, les émissions de CO_2 évitées sont des données prévisionnelles estimées et non des données réelles.

CRITÈRES D'ÉLIGIBILITÉ DES PROJETS VALIDÉS PAR VIGEO

1. Évaluation des pays d'implantation de projets en matière de droits civiques et de gouvernance

EDF Énergies Nouvelles fixe le *scoring* minimum, issu de la méthodologie d'évaluation *Country Rating* de Vigeo [1], à atteindre par les pays éligibles [2] à l'accueil de projets financés par les fonds levés lors de l'émission obligataire responsable. Ce *scoring* repose sur les indicateurs suivants.

Critères	**Indicateurs/éléments probants**
Respect, protection et promotion des libertés et des droits de l'homme	Intégration, signature ou ratification des conventions relatives (i) aux droits de l'homme et (ii) aux droits du travail
Démocratie des institutions	Indicateurs de résultats sur : stabilité et liberté politique ; prévention de la corruption ; liberté de la presse ; indépendance du système judiciaire ; sécurité juridique

2. Maîtriser les impacts environnementaux du projet

Critères	**Indicateurs/éléments probants**
Une étude d'impacts est effectuée (= effets sur l'environnement et mesures identifiées)	Étude d'impacts existante
Un suivi du cahier des charges environnemental du projet est prévu en phase de construction	Production d'un *reporting* interne ou signature d'un contrat de prestation externe suivi environnemental
Un référent Environnement désigné pour chaque projet est exigé	Nom/fonction du référent Environnement de chaque projet
Les contrats doivent respecter les prescriptions du cahier des charges environnemental du projet pour la partie qui leur incombe	Déclinaison appropriée du cahier des charges dans les contrats

1. *Notation mise à jour deux fois par an.*
2. *Pour ce qui concerne les États-Unis, EDF Énergies Nouvelles considère que les conditions minimales attendues sur ces deux indicateurs sont atteintes et que le pays est éligible.*

3. Protéger la santé et la sécurité de tous les intervenants

Critères	Indicateurs/éléments probants
Un coordinateur Santé-Protection-Sécurité ou équivalent est prévu sur le chantier	Nom et fonction du coordinateur de chaque chantier du projet
Des plans de prévention sont prévus systématiquement avec les intervenants sur chantier	Plan de prévention entreprise intervenant sur le chantier

4. Promouvoir des relations fournisseurs responsables

Critères	Indicateurs/éléments probants
La Charte Développement durable fournisseurs et sous-traitants d'EDF EN est signée par chaque entreprise pour assurer sa prise de connaissance	Intégration dans leur contrat ou à défaut, signature de la Charte par les entreprises mandataires
La gestion du projet par EDF EN est conforme aux principes de la Charte éthique du Groupe EDF	Attestation de conformité à la Charte signée par le chargé de projet Existence éventuelle d'alertes éthiques sur le projet
Une vérification des bonnes pratiques et risques en matière de réputation et une recherche des controverses ont été effectuées sur les partenaires financiers en amont	Preuves juridiques, légales et/ou bancaires sur les pratiques, notamment sociales, du (des) partenaire(s) financier(s) (Direction du Contrôle des risques EDF)
La traçabilité de l'emploi des fonds jusqu'aux bénéficiaires est garantie	Chiffres en euros sur l'emploi des fonds par les bénéficiaires
Des règles en matière d'avantages et cadeaux aux personnels EDF EN sont définies en amont	Politique relative aux cadeaux et invitations applicable
Une clause de confidentialité engageant l'entreprise et EDF EN est intégrée dans le contrat	Engagement clause confidentialité
La consultation des fournisseurs est systématique, sauf cas justifié de gré à gré (notamment existence d'un contrat-cadre)	Traçabilité du *process* pour des achats représentant au minimum deux tiers de la valeur totale des contrats de fourniture du projet
Les décisions d'attribution des contrats sont formalisées sur la base de critères objectivés et identiques pour tous, en vue d'assurer l'égalité de traitement (*cf.* politique Achats groupe EDF EN)	Traçabilité du processus de décision d'attribution pour des achats représentant au minimum deux tiers de la valeur totale des contrats de fourniture du projet

5. Assurer la concertation avec les acteurs du territoire

Critères	Indicateurs/éléments probants
Un dispositif de concertation des parties prenantes externes est déployé dès la phase de conception du projet	Liste des actions de concertation/consultation conduites Exemples : nombre de réunions publiques, bulletins d'information, etc.
Un dispositif d'information des parties prenantes, au minimum des mitoyens de la zone et usagers du site, est prévu sur toute la durée du chantier	Actions menées

ATTESTATION DE L'UN DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES INFORMATIONS RELATIVES À L'ALLOCATION, AU 31 DÉCEMBRE 2015, DES FONDS LEVÉS DANS LE CADRE DES ÉMISSIONS OBLIGATAIRES *GREEN BOND* DU 25 NOVEMBRE 2013 ET DU 8 OCTOBRE 2015

Au Président-Directeur Général,

En notre qualité de Commissaire aux comptes de la société Électricité de France SA (la « Société ») et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2015, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires *Green Bond* (les « Émissions ») du 25 novembre 2013 (l'« Émission GB 2013 ») et du 8 octobre 2015 (l'« Émission GB 2015 »), d'un montant de 1 400 000 000 euros et 1 250 000 000 dollars américains respectivement, figurant dans le document ci-joint, intitulé « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes *(Green Bond)* émises par EDF en novembre 2013 et octobre 2015 », et établi conformément aux termes et conditions des contrats d'émission du 25 novembre 2013 et du 8 octobre 2015 (les « Contrats d'Émission »).

Ce document, destiné à l'information des porteurs des titres obligataires *Green Bond,* a été établi sous votre responsabilité. Il fait ressortir une allocation des fonds levés à des projets éligibles (les « Projets Éligibles ») depuis la date de réception des fonds jusqu'au 31 décembre 2015 (l'« Allocation des Fonds Levés ») :

- au titre de l'Émission GB 2013, soit du 27 novembre 2013 au 31 décembre 2015, d'un montant de 1 400 millions d'euros ;
- au titre de l'Émission GB 2015, soit du 13 octobre 2015 au 31 décembre 2015, d'un montant de 500 millions de dollars américains.

Ces informations ont été établies à partir notamment des livres comptables ayant servi à la préparation des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Il nous appartient de nous prononcer sur :

- le respect des quatre composants des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association* [1] à savoir (i) l'utilisation des fonds levés, (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles, (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de *reporting* ;
- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis dans les Contrats d'Émission ;
- le suivi des fonds issus des Émissions, dans un portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à l'allocation des fonds à des Projets Éligibles, et sur la concordance du montant des fonds alloués aux Projets Éligibles au 31 décembre 2015 dans le cadre des Émissions, avec la comptabilité et les données sous-tendant la comptabilité ;
- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des modalités appliquées par la Société pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées par les Projets Éligibles financés au 31 décembre 2015 à la méthodologie décrite dans la section « Impact des Projets Éligibles financés » du document joint à la présente attestation.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les critères d'éligibilité définis en annexe des Contrats d'Émission et, en particulier, de donner une interprétation des termes des Contrats d'Émission ;
- de nous prononcer sur l'utilisation effective des fonds alloués aux Projets Éligibles postérieurement à leur allocation ;
- de nous prononcer sur le caractère approprié de la méthodologie utilisée pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées.

Dans le cadre de notre mission de commissariat aux comptes, nous avons effectué, conjointement avec le Co-commissaire aux comptes, un audit des comptes consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2015. Notre audit, effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France, avait pour objectif d'exprimer une opinion sur les comptes consolidés pris dans leur ensemble, et non pas sur des éléments spécifiques de ces comptes utilisés pour la détermination de ces informations. Par conséquent, nous n'avons pas effectué nos tests d'audit et nos sondages dans cet objectif, et nous n'exprimons aucune opinion sur ces éléments pris isolément. Ces comptes consolidés, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires, ont fait l'objet de notre rapport en date du 15 février 2016.

En outre, nous n'avons pas mis en œuvre de procédures pour identifier, le cas échéant, les événements survenus postérieurement à l'émission de notre rapport sur les comptes consolidés en date du 15 février 2016.

Notre intervention, qui ne constitue ni un audit ni un examen limité, a été effectuée selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nos travaux ont consisté, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, à :

- pour les informations relatives à l'Allocation des Fonds Levés et au respect des quatre composants des *Green Bond Principles :*
  - vérifier la correcte prise en compte des quatre composants des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association* [1] à savoir (i) l'utilisation des fonds levés, (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles, (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de *reporting,*
  - prendre connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint,
  - vérifier la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les critères d'éligibilité, tels que définis en annexe des Contrats d'Émission,
  - vérifier la correcte ségrégation des fonds levés lors des Émissions et leur allocation exclusive à des Projets Éligibles,
  - vérifier la proportion globale des investissements réalisés au titre des Projets Éligibles et financés par chacune des Émissions,
  - effectuer les rapprochements nécessaires entre ces informations et la comptabilité dont elles sont issues et vérifier qu'elles concordent avec les éléments ayant servi de base à l'établissement des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015 ;
- pour l'estimation des émissions de CO_2 évitées :
  - procéder à une revue critique de la méthodologie utilisée pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées,
  - vérifier la conformité dans tous leurs aspects significatifs des modalités appliquées pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées par les Projets Éligibles financés au cours de la période avec la méthodologie décrite dans la section « Impact des Projets Éligibles financés » du document joint à la présente attestation,
  - vérifier la cohérence des informations relatives à l'estimation des données de production et au choix des facteurs d'émission utilisés (calcul des facteurs d'émission des réseaux électriques où les projets sont implantés et choix des facteurs d'émission par technologie de production d'énergie), étant précisé qu'il n'existe pas de référentiel unique définissant une méthodologie de calcul des émissions de CO_2 évitées.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler :

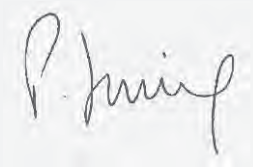
- sur le respect des quatre composants des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association* [1] ;
- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis dans les Contrats d'Émission ;
- sur le suivi des fonds issus des Émissions, dans un portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à l'allocation des fonds à des Projets Éligibles, et sur la concordance du montant des fonds alloués aux Projets Éligibles au 31 décembre 2015 dans le cadre des Émissions, avec la comptabilité et les données sous-tendant la comptabilité ;
- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des modalités appliquées par la Société pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées par les Projets Éligibles financés au 31 décembre 2015 par rapport à la méthodologie décrite dans la section « Impact des Projets Éligibles financés » du document joint à la présente attestation.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé ci-avant et ne doit pas être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

Neuilly-sur-Seine, le 28 avril 2016

L'un des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés



Patrick E. Suissa

Associé

1. International Capital Market Association, « *Green Bond Principles, 2015 – Voluntary Process Guidelines for Issuing Green Bonds* », *27 mars 2015.*

Suivi du chantier du site EDF Lab Paris Saclay
©EDF - Philippe Eranian

7 Informations générales concernant la Société et son capital

7.1 Informations générales concernant la Société 480

7.1.1 Dénomination sociale et siège social 480
7.1.2 Registre du commerce et des sociétés, code APE 480
7.1.3 Date de constitution et durée de la Société 480
7.1.4 Forme juridique et législation applicable 480

7.2 Actes constitutifs et statuts 480

7.2.1 Objet social 480
7.2.2 Exercice social 480
7.2.3 Répartition statutaire des bénéfices 480
7.2.4 Droits attachés aux actions 481
7.2.5 Cession et transmission des actions 481
7.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits de vote 481
7.2.7 Assemblées générales 481
7.2.8 Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société 482
7.2.9 Franchissements de seuils 482

7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat 483

7.3.1 Montant et évolution du capital social 483
7.3.2 Autodétention et programme de rachat d'actions 484
7.3.3 Capital autorisé mais non émis 485
7.3.4 Autres titres donnant accès au capital 486
7.3.5 Titres non représentatifs du capital 486
7.3.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel 487
7.3.7 Nantissement des titres de la Société 487
7.3.8 Répartition du capital et des droits de vote 487
7.3.9 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle 488

7.4 Marché des titres de la Société 489

7.5 Opérations avec des apparentés 491

7.5.1 Relations avec l'État 491
7.5.2 Relations avec Engie (ex-GDF Suez) 491
7.5.3 Relations avec les entreprises du secteur public 491
7.5.4 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés 491

7.6 Contrats importants 493

7.1 Informations générales concernant la Société

7.1.1 DÉNOMINATION SOCIALE ET SIÈGE SOCIAL

La dénomination de la Société est : « Électricité de France ». La Société peut aussi être légalement désignée par le seul sigle « EDF ».

Le siège social est à Paris 8e, 22-30, avenue de Wagram.

7.1.2 REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIÉTÉS, CODE APE

La Société est immatriculée au Registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317. Son code APE est 401E.

7.1.3 DATE DE CONSTITUTION ET DURÉE DE LA SOCIÉTÉ

EDF a été constitué, en vertu de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, sous la forme d'un établissement public industriel et commercial (EPIC), avant d'être transformé en société anonyme par la loi du 9 août 2004 et le décret du 17 novembre 2004.

La durée de la Société est de 99 ans à compter du 19 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

7.1.4 FORME JURIDIQUE ET LÉGISLATION APPLICABLE

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à Conseil d'administration régie par les lois et règlements applicables aux sociétés commerciales, notamment le Code de commerce, dans la mesure où il n'y est pas dérogé par des dispositions spécifiques issues notamment du Code de l'énergie et de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique ou par ses statuts.

7.2 Actes constitutifs et statuts

Dans le présent document de référence, la référence aux statuts correspond aux statuts de la Société tels qu'approuvés par le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 pris en application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (« la loi du 9 août 2004 ») et modifiés postérieurement à différentes reprises.

7.2.1 OBJET SOCIAL

EDF a pour objet, tant en France qu'à l'étranger :

- d'assurer la production, le transport, la distribution, la fourniture et le négoce d'énergie électrique, de même que d'assurer l'importation et l'exportation de cette énergie ;
- d'assurer les missions de service public qui lui sont imparties par les lois et règlements, en particulier le Code de l'énergie et l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, ainsi que par les traités de concession, et notamment la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et les missions de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues, de fournitures d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à assurer le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité par la réalisation des objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le Ministre chargé de l'énergie ;
- de développer plus généralement toute activité industrielle, commerciale ou de service, y compris des activités de recherche et d'ingénierie dans le domaine de l'énergie, destinées à toute catégorie de clientèle ;
- de valoriser l'ensemble des actifs mobiliers et immobiliers qu'elle détient ou utilise ;
- de créer, d'acquérir, de louer, de prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, de prendre à bail, d'installer, d'exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- de prendre, d'acquérir, d'exploiter ou de céder tous procédés et brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- de participer de manière directe ou indirecte à toutes opérations pouvant se rattacher à l'un des objets précités, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt, de fusion, d'association ou de toute autre manière ; et
- plus généralement, de se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires ou connexes et encore à tous objets qui seraient de nature à favoriser ou à développer les affaires de la Société.

7.2.2 EXERCICE SOCIAL

Chaque exercice social a une durée de 12 mois commençant le 1er janvier et se terminant le 31 décembre de chaque année.

7.2.3 RÉPARTITION STATUTAIRE DES BÉNÉFICES

Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice net de l'exercice, diminué des pertes antérieures et des différents prélèvements prévus par la loi ou les statuts et augmenté du report bénéficiaire.

L'Assemblée générale peut décider la mise en distribution de sommes prélevées sur les réserves dont elle a la libre disposition en indiquant expressément les postes de réserves sur lesquels les prélèvements sont effectués.

Après approbation des comptes et constatation de l'existence de sommes distribuables (celles-ci incluant le bénéfice distribuable et éventuellement les sommes prélevées sur les réserves visées ci-dessus), l'Assemblée générale décide, en tout ou partie, de les distribuer aux actionnaires à titre de dividende, de les affecter à des postes de réserves ou de les reporter à nouveau. Le Conseil d'administration a également la faculté de distribuer des acomptes sur dividende avant l'approbation des comptes de l'exercice dans les conditions prévues par la loi.

L'Assemblée générale a la faculté d'accorder aux actionnaires, pour tout ou partie du dividende mis en distribution ou des acomptes sur dividende, une option entre le paiement en numéraire et le paiement en actions. En outre, l'Assemblée générale peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la Société, y compris des titres financiers.

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10 % du dividende versé aux autres actions, y compris dans le cas de paiement du dividende en actions. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social à la date de clôture de l'exercice écoulé. Le premier dividende majoré a été versé en 2014 au titre de l'exercice 2013 (voir section 6.7.2 « Politique de distribution, dividende majoré »).

Les modalités de mise en paiement des distributions votées par l'Assemblée générale, ainsi que les dates de jouissance des actions distribuées, sont fixées par elle ou, à défaut, par le Conseil d'administration, dans les conditions légales. Lorsque le montant des distributions, autres qu'en numéraire, auquel a droit l'actionnaire ne correspond pas à un nombre entier d'actions, ce dernier peut recevoir le nombre d'actions immédiatement inférieur complété d'une soulte en espèces ou, si l'Assemblée générale l'a demandé, le nombre d'actions immédiatement supérieur, en versant la différence en numéraire.

7.2.4 DROITS ATTACHÉS AUX ACTIONS

Chaque action donne droit, dans les bénéfices et l'actif social, à une part proportionnelle à la quotité du capital qu'elle représente. En outre, elle donne droit au vote et à la représentation dans les Assemblées générales, dans les conditions et sous les restrictions législatives, réglementaires et statutaires.

À la date de dépôt du présent document de référence, EDF n'a émis qu'une seule catégorie d'actions.

La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts et aux décisions de l'Assemblée générale.

En application de l'article L. 225-123 du Code de commerce tel que modifié par la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014, un droit de vote double de celui dont bénéficient les autres actions sera conféré de droit à toutes les actions entièrement libérées pour lesquelles il sera justifié d'une inscription nominative, depuis deux ans au moins, au nom du même actionnaire. Ces dispositions ont pris effet le 3 avril 2016. En effet, le Conseil d'administration d'EDF avait décidé de ne pas proposer à l'Assemblée générale de modification des statuts visant à faire obstacle à l'application du droit de vote double prévu à l'article L. 225-123 du Code de commerce.

Les actionnaires ne supportent les pertes qu'à concurrence de leurs apports.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, en cas d'échange, de regroupement ou d'attribution d'actions, ou en conséquence d'augmentation ou de réduction de capital, de fusion ou opération sociale, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions nécessaires.

Les actions sont nominatives ou au porteur, au choix de l'actionnaire, sous réserve des dispositions législatives ou réglementaires.

Les actions peuvent être inscrites au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues aux articles L. 228-1 et suivants du Code de commerce. L'intermédiaire est tenu de déclarer sa qualité d'intermédiaire détenant des titres pour le compte d'autrui, dans les conditions législatives et réglementaires. Ces dispositions sont également applicables aux autres valeurs mobilières émises par la Société.

La Société est en droit, dans les conditions législatives et réglementaires en vigueur, de demander à tout moment, contre rémunération à sa charge, au dépositaire central d'instruments financiers, selon le cas, le nom ou la dénomination, la nationalité, l'année de naissance ou l'année de constitution, et l'adresse des détenteurs de titres au porteur conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses propres Assemblées d'actionnaires, ainsi que la quantité de titres détenus par chacun d'eux et, le cas échéant, les restrictions dont les titres peuvent être frappés. La Société, au vu de la liste transmise par l'organisme susmentionné, a la faculté de demander aux personnes figurant sur cette liste et dont la Société estime qu'elles pourraient être inscrites pour le compte de tiers les informations ci-dessus concernant les propriétaires des titres.

S'il s'agit de titres de forme nominative donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 précité du Code de commerce est tenu, dans un délai de dix jours ouvrables à compter de la demande, de révéler l'identité des propriétaires de ces titres sur simple demande de la Société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

7.2.5 CESSION ET TRANSMISSION DES ACTIONS

Les actions sont librement négociables sous réserve des dispositions législatives et réglementaires. Elles font l'objet d'une inscription en compte et se transmettent par voie de virement de compte à compte.

7.2.6 MODIFICATION DES STATUTS, DU CAPITAL ET DES DROITS DE VOTE

Toute modification des statuts, du capital ou des droits de vote attachés aux titres qui le composent est soumise aux prescriptions légales, les statuts ne prévoyant pas de dispositions spécifiques.

7.2.7 ASSEMBLÉES GÉNÉRALES

7.2.7.1 Convocations aux assemblées

Les Assemblées générales sont convoquées par le Conseil d'administration ou, à défaut, par les Commissaires aux comptes, ou par toute personne habilitée à cet effet. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

7.2.7.2 Participation aux assemblées et exercice du droit de vote

Les Assemblées générales peuvent avoir lieu par visioconférence ou par des moyens de télécommunication permettant l'identification des actionnaires et dont la nature et les conditions d'application sont déterminées par les articles R. 225-97 à R. 225-99 du Code de commerce. Dans ce cas, sont réputés présents, pour le calcul du quorum et de la majorité, les actionnaires qui participent à l'assemblée par lesdits moyens, dans les conditions légales.

L'Assemblée générale se compose de tous les actionnaires quel que soit le nombre d'actions qu'ils possèdent.

Les actionnaires peuvent choisir entre l'une des trois modalités suivantes de participation : assister personnellement à l'Assemblée en demandant une carte d'admission, donner pouvoir (procuration) au Président de l'Assemblée générale ou à toute personne physique ou morale de leur choix (article L. 225-106 du Code de commerce) ou voter à distance.

Conformément à l'article R. 225-85 du Code de commerce, il est justifié du droit de participer à l'Assemblée générale par l'inscription en compte des titres au nom de l'actionnaire ou de l'intermédiaire inscrit pour son compte (en application du septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce), au deuxième jour précédant l'Assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société (ou son mandataire), soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

Conformément à l'article R. 225-85 du Code de commerce, l'inscription des titres dans les comptes de titres au porteur tenus par les intermédiaires financiers est constatée par une attestation de participation délivrée par ces derniers, le cas échéant par voie électronique dans les conditions prévues à l'article R. 225-61 du Code de commerce, en annexe du formulaire de vote à distance, de la procuration de vote ou de la demande de carte d'admission établie au nom de l'actionnaire ou pour le compte de l'actionnaire représenté par l'intermédiaire inscrit.

Tout actionnaire peut donner pouvoir à toute personne physique ou morale de son choix en vue d'être représenté à une Assemblée générale. Le mandat et, le cas échéant, sa révocation sont écrits et communiqués à la Société. Le mandat est révocable dans les mêmes formes que celles requises pour la désignation du mandataire, le cas échéant par voie électronique. Les propriétaires des titres régulièrement inscrits au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues audit article par un intermédiaire inscrit.

EDF offre à ses actionnaires la possibilité de voter par internet, avant l'Assemblée générale.

Certaines actions peuvent bénéficier d'un droit de vote double dans les conditions définies par la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014 (voir section 7.2.4 « Droits attachés aux actions »).

7.2.7.3 Demande d'inscription à l'ordre du jour de points ou de projets de résolutions et questions écrites au Conseil d'administration

Les demandes d'inscription à l'ordre du jour de l'Assemblée générale de points ou de projets de résolutions par des actionnaires remplissant les conditions prévues par l'article R. 225-71 du Code de commerce doivent parvenir à la Société au plus tard le vingt-cinquième jour qui précède la date de l'Assemblée, sans pouvoir être adressées plus de 20 jours calendaires après la publication de l'avis préalable de réunion, conformément à l'article R. 225-73 du Code de commerce.

La demande d'inscription d'un point à l'ordre du jour est motivée. La demande d'inscription de projets de résolution est accompagnée du texte des projets de résolution, qui peuvent être assortis d'un bref exposé des motifs.

Les auteurs de la demande justifient, à la date de la demande, de la possession ou de la représentation de la fraction du capital exigée par l'article R. 225-71 du Code de commerce. Les demandes doivent être accompagnées d'une attestation d'inscription en compte. L'examen du point ou de la résolution est subordonné à la transmission, par les auteurs de la demande, d'une nouvelle attestation justifiant de l'inscription des titres dans les mêmes comptes au deuxième jour précédant l'Assemblée.

Chaque actionnaire a par ailleurs la faculté d'adresser au Conseil d'administration les questions écrites de son choix. Le Conseil d'administration y répond au cours de l'Assemblée ou, conformément à l'article L. 225-108 du Code de commerce, la réponse est réputée donnée dès lors qu'elle figure sur le site internet de la Société.

Les questions écrites doivent être envoyées à la Société par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ou par télécommunication électronique au plus tard le quatrième jour ouvré précédant la date de l'Assemblée générale. Conformément à l'article R. 225-84 du Code de commerce, pour être prises en compte, ces questions doivent être accompagnées d'une attestation d'inscription en compte.

7.2.7.4 Opérations de cession temporaire en période d'assemblée

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-126 du Code de commerce, toute personne qui détient, seule ou de concert, au titre d'une ou plusieurs opérations de cession temporaire ou de toute opération lui donnant le droit ou lui faisant obligation de revendre ou de restituer ces actions au cédant, un nombre d'actions représentant plus de 0,5 % des droits de vote d'une société cotée, doit informer la société et l'Autorité des Marchés Financiers, au plus tard le deuxième jour ouvré précédant l'Assemblée générale à zéro heure, heure de Paris, et lorsque le contrat organisant cette opération demeure en vigueur à cette date, du nombre total d'actions qu'elle possède à titre temporaire. Cette déclaration comporte, outre le nombre d'actions acquises, l'identité du cédant, la date et l'échéance du contrat relatif à l'opération et, s'il y a lieu, la convention de vote.

À défaut d'information de la société et de l'Autorité des Marchés Financiers, les actions ainsi acquises sont automatiquement privées de droit de vote pour l'Assemblée d'actionnaires concernée et pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à la revente ou la restitution desdites actions.

En outre, le représentant de la société, un actionnaire ou l'Autorité des Marchés Financiers peut demander au Tribunal de commerce de prononcer la suspension totale ou partielle, pour une durée maximum de cinq ans, de ses droits de vote à l'encontre de tout actionnaire qui n'aurait pas procédé à cette information, peu important que l'actionnaire emprunteur ait ou non exercé les droits de vote.

7.2.8 DISPOSITIFS STATUTAIRES OU LÉGAUX AYANT POUR EFFET DE RETARDER UNE PRISE DE CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ

En vertu de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie et des statuts d'EDF, les modifications du capital social ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil légal de 70 %.

Certaines actions peuvent bénéficier d'un droit de vote double dans les conditions définies par la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014 (voir section 7.2.4 « Droits attachés aux actions »).

À l'exception de ce qui précède, aucun autre dispositif ne vise spécifiquement à prévenir ou retarder une prise de contrôle de la Société par un tiers.

7.2.9 FRANCHISSEMENTS DE SEUILS

En vertu des dispositions du Code de commerce, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui vient à posséder un nombre d'actions représentant plus de 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 25 %, 30 %, 33,3 %, 50 %, 66,6 %, 90 % ou 95 % du capital ou des droits de vote informe la Société, au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de bourse suivant le jour du franchissement du seuil de participation, du nombre total d'actions ou de droits de vote qu'elle possède (article R. 233-1 du Code de commerce). Par ailleurs, elle doit en informer l'AMF avant la clôture des négociations, au plus tard le quatrième jour de négociation suivant le franchissement du seuil de participation (article 223-14 du règlement général de l'AMF). Les franchissements de seuil déclarés à l'AMF sont rendus publics par cette dernière.

Depuis 2012, les instruments dérivés à dénouement en espèces et ayant un effet économique similaire à la possession des actions sous-jacentes sont pris en compte pour ce calcul des franchissements de seuils (article L. 233-9 I 4° *bis* du Code de commerce). Conformément au règlement général de l'AMF, les détenteurs de ces instruments financiers doivent retenir pour le calcul de leur participation dans le cadre de leurs obligations de déclaration le nombre d'actions sur lesquelles portent ce type d'accords et d'instruments financiers et préciser, lors de leurs éventuelles déclarations de franchissement de seuils, leur intention quant au dénouement de ce type d'accords et d'instruments financiers dont ils bénéficient.

Ces informations sont également transmises, dans les mêmes délais et conditions, lorsque la participation en capital ou en droits de vote devient inférieure aux seuils visés ci-dessus.

À défaut d'avoir été régulièrement déclarées, les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée conformément aux dispositions légales rappelées ci-dessus sont privées du droit de vote pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification.

En outre, les statuts de la Société disposent que toute personne physique ou morale agissant seule ou de concert qui vient à détenir ou qui cesse de détenir directement ou indirectement un nombre de titres correspondant à 0,5 % du capital ou des droits de vote de la Société, ou un multiple de cette fraction, est tenu de notifier à la Société, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de bourse suivant le jour du franchissement de ce seuil, le nombre total d'actions, de droits de vote et de titres donnant accès au capital qu'elle possède. Les statuts de la Société prévoient que s'appliquent aux déclarations de franchissement de seuils statutaires qui y sont prévues les règles de calcul et d'assimilation à la détention d'actions qui sont applicables aux seuils légaux, ainsi que les obligations d'information relatives aux instruments financiers qui ne sont pas assimilés à des actions.

L'inobservation des dispositions qui précèdent est sanctionnée par la privation des droits de vote pour les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée et ce, pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendra jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification prévue ci-dessus, si l'application de cette sanction est demandée par un ou plusieurs actionnaires détenant 1 % au moins du capital de la Société. Cette demande est consignée au procès-verbal de l'Assemblée générale.

7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat

7.3.1 MONTANT ET ÉVOLUTION DU CAPITAL SOCIAL

À la date de dépôt du présent document de référence, le capital social de la Société se décompose de la manière suivante :

Nombre d'actions émises	1 920 139 027
Valeur nominale	0,50 euro par action
Nature des actions émises	actions ordinaires
Montant du capital social	960 069 513,50 euros

Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré. La Société n'a émis ni autorisé aucune action de préférence.

EDF a été transformé en société anonyme et son capital fixé à 8 129 000 000 euros, divisé en 1 625 800 000 actions de 5 euros de nominal, le 20 novembre 2004 en application de la loi du 9 août 2004.

L'Assemblée générale d'EDF en date du 31 août 2005 a donné tous pouvoirs au Conseil d'administration d'EDF à l'effet de réaliser une réduction de capital d'un montant maximum de 7 316 100 000 euros, par diminution de la valeur nominale de 5 euros à un minimum de 0,50 euro. Lors de sa réunion du 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a décidé de réduire le capital social d'un montant de 7 316 100 000 euros, par réduction de 4,50 euros de la valeur nominale des actions, qui est ainsi passée de 5 euros à 0,50 euro. Le capital social a ainsi été ramené à 812 900 000 euros.

Lors de sa réunion du 18 novembre 2005, le Conseil d'administration, faisant usage de l'autorisation qui lui a été donnée par l'Assemblée générale mixte du 10 octobre 2005, a décidé les augmentations du capital social de la Société relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti réalisées dans le cadre de l'introduction en bourse du Groupe. Le Conseil d'administration a ainsi porté le capital social à 906 834 514 euros.

Le 20 décembre 2005, Calyon (désormais Crédit Agricole – CIB) a versé à EDF le prix correspondant à l'exercice de 8 502 062 bons de souscription émis à son bénéfice par décision du Conseil d'administration en date du 18 novembre 2005. Le capital social a ainsi été porté à 911 085 545 euros, divisé en 1 822 171 090 actions ordinaires.

La mise en paiement le 17 décembre 2009 de dividendes en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 13 347 786 euros à la suite de l'émission de 26 695 572 actions. Le capital social a ainsi été porté le 21 janvier 2010 à 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires.

Le 24 juin 2011, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 930 406 055 euros, divisé en 1 860 812 110 actions ordinaires, par émission d'actions nouvelles en rémunération des actions EDF Énergies Nouvelles apportées à la branche échange de l'offre publique alternative d'achat ou d'échange simplifiée portant sur les actions d'EDF Énergies Nouvelles initiée par EDF (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »). Puis, le 28 septembre 2011, le capital a été réduit pour être ramené à la somme de 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires, par annulation des actions achetées dans le cadre du programme de rachat d'actions propres en vue de leur annulation afin de compenser la dilution induite par l'offre précitée.

Le 29 juillet 2013, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 930 004 234 euros, divisé en 1 860 008 468 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 30 mai 2013 d'offrir à chaque actionnaire de la société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour une quote-part du solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

La mise en paiement le 18 décembre 2015 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 30 065 279,50 euros à la suite de l'émission de 60 130 559 actions. Le capital social a ainsi été porté de 930 004 234 euros à 960 069 513,50 euros, divisé en 1 920 139 027 actions ordinaires.

À la date de dépôt du présent document de référence, il n'existe, hormis les actions ordinaires de la Société, aucun autre titre donnant accès, directement ou indirectement, au capital social d'EDF.

7.3.2 AUTODÉTENTION ET PROGRAMME DE RACHAT D'ACTIONS

7.3.2.1 Programme de rachat d'actions en vigueur au jour du dépôt du document de référence (programme autorisé par l'Assemblée générale du 19 mai 2015)

L'Assemblée générale du 19 mai 2015, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants du Code de commerce, a autorisé par sa neuvième résolution la mise en œuvre par le Conseil d'administration d'un programme de rachat des actions de la Société pour un maximum de 10 % du capital de la Société.

Cette résolution a mis fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à l'autorisation d'acheter des actions de la Société donnée par la septième résolution de l'Assemblée générale du 15 mai 2014.

Les objectifs du programme de rachat sont : la remise d'actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des options ou des valeurs mobilières donnant accès par tous moyens, immédiatement ou à terme, à des actions de la Société, ainsi que la réalisation de toutes opérations de couverture à raison des obligations d'EDF (ou de l'une de ses filiales) liées à ces options ou valeurs mobilières ; la conservation des actions pour remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe ou d'apport, de fusion ou de scission ; l'allocation d'actions aux salariés du groupe EDF, notamment dans le cadre de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions dans les conditions prévues par la loi, en particulier par les articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce ou les articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail ; la réduction du capital de la Société par annulation de tout ou partie des titres achetés ; et enfin d'assurer la liquidité de l'action EDF par un prestataire de services d'investissement au travers d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des Marchés Financiers.

Les achats d'actions de la Société peuvent porter sur un nombre d'actions tel que le nombre d'actions que la Société achète pendant la durée du programme de rachat n'excède pas 10 % des actions composant le capital social existant au jour de l'Assemblée l'ayant autorisé et que le nombre d'actions que la Société détient à quelque moment que ce soit ne dépasse pas 10 % des actions composant le capital de la Société.

L'acquisition ou le transfert de ces actions peut être effectué dans les conditions et limites, notamment de volumes et de prix, prévues par les textes en vigueur à la date des opérations considérées, par tous moyens, notamment sur le marché ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs, par le recours à des instruments financiers dérivés ou à des bons ou valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, ou par la mise en place de stratégies optionnelles, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil appréciera. L'autorisation peut être utilisée en période d'offre publique, dans les limites permises par la réglementation applicable.

L'Assemblée générale a fixé à 45 euros le prix maximum d'achat par action [1] et à 2 milliards d'euros le montant maximal des fonds destinés à la réalisation du programme, et a donné au Conseil d'administration tous pouvoirs, avec faculté de délégation, en vue de mettre en œuvre cette autorisation.

L'autorisation a été conférée pour une durée maximum de 18 mois à compter de l'Assemblée générale du 19 mai 2015, elle prendra donc fin le 19 novembre 2016 sauf adoption par l'Assemblée générale du 12 mai 2016 du nouveau programme présenté au paragraphe 7.3.2.3 ci-dessous.

7.3.2.2 Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres au cours de l'exercice 2015

Nombre d'actions autodétenues au 31 décembre 2015	2 310 753
Pourcentage de capital autodétenu au 31 décembre 2015	0,1203 %
Valeur comptable du portefeuille au 31 décembre 2015 (1) *(en euros)*	38 131 116,15
Valeur de marché du portefeuille au 31 décembre 2015 (2) *(en euros)*	31 368 471,98
Nombre d'actions annulées au cours des derniers 24 mois	0

(1) Évaluée au cours d'achat.
(2) Sur la base du cours de clôture au 31 décembre 2015, soit 13,575 euros.

Contrat de liquidité

EDF a confié à Oddo Corporate Finance, à partir du 25 juillet 2012, la mise en œuvre d'un contrat de liquidité conforme à la Charte de déontologie de l'AMAFI approuvée par l'AMF. Pour la mise en œuvre de ce contrat, EDF a affecté les moyens suivants : 1 350 000 titres EDF transférés de l'ancien contrat de liquidité et 50 millions d'euros en espèces.

Au titre de l'exercice 2015, EDF a payé les commissions suivantes au titre des contrats de liquidité : 80 000 euros à Oddo Corporate Finance.

Nombre d'actions achetées et vendues au cours de l'exercice 2015

Au cours de l'exercice 2015, EDF a, dans le cadre du contrat de liquidité, acquis 12 408 150 de ses propres actions et cédé 11 779 578 actions. Le cours moyen d'achat des actions a été de 20,6233 euros et le cours moyen de vente a été de 20,5004 euros.

Affectation du portefeuille au 31 décembre 2015

Au 31 décembre 2015, la Société détenait un total de 2 310 753 de ses propres actions, se décomposant en 2 260 159 actions détenues dans le cadre du contrat de liquidité (représentant 0,1177 % de son capital social), et un solde de 50 594 actions (représentant 0,0026 % de son capital social), acquises sur le marché en vue d'une attribution aux salariés dans le cadre du plan d'attribution gratuite d'actions « ACT 2007 » et non attribuées.

À cette date, aucune action n'était détenue directement ou indirectement par des filiales d'EDF.

Opérations postérieures à la clôture

Entre le 1er janvier 2016 et le 31 mars 2016, la Société a acquis 3 105 875 de ses propres actions pour une valeur unitaire moyenne de 10,74878 euros, et cédé 2 643 991 actions pour une valeur unitaire moyenne de 10,8408 euros.

1. *Sous réserve d'ajustement par le Conseil d'administration en cas d'incorporation de primes, de réserves ou de bénéfices donnant lieu soit à l'élévation de la valeur nominale des actions, soit à la création et à l'attribution gratuite d'actions, ainsi qu'en cas de division de la valeur nominale de l'action ou de regroupement d'actions, ou de toute autre opération portant sur les capitaux propres, pour tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.*

7.3.2.3 Descriptif du programme soumis pour autorisation à l'Assemblée générale du 12 mai 2016

Comme indiqué ci-avant, l'autorisation décrite au paragraphe 7.3.2.1 prendra fin le 19 novembre 2016 sauf adoption par l'Assemblée générale du 12 mai 2016 de la résolution décrite ci-dessous.

Conformément au projet de résolution arrêté par le Conseil d'administration du 15 février 2016, il sera proposé à l'Assemblée générale mixte du 12 mai 2016 d'autoriser un programme de rachat d'actions, dont les caractéristiques sont similaires au programme autorisé par l'Assemblée générale du 19 mai 2015, notamment en ce qui concerne les objectifs dudit programme, les limitations portant sur le nombre d'actions pouvant être rachetées ainsi que le montant maximum pouvant être alloué au programme de rachat d'actions (2 milliards d'euros). Le prix maximum d'achat des actions est fixé à 30 euros.

7.3.3 CAPITAL AUTORISÉ MAIS NON ÉMIS

Le tableau ci-après présente de façon synthétique les délégations de compétence et autorisations d'augmenter ou réduire le capital social en vigueur à la date de dépôt du présent document de référence, accordées par l'Assemblée générale mixte du 15 mai 2014 au Conseil d'administration, et leur utilisation au 31 décembre 2015 :

ÉTAT DES AUTORISATIONS ADOPTÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 15 MAI 2014

Titres concernés/type d'émission	Durée [1] de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital *(en millions d'euros)*	Utilisation des autorisations *(en millions d'euros)*
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2016	45 [2]	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2016	45 [2]	néant
Délégation de compétence au Conseil pour procéder à des offres par placement privé [3] avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2016	45 [2] et 20 % du capital social par an	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2016	15 % du montant de l'émission initiale [2]	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres	26 mois 15 juillet 2016	1 000	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par la Société	26 mois 15 juillet 2016	45 [2]	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature [4]	26 mois 15 juillet 2016	10 % du capital de la Société dans la limite de 45 [2]	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne Émissions réservées au personnel	26 mois 15 juillet 2016	10	néant
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	26 mois 15 juillet 2016	10 % du capital par période de 24 mois	néant

(1) À compter du 15 mai 2014, date de l'Assemblée générale mixte.
(2) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 45 millions d'euros prévu par la 8e résolution soumise à l'Assemblée générale du 15 mai 2014 s'applique à toutes les augmentations de capital, à l'exception des augmentations de capital par incorporation de réserves, primes, bénéfices ou autres et des augmentations de capital réservées au profit d'adhérents de plans d'épargne.
(3) Offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, s'adressant exclusivement aux personnes fournissant des services d'investissement de gestion de portefeuille pour compte de tiers ou à des investisseurs qualifiés ou à un cercle restreint d'investisseurs agissant pour compte propre.
(4) Article L. 225-147 du Code de commerce.

AUTORISATIONS PROPOSÉES AU VOTE DE L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 12 MAI 2016

Le tableau ci-après présente les autorisations qui seront proposées au vote de l'Assemblée générale mixte du 12 mai 2016 conformément aux projets de résolutions arrêtés par le Conseil d'administration du 8 mars 2016.

Titres concernés/type d'émission	Durée [1] de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital *(en millions d'euros)*	Utilisation des autorisations *(en millions d'euros)*
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 12 juillet 2018	240 [2]	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 12 juillet 2018	95 [2]	néant
Délégation de compétence au Conseil pour procéder à des offres par placement privé [3] avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 12 juillet 2018	95 [2] et 20 % du capital social par an	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 12 juillet 2018	15 % du montant de l'émission initiale [2]	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres	26 mois 12 juillet 2018	1 000	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par la Société	26 mois 12 juillet 2018	95 [2]	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature [4]	26 mois 12 juillet 2018	10 % du capital de la Société dans la limite de 95 [2]	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne Émissions réservées au personnel	26 mois 12 juillet 2018	10	néant
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	26 mois 12 juillet 2018	10 % du capital par période de 24 mois	néant

(1) À compter du 12 mai 2016, date de l'Assemblée générale mixte.
(2) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 240 millions d'euros prévu par la 10e résolution soumise à l'Assemblée générale du 12 mai 2016 s'applique à toutes les augmentations de capital, à l'exception des augmentations de capital par incorporation de réserves, primes, bénéfices ou autres et des augmentations de capital réservées au profit d'adhérents de plans d'épargne.
(3) Offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, s'adressant exclusivement aux personnes fournissant des services d'investissement de gestion de portefeuille pour compte de tiers ou à des investisseurs qualifiés ou à un cercle restreint d'investisseurs agissant pour compte propre.
(4) Article L. 225-147 du Code de commerce.

7.3.4 AUTRES TITRES DONNANT ACCÈS AU CAPITAL

À la date du présent document de référence, il n'existe, hormis les actions ordinaires de la Société, aucun autre titre donnant accès, directement ou indirectement au capital social d'EDF.

7.3.5 TITRES NON REPRÉSENTATIFS DU CAPITAL

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'*Euro Medium Term Notes* (programme dit « EMTN »). Ce programme a été renouvelé régulièrement depuis cette date.

EDF a lancé le 25 septembre 2015 sur le marché taïwanais une émission obligataire « senior » (dite « Formosa ») pour un montant de 1 500 millions de dollars américains d'une maturité de 30 ans, avec un coupon fixe de 4,75 %.

EDF a également lancé le 8 octobre 2015 une émission obligataire « senior » pour un montant de 4 750 millions de dollars en cinq tranches en dollars américains :

- obligation de 1 500 millions de dollars d'une maturité de 5 ans avec un coupon de 2,35 % ;
- obligation verte de 1 250 millions de dollars d'une maturité de 10 ans avec un coupon de 3,625 % ;
- obligation de 500 millions de dollars d'une maturité de 20 ans avec un coupon de 4,75 % ;

- obligation de 1 150 millions de dollars d'une maturité de 30 ans avec un coupon de 4,95 % ;
- obligation de 350 millions de dollars d'une maturité de 40 ans avec un coupon de 5,25 %.

La tranche d'obligation verte (émission dite « Green Bond »), d'un montant total de 1,25 milliard de dollars avec une maturité de 10 ans et un coupon fixe de 3,625 %, permet à EDF de poursuivre ses investissements de développement des énergies renouvelables. Cette transaction s'appuie sur la structure de l'émission obligataire d'EDF datant de novembre 2013, une référence pour le marché, et démontre l'engagement continu d'EDF dans le développement du marché des *Green Bonds* et son soutien aux meilleures pratiques, en ligne avec les *Green Bond Principles* [1] :

- les fonds levés dans le cadre de cette émission sont exclusivement dédiés au financement de nouveaux projets d'énergie renouvelable développés par EDF Énergies Nouvelles ;
- les projets financés sont sélectionnés dans le cadre d'un processus minutieux et documenté basé sur des critères ESG validés par l'agence de notation extra-financière Vigeo [2] ;
- les fonds levés sont gérés et suivis selon un strict principe de ségrégation, depuis leur réception au niveau de la trésorerie EDF jusqu'à leur allocation à des projets verts éligibles.

EDF publiera régulièrement des informations relatives aux montants alloués au titre du *Green Bond* ainsi qu'au portefeuille de projets financés et aux bénéfices environnementaux associés. Deloitte & Associés publiera une attestation sur le respect des engagements pris par EDF, dont la dernière version est incluse en section 6.9 du présent document de référence.

Ces opérations participent au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et s'inscrivent dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée à la note 38 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

7.3.6 INFORMATION SUR LE CAPITAL DE TOUT MEMBRE DU GROUPE FAISANT L'OBJET D'UN ACCORD CONDITIONNEL OU INCONDITIONNEL

Les engagements d'acquisition et de cession de titres de filiales sont décrits à la note 44 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

À l'exception de ces engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements éventuellement décrits au chapitre 1 (« Présentation du Groupe EDF ») du présent document de référence, EDF n'a conclu aucune promesse d'achat ou de vente permettant d'acquérir ou de céder, selon le cas, tout ou partie du capital de la Société ou de l'une de ses filiales, au sens de l'article L. 233-1 du Code de commerce.

7.3.7 NANTISSEMENT DES TITRES DE LA SOCIÉTÉ

À la connaissance de la Société, aucune des actions ordinaires composant son capital social ne fait l'objet d'un nantissement.

7.3.8 RÉPARTITION DU CAPITAL ET DES DROITS DE VOTE

Durant les trois derniers exercices, la répartition du capital social d'EDF au 31 décembre était la suivante :

	Situation au 31/12/2015			Situation au 31/12/2014			Situation au 31/12/2013		
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote
État	1 630 870 545	84,94	85,04	1 571 433 448	84,49	84,56	1 571 433 448	84,49	84,56
Institutionnels et particuliers	255 445 264	13,30	13,32	254 927 584	13,70	13,72	253 337 995	13,62	13,64
Actionnariat salarié	31 512 465 (1)	1,64	1,64	31 965 255 (2)	1,72	1,72	33 493 009 (3)	1,80	1,80
Actions autodétenues	2 310 753	0,12	–	1 682 181	0,09	–	1 744 016	0,09	–
TOTAL	**1 920 139 027**	**100,00**	**100,00**	**1 860 008 468**	**100,00**	**100,00**	**1 860 008 468**	**100,00**	**100,00**

(1) Ce nombre comprend d'une part 27 122 068 actions (représentant 1,41 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne Groupe EDF et du plan d'épargne Groupe EDF International). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,4 millions d'actions, représentant 0,23 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

(2) Ce nombre comprend d'une part 27 443 950 actions (représentant 1,48 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne Groupe EDF et du plan d'épargne Groupe EDF International). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,5 millions d'actions, représentant 0,24 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

(3) Ce nombre comprend d'une part 28 430 375 actions (représentant 1,53 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne Groupe EDF et du plan d'épargne Groupe EDF International). Ce nombre comprend d'autre part près de 5,1 millions d'actions, représentant 0,27 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

1. *Les* Green Bond Principles, *mis à jour en mars 2015, sont des lignes directrices d'application volontaire pour l'émission de* Green Bonds *qui recommandent la transparence et la publication d'informations de manière à soutenir le développement du marché des* Green Bonds *dans une optique d'intégrité. Pour plus d'information : http://www.icmagroup.org/Regulatory-Policy-and-Market-Practice/green-bonds/green-bond-principles.*
2. *Les critères « ESG » couvrent cinq domaines : respect des droits de l'homme et gouvernance dans le pays hôte du projet ; gestion des impacts environnementaux ; protection de la santé et de la sécurité des employés ; promotion d'une relation responsable avec les fournisseurs ; et dialogue avec les parties prenantes locales.*

À la connaissance de la Société, aucun autre actionnaire que l'État français ne détient directement ou indirectement plus de 5 % du capital et des droits de vote.

La Société a réalisé une étude sur les titres au porteur identifiable au 31 décembre 2015, qui a permis d'analyser la répartition du capital et sa répartition géographique à cette date. Le tableau ci-après fait apparaître cette répartition au 31 décembre 2015 et au 31 décembre 2014 :

	Au 31 décembre 2015		Au 31 décembre 2014	
	Nombre d'actions détenues	% du capital	Nombre d'actions détenues	% du capital
État	1 630 870 545	84,94	1 571 433 448	84,49
Institutionnels Europe hors France	70 200 663	3,66	70 207 583	3,77
Institutionnels reste du monde	94 897 592	4,94	75 741 836	4,07
Institutionnels France	46 657 296	2,43	56 328 678	3,03
Actionnaires individuels	43 689 713	2,28	52 649 487	2,83
Actionnariat salarié	31 512 465	1,64	31 965 255	1,72
Autodétention	2 310 753	0,12	1 682 181	0,09
TOTAL	**1 920 139 027**	**100,00**	**1 860 008 468**	**100,00**

À la suite de l'attribution de droits de vote double attachés aux 1 571 433 448 actions détenues au nominatif par l'État depuis deux ans au moins depuis l'entrée en vigueur de la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014 visant à reconquérir l'économie réelle, l'État a indiqué détenir 1630 870 545 actions et 3 202 303 993 droits de vote d'EDF au 3 avril 2016 (soit 84,94% du capital et 90,68 % [1] des droits de vote d'EDF).

Le 15 février 2016, l'Agence des participations de l'État (APE) a annoncé que l'État s'engageait à voter en faveur de la résolution proposée par le Conseil d'administration prévoyant le versement du solde sur dividende 2015, pour un montant de 0,53 € par action en Assemblée générale et à exercer son option pour le versement en actions du solde sur dividende 2015. Si cette résolution était approuvée par l'Assemblée générale le 12 mai 2016, la répartition du capital et des droits de vote décrite ci-dessus pourrait être amenée à évoluer.

En outre, le 22 avril 2016, l'État a annoncé qu'il percevrait son dividende en actions au titre des années 2016 et 2017.

7.3.9 ACCORDS DONT LA MISE EN ŒUVRE POURRAIT ENTRAÎNER UN CHANGEMENT DE CONTRÔLE

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de contrôle de la Société.

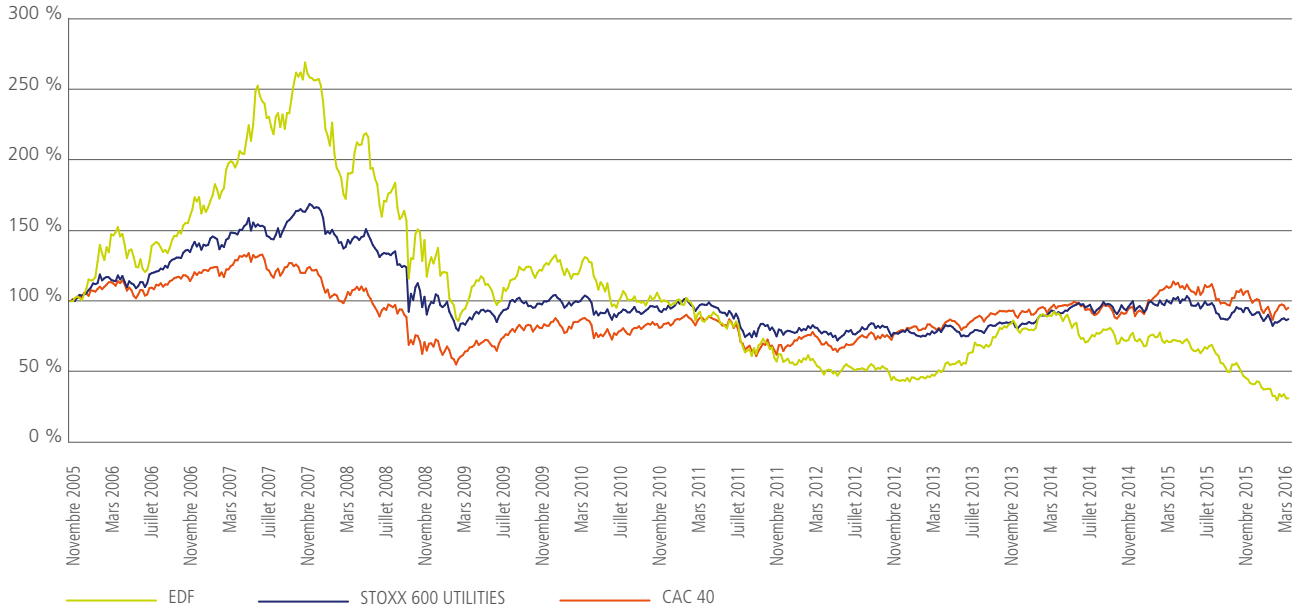
En outre, conformément à l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État ne peut détenir moins de 70 % du capital d'EDF.

1. *Ce pourcentage a été calculé à partir du nombre de droits de vote théoriques, sur la base de l'ensemble des actions auxquelles sont attachés des droits de vote, y compris les actions privées de droit de vote.*

7.4 Marché des titres de la Société

Les actions de la Société sont admises aux négociations sur le marché Euronext Paris (compartiment A) depuis le 21 novembre 2005, sous le code ISIN FR 0010242511, le code Reuters (EDF.PA) et le code Bloomberg (EDF:FP).

Le graphique ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la Société depuis le 21 novembre 2005 jusqu'au 31 mars 2016 :



Le tableau ci-dessous décrit les cours de bourse et les volumes de transactions en nombre de titres EDF depuis le 1er janvier 2015 jusqu'au 31 mars 2016 sur le marché NYSE Euronext Paris :

	Transactions		**Cours de clôture** *(en euros)*	
	(en millions de titres)	*(en millions d'euros (1))*	**Plus haut**	**Plus bas**
2016				
Mars 2016	76,73	776,19	10,85	9,697
Février 2016	72,63	769,90	12,01	9,19
Janvier 2016	53,51	642,18	12,82	11,015
2015				
Décembre 2015	69,69	922,36	14,065	12,6
Novembre 2015	60,30	922,18	17,42	13,965
Octobre 2015	39,48	676,48	17,795	15,45
Septembre 2015	45,03	768,22	18,77	15,33
Août 2015	33,79	689,58	22,075	18,74
Juillet 2015	41,11	859,20	21,845	19,53
Juin 2015	37,05	775,35	22,455	20
Mai 2015	31,82	716,46	23,21	21,87
Avril 2015	29,72	681,89	23,445	22,455
Mars 2015	49,28	1 126,40	24,53	22,265
Février 2015	32,78	784,86	24,7	23,405
Janvier 2015	43,57	975,70	24,36	21,255

(1) Les transactions en millions d'euros correspondent à la somme mensuelle des produits du nombre quotidien de titres échangés par le cours de clôture du même jour. (Source : Euronext.)

ANNÉE 2015

Au cours de l'année 2015, l'action EDF a clôturé en baisse de 40,5 %, le CAC 40 a clôturé en hausse de 8,5 %, tandis que l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility a clôturé en baisse de 3,7 %.

Au 31 décembre 2015, le cours de clôture de l'action EDF était de 13,575 euros (22,825 euros au 31 décembre 2014). Son cours de clôture le plus haut au cours de l'année 2015 a été de 24,7 euros le 27 février 2015, et son cours de clôture le plus bas de 12,60 euros le 14 décembre 2015.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 décembre 2015 s'élevait à 26,07 milliards d'euros (contre 42,45 milliards d'euros au 31 décembre 2014).

ANNÉE 2016

Depuis le début de l'année 2016, et jusqu'au 31 mars inclus, l'action EDF a baissé de -27,3 %, le CAC 40 a baissé de -5,4 % et l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a baissé de -5,3 %.

Au 31 mars 2016, le cours de clôture de l'action EDF était de 9,864 euros. Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2015 jusqu'au 31 mars 2016 inclus a été de 9,19 euros le 24 février 2016, et son cours de clôture le plus haut de 12,82 euros le 6 janvier 2016.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 mars 2016 atteignait 18,94 milliards d'euros.

7.5 Opérations avec des apparentés

Outre les informations figurant ci-après, le détail des opérations conclues par la Société avec des parties liées au sens des normes IFRS au titre de l'exercice 2015 figure dans les notes 23 et 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Les informations relatives aux conventions et engagements réglementés visés à l'article L. 225-38 du Code de commerce figurent dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes reproduit à la section 7.5.4 du présent document de référence.

7.5.1 RELATIONS AVEC L'ÉTAT

Au 31 décembre 2015, l'État détenait 84,94 % du capital social et 85,04 % des droits de vote d'EDF. L'État doit, en application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. L'État dispose ainsi de la faculté, en tant qu'actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires, et en particulier de déterminer l'issue du vote des actionnaires pour toute question relevant de la compétence de l'Assemblée générale.

Les réglementations applicables à EDF en tant qu'entreprise détenue majoritairement par l'État sont décrites à la section 1.5 (« Environnement législatif et réglementaire »).

Les relations avec l'État sont également décrites dans la note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

7.5.2 RELATIONS AVEC ENGIE (EX-GDF SUEZ)

Le service commun aux deux filiales des groupes EDF et Gaz de France respectivement en charge de la distribution d'électricité et de gaz, ERDF et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale. Ses modalités d'organisation et de fonctionnement sont décrites à la section 1.4.4.2.3 (« Le service commun à ERDF et GRDF »).

7.5.3 RELATIONS AVEC LES ENTREPRISES DU SECTEUR PUBLIC

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement le groupe AREVA. Les transactions avec AREVA portent sur l'amont du cycle du combustible nucléaire, l'aval du cycle et sur des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements. Ces relations sont décrites en particulier dans les sections 2.3 (« Facteurs de dépendance »), 1.4.1.1.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »), 1.4.1.1.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France » – « Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF »), 1.4.1.2.2 (« État d'avancement du projet EPR de Flamanville ») et 1.4.1.1.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »), et enfin dans la note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Outre les transactions décrites ci-dessus, AREVA et EDF ont signé le 30 juillet 2015 un protocole d'accord non engageant formalisant l'état d'avancement des discussions relatives à leur projet de partenariat (voir section 1.4.1.2.3.2. « Protocole d'accord avec AREVA »).

7.5.4 RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS RÉGLEMENTÉS

Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2015

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions et engagements réglementés.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société des conventions et engagements dont nous avons été avisés ou que nous aurions découverts à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions et engagements. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions et engagements en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions et engagements déjà approuvés par l'Assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimées nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Conventions et engagements soumis à l'approbation de l'Assemblée générale

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention ni d'aucun engagement autorisés au cours de l'exercice écoulé à soumettre à l'approbation de l'Assemblée générale en application des dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce.

Conventions et engagements déjà approuvés par l'Assemblée générale dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions et engagements suivants, déjà approuvés par l'Assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé :

Accord entre EDF et AREVA sur le traitement-recyclage pour la période 2008 à 2012

En application de l'accord du 19 décembre 2008 fixant les principes régissant les contrats Aval du Cycle sur la période postérieure à 2007, EDF et AREVA ont signé le 12 juillet 2010 un « accord traitement-recyclage », qui (i) définit les principes d'une coopération industrielle jusqu'en 2040 pour le transport, le traitement et le recyclage des combustibles nucléaires usés issus des centrales nucléaires d'EDF en France et (ii) fixe les conditions d'application de ces principes sur la période 2008-2012. L'exécution de certaines dispositions du contrat d'application de la période 2008-2012 s'est poursuivie sur l'exercice 2015.

Autres conventions conclues avec le groupe AREVA

Trois conventions, portant sur l'exécution des prestations suivantes, ont été conclues avec le Groupe AREVA au cours de l'exercice 2007 :

- la construction de la chaudière nucléaire de la centrale EPR Flamanville 3 ;
- la maintenance et l'entretien des chaudières à réaliser dans le cadre de la troisième visite décennale des centrales nucléaires de palier 900 MW en France ;
- la réservation de pièces forgées pour la réalisation de réacteurs EPR à l'international.

Les montants des engagements au titre de ces conventions et de leurs avenants s'élèvent respectivement à 1 465 millions d'euros (dont 256 millions d'euros comptabilisés en 2015), 122 millions d'euros (dont 4 millions d'euros comptabilisés en 2015) et 212 millions d'euros (aucun montant comptabilisé en 2015).

Paris - La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 15 février 2016

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG SA

Jacques-François Lethu

Deloitte & Associés

Patrick E. Suissa

7.6 Contrats importants

À l'exception de contrats éventuellement décrits dans les chapitres 1 et 5 du présent document de référence ou dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015, et notamment ceux présentés ci-dessous, EDF n'a pas conclu, au cours des deux années précédant la date de dépôt du présent document de référence, de contrats importants autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires :

- accord le 30 juin 2015 avec EP Energy relatif à la cession de 95,6 % de la société hongroise Budapesti Erőmű Zrt (BE Zrt) (voir section 1.4.5.3.2 « Europe centrale et orientale », section 5.1.3.4.2.7 « Finalisation de la cession de Budapesti Erőmű Zrt (BE Zrt) et d'Energie Steiermark Holding AG (Estag) » et note 5.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2015) ;
- accord le 10 juillet 2015 avec Macquarie Infrastructure and Real Assets relatif à la cession par le groupe de 25 % dans la société autrichienne Energie Steiermark Holding AG (Estag) (voir section 1.4.5.3.1 « Europe du Nord », section 5.1.3.4.2.7 « Finalisation de la cession de Budapesti Erőmű Zrt (BE Zrt) et d'Energie Steiermark Holding AG (Estag) » et note 5.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2015) ;
- protocole d'accord non engageant le 30 juillet 2015 avec AREVA formalisant l'état d'avancement des discussions relatives à au projet de partenariat entre AREVA et EDF (voir section 1.4.1.2.3.2 « Protocole d'accord avec AREVA ») ;
- accord stratégique d'investissement le 21 octobre 2015 avec China General Nuclear Power Corporation (CGN) pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point C (voir section 1.4.1.2.3.1 « EPR d'Hinkley Point C » et 1.4.5.1.2.5 « Division Nouveau Nucléaire - Hinkley Point C (HPC) »).

La smartflower, solution climat du groupe EDF, s'expose à Paris pour la COP21, Décembre 2015.
©EDF - Julien Knaub

Informations complémentaires

8.1 Personne responsable du document de référence et attestation 496

8.1.1 Responsable du document de référence 496

8.1.2 Attestation du responsable du document de référence 2015 contenant le rapport financier annuel 496

8.2 Responsables du contrôle des comptes 497

8.2.1 Commissaires aux comptes titulaires 497

8.2.2 Commissaires aux comptes suppléants 497

8.3 Documents accessibles au public 497

8.4 Tables de concordance 498

8.4.1 Table de concordance avec l'annexe I du règlement (CE) n° 809/2004 498

8.4.2 Table de concordance avec le rapport de gestion 500

8.4.3 Table de concordance avec le rapport financier annuel 500

Glossaire 501

8.1 Personne responsable du document de référence et attestation

8.1.1 RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF.

8.1.2 ATTESTATION DU RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE 2015 CONTENANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

J'atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent document de référence sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion inclus dans ce document présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées.

J'ai obtenu des contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes données dans le présent document de référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du document de référence. Cette lettre ne contient pas d'observation.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015 présentés dans le document de référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant aux pages 413 et 414 du document, qui contient une observation concernant l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.3.2.1 et 29 des comptes consolidés ; cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, de durée d'amortissement des centrales en exploitation, maintenue à 40 ans en France dans le contexte décrit en note 1.3.2 des comptes consolidés, et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014 présentés dans le document de référence 2014 ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant aux pages 429 et 430 du document, qui contient des observations concernant le changement de méthode comptable relatif à l'application au 1er janvier 2014 des normes IFRS 10 « États financiers consolidés », IFRS 11 « Partenariats » et IFRS 12 « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités » et l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013 présentés dans le document de référence 2013 ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant aux pages 387 et 388 du document, qui contient des observations concernant le changement de méthode comptable relatif à l'application au 1er janvier 2013 de la norme IAS 19 révisée « Avantages du personnel » et l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire.

Jean-Bernard Lévy,

Président-Directeur Général d'EDF

8.2 Responsables du contrôle des comptes

8.2.1 COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES

Deloitte et Associés

185, avenue Charles-de-Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine, représenté par M. Patrick Suissa.

KPMG SA

Tour EQHO, 2, avenue Gambetta, CS 60055, 92066 Paris - La Défense cedex, représenté par M. Jacques-François Lethu.

Les Commissaires aux comptes titulaires ont été initialement nommés par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Leurs mandats ont été renouvelés par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 pour une nouvelle période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Les Commissaires aux comptes ci-avant désignés ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent document de référence.

8.2.2 COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS

BEAS

195, avenue Charles-de-Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine.

KPMG Audit IS

Tour EQHO, 2, avenue Gambetta, CS 60055, 92066 Paris - La Défense cedex.

Le mandat de la société BEAS, initialement nommée en qualité de Commissaire aux comptes suppléant par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010, a été renouvelé par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 pour une nouvelle période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La société KPMG Audit IS a été nommée Commissaire aux comptes suppléant par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 en remplacement de la SCP Jean-Claude André, pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

8.3 Documents accessibles au public

Les communiqués de la Société, les documents de référence annuels comprenant notamment les informations financières historiques sur la Société déposés auprès de l'AMF ainsi que leurs actualisations sont consultables sur le site internet de la Société à l'adresse suivante : http://finance.edf.com/finance-41326.html, et une copie peut en être obtenue au siège de la Société, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris cedex 08.

L'information réglementée diffusée par la Société en application des dispositions des articles 221-1 et suivants du règlement général de l'AMF est disponible à l'adresse suivante : http://finance.edf.com/actualites-et-publications/publications/information-reglementee/sommaire-44493.html.

Enfin, les documents et informations prévus à l'article R. 225-73-1 du Code de commerce peuvent être consultés sur le site de la Société dans l'espace dédié aux Assemblées générales.

8.4 Tables de concordance

8.4.1 TABLE DE CONCORDANCE AVEC L'ANNEXE I DU RÈGLEMENT (CE) N° 809/2004

Table de concordance avec les informations requises par l'annexe I du règlement (CE) n° 809/2004 du 29 avril 2004 :

		Sections du document de référence
1.	**Personnes responsables**	**Section 8.1**
1.1.	Identité des personnes responsables	Section 8.1.1
1.2.	Déclaration des personnes responsables	Section 8.1.2
2.	**Contrôleurs légaux des comptes**	**Section 8.2**
2.1.	Identité des contrôleurs légaux	Section 8.2
2.2.	Changement éventuel	n/a
3.	**Informations financières sélectionnées**	**Introduction : Chiffres clés**
3.1.	Informations financières historiques	Section 6.6
3.2.	Informations financières intermédiaires	n/a
4.	**Facteurs de risques**	**Chapitre 2**
5.	**Informations concernant l'émetteur**	**Chapitres 1 et 7**
5.1.	Histoire et évolution de la société	Section 1.1
5.1.1.	Raison sociale et nom commercial de l'émetteur	Section 7.1.1
5.1.2.	Lieu et numéro d'enregistrement de l'émetteur	Section 7.1.2
5.1.3.	Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	Section 7.1.3
5.1.4.	Siège social et Forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire	Section 7.1.4
5.1.5.	Événements importants dans le développement des activités de l'émetteur	Section 5.1.2 / 5.1.3
5.2.	Investissements	Section 1.3.3
5.2.1.	Principaux investissements réalisés	Section 1.3.3.1
5.2.2.	Principaux investissements en cours	Section 1.3.3.2
5.2.3.	Principaux investissements que compte réaliser l'émetteur à l'avenir et pour lesquels ses organes de direction ont déjà pris des engagements fermes	Sections 1.3.3.2 / 5.1.3.5
6.	**Aperçu des activités**	**Section 1.4**
6.1.	Principales activités	Section 1.4
6.2.	Principaux marchés	Section 1.4
6.3.	Evénements exceptionnels	n/a
6.4.	Dépendance de l'émetteur	Section 2.3
6.5.	Déclaration sur la position concurrentielle	Sections 1.4.2.1.2 / 1.4.5.1.2.4
7.	**Organigramme**	**Section 1.2**
7.1.	Description sommaire du groupe	Section 1.2.1
7.2.	Liste des filiales importantes	Section 1.2.2
8.	**Propriétés immobilières, usines et équipements**	**Section 1.7**
8.1.	Immobilisations corporelles importantes	Section 1.7
8.2.	Questions environnementales	Sections 1.7 / 3.5.2
9.	**Examen de la situation financière et du résultat**	**Chapitre 6**
9.1.	Situation financière	Chapitre 6
9.2.	Résultat d'exploitation	Chapitre 6.1
9.2.1.	Facteurs importants, y compris les événements inhabituels ou peu fréquents ou de nouveaux développements	Section 5.1.2 / 5.1.3
9.2.2.	Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	Section 6.8
9.2.3.	Stratégie ou facteur de nature gouvernementale, économique, budgétaire, monétaire ou politique ayant influé sensiblement ou pouvant influer sensiblement, de manière directe ou indirecte, sur les opérations de l'émetteur	Sections 1.3.1 / 1.3.2
10.	**Trésorerie et capitaux**	**Chapitres 6 et 7**
10.1.	Informations sur les capitaux	Sections 7.2 / 7.3
10.2.	Flux de trésorerie	Chapitre 6.1 - Note 43
10.3.	Conditions d'emprunt et structure de financement	Chapitre 6.1 - Note 38

		Sections du document de référence
10.4.	Restrictions à l'utilisation des capitaux	n/a
10.5.	Sources de financement attendues	n/a
11.	**Recherche et développement, brevets et licences**	**Section 1.6**
12.	**Informations sur les tendances**	**Sections 5.2 / 5.3**
12.1.	Principales tendances depuis la fin du dernier exercice	Section 5.2
12.2.	Evénement susceptible d'influer sensiblement sur les perspectives	Section 5.4
13.	**Prévisions ou estimations du bénéfice**	**Section 5.4**
14.	**Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale**	**Chapitre 4**
14.1.	Informations concernant les membres	Sections 4.2 / 4.3
	Nom, adresse, professionnelle et fonction	Sections 4.2 / 4.3
	Nature de tout lien familial existant	Sections 4.4
	Expertise et expérience	Sections 4.2 / 4.3
	Déclaration de non condamnation	Section 4.4.2
14.2.	Conflits d'intérêts	Section 4.4.3
15.	**Rémunérations et avantages**	**Section 4.6**
15.1.	Rémunération versée et avantages en nature	Sections 4.6.1 / 4.6.2
15.2.	Provisions pour pensions et retraites	Section 4.6.1.1.3
16.	**Fonctionnement des organes d'administration et de direction**	**Section 4.2.2**
16.1.	Date d'expiration des mandats	Section 4.2.2.1
16.2.	Contrats de service liant les membres des organes d'administration, de direction ou de surveillance	Section 4.2.2.5
16.3.	Informations sur les comités d'audit et de rémunération	Section 1.4.1 et 1.4.5
16.4.	Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	Section 4.1
17.	**Salariés**	**Section 3.3**
17.1.	Nombre de salariés	Sections 3.3.1 et 3.5.3
17.2.	Participations et stock-options	n/a
17.3.	Accord prévoyant une participation des salariés dans le capital	n/a
18.	**Principaux actionnaires**	**Section 7.3**
18.1.	Actionnaires détenant plus de 5% du capital	Section 7.3.8
18.2.	Existence de droits de vote différents	Section 7.2.4
18.3.	Contrôle direct ou indirect	Section 7.3
18.4.	Accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	Section 7.3.9
19.	**Opérations avec des apparentés**	**Section 7.5**
20.	**Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur**	**Chapitres 2 et 6**
20.1.	Informations financières historiques	Section 6.1
20.2.	Informations financières pro forma	n/a
20.3.	Etats financiers	Chapitre 6
20.4.	Vérification des informations financières historiques annuelles	Chapitre 6
20.5.	Date des dernières informations financières	n/a
20.6.	Informations financières intermédiaires et autres	Chapitre 6
20.7.	Politique de distribution de dividendes	Section 6.7
20.8.	Procédures judiciaires et d'arbitrage	Section 2.4
20.9.	Changement significatif de la situation financière ou commerciale	Chapitre 6.8
21.	**Informations complémentaires**	**Chapitres 6 et 7**
21.1.	Capital social	Chapitre 6.1 - Note 27
21.2.	Acte constitutif et statuts	Section 7.2
22.	**Contrats importants**	**Section 7.6**
23.	**Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts**	**n/a**
23.1.	Identité	n/a
23.2.	Attestation	n/a
24.	**Documents accessibles au public**	**Section 9.3**
25.	**Informations sur les participations**	**Section 4.5.1**

8.4.2 TABLE DE CONCORDANCE AVEC LE RAPPORT DE GESTION

Le présent document de référence inclut les éléments du rapport de gestion relatif à l'exercice 2015 du Conseil d'administration prévus par les articles L. 225-100 et suivants du Code de commerce. Le rapport de gestion est constitué des sections du document de référence identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Sections du document de référence
Activité et évolution des affaires/Commentaires sur les résultats	Chapitre 1 et section 5.1
Description des principaux risques et incertitudes	Chapitre 2, sections 5.1 et 2.4
Activité en matière de recherche et développement	Section 1.6
Faits postérieurs à la clôture/Perspective d'avenir	Section 5.2
Montant des dividendes distribués au cours des trois derniers exercices	Section 5.3
Délais de paiement des dettes fournisseurs	Section 5.1
Actionnariat de la Société et actionnariat salarié	Sections 7.3.8 et 7.3.9
Bilan du programme de rachat d'actions	Section 7.3.2
Dispositif ayant une incidence en cas d'offre publique	Section 7.2.8
Informations sociales et environnementales	Chapitre 3
Mandats et fonctions des mandataires sociaux	Chapitre 4
Rémunération des mandataires sociaux	Section 4.6
Conseil d'administration et gouvernement d'entreprise	Chapitre 4
Opérations réalisées par les dirigeants sur les titres de la Société	Section 4.5
Tableau de suivi des délégations en matière d'augmentation de capital	Section 7.3.3
Tableau de résultats de la Société au cours des cinq derniers exercices	Section 6.6

8.4.3 TABLE DE CONCORDANCE AVEC LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

Le présent document de référence inclut le rapport financier annuel de l'exercice 2015 établi en application des articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du règlement général de l'Autorité des Marchés Financiers. Le rapport financier annuel est constitué des sections du document de référence identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Sections du document de référence
Attestation du responsable du rapport financier annuel	Section 8.1.2
Comptes annuels d'EDF	Section 6.3
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels d'EDF	Section 6.4
Comptes consolidés du groupe EDF	Section 6.1
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés du groupe EDF	Section 6.2
Rapport de gestion	Section 8.4.2
Honoraires des Commissaires aux comptes	Section 6.5

Glossaire

AIEA
Agence Internationale de l'Énergie Atomique, basée à Vienne (Autriche).

Aléa générique
Dans le domaine nucléaire, incident technique non prévisible commun à un ensemble de centrales nucléaires.

Amont
Voir Cycle du combustible et Portefeuille d'actifs amont.

ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs)
La loi du 30 décembre 1991 a créé un établissement public à caractère industriel et commercial, l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA), chargée de la gestion à long terme des déchets radioactifs. À ce titre, l'agence, placée sous la tutelle des Ministres de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement, a notamment mis en service les centres de stockage de l'Aube pour la gestion à long terme des déchets à vie courte.

Architecte-ensemblier
Pour EDF, la notion d'architecte-ensemblier recouvre la maîtrise :

- de la conception et du fonctionnement des centrales ;
- de l'organisation des projets de développement ;
- du planning de réalisation et du coût de construction ;
- des relations avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.

Le rôle d'architecte-ensemblier assure à EDF la maîtrise de sa politique industrielle de conception, de construction et d'exploitation de son parc de centrales.

ASN (Autorité de Sûreté Nucléaire)
L'ASN assure, au nom de l'État, le contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France pour protéger les travailleurs, les patients, le public et l'environnement des risques liés à l'utilisation du nucléaire. Elle est chargée notamment du contrôle externe des installations nucléaires en France. L'ASN est une autorité administrative indépendante de plus de 300 personnes. L'ASN est représentée, à l'échelon national, par la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (DGSNR).

Assemblage combustible
Le combustible nucléaire se présente sous la forme d'assemblages constitués d'un faisceau de 264 crayons, liés par une structure rigide constituée de tubes et de grilles. Chaque crayon est constitué d'un tube de zirconium étanche dans lequel sont empilées les pastilles d'oxyde d'uranium constituant le combustible. Les assemblages, chargés les uns à côté des autres dans la cuve du réacteur – il faut 205 assemblages pour un réacteur de 1 500 MW –, constituent le cœur du réacteur. En fonctionnement, ces assemblages sont traversés de bas en haut par l'eau primaire qui s'échauffe à leur contact et emporte cette énergie vers les générateurs de vapeur.

Avantages postérieurs à l'emploi
Avantages spécifiques acquis grâce au statut des IEG, en plus du droit commun, comptabilisés selon la norme IAS 19 et principalement relatifs :

- aux indemnités complémentaires spécifiques de retraite ;
- aux indemnités de fin de carrière et compléments exceptionnels de retraite ;
- aux avantages en nature énergie (gaz et électricité) et indemnités compensatrices de frais d'études ;
- à l'aide bénévole amiante et aux rentes accidents du travail et maladies professionnelles pour agents inactifs ;
- aux indemnités de congés exceptionnels ;
- aux indemnités de secours immédiat.

Ces avantages spécifiques ne sont pas couverts par le régime de droit commun mais par le biais d'un fond d'actifs (contrats d'assurance) et par les provisions passées par EDF.

Aval
Voir Cycle du combustible et Portefeuille d'actifs aval.

Becquerel (Bq)
Unité légale de mesure internationale utilisée en radioactivité. Le becquerel (Bq) est égal à une désintégration par seconde. Cette unité représente une activité tellement faible que l'on emploie ses multiples : le MBq (mégabecquerel ou million de becquerels) et le GBq (gigabecquerel ou milliard de becquerels).

Caisse nationale des IEG
Organe de gestion administrative créé en 2004 et chargé depuis 2005 du système des retraites et des avantages (risques de vieillesse, accidents du travail, maladie liée au travail, invalidité et décès, récupération des cotisations dues par les employeurs et les employés, etc.).

Centre de stockage

Les déchets radioactifs à vie courte de Faible et Moyenne Activité (FMA) issus des centrales nucléaires, de l'usine de La Hague ou encore de l'usine Centraco sont expédiés vers le centre de stockage de l'ANDRA situé à Soulaines dans l'Aube et opérationnel depuis 1992. Ce centre possède une capacité de 1 000 000 mètres carrés, pour une durée de fonctionnement d'environ 60 ans. Les déchets radioactifs à vie courte de Très Faible Activité (TFA) sont expédiés vers le centre de stockage de l'ANDRA situé à Morvilliers (dans l'Aube également). Ce centre a été mis en service en octobre 2003, et possède une durée de fonctionnement d'environ 30 ans.

Chaîne de valeur électrique

La chaîne de valeur électrique comprend les activités non régulées – production et commercialisation – et les activités régulées – transport et distribution.

***Clean Development Mechanism* (CDM), ou Mécanisme de développement propre (MDP)**

Le MDP est un mécanisme défini par le protocole de Kyoto, fondé sur des projets de réduction d'émissions ou de captage et stockage de gaz à effet de serre (GES) et de Développement durable de pays en voie de développement. Ce mécanisme prévoit que toute entité publique ou privée d'un pays de l'annexe I (pays industrialisés) qui réalise des investissements dans de tels projets dans un pays de l'annexe II (pays en voie de développement) acquiert en retour des crédits carbone. Ces crédits peuvent ensuite être utilisés par ces parties pour respecter leurs quotas d'émission, ou vendus sur le marché de carbone dans le cadre de l'échange international des droits d'émissions (IET) ou du système communautaire d'échange de quotas d'émission (EU ETS).

Le MDP est placé sous l'autorité de la Conférence des parties, agissant comme réunion des parties au protocole de Kyoto, et supervisé par un Conseil exécutif, dont les attributions ont été définies par les accords de Marrakech de 2001.

Cogénération

Technique de production combinée d'électricité et de chaleur. L'avantage de la cogénération est de récupérer la chaleur dégagée par la combustion alors que, dans le cas de la production électrique classique, cette chaleur est perdue. Ce procédé permet ainsi, à partir d'une même installation, de répondre aux attentes des industriels et collectivités territoriales qui ont besoin à la fois de chaleur (eau chaude ou vapeur) et d'électricité. Ce système améliore l'efficacité énergétique du processus de production et permet d'utiliser en moyenne 20 % de combustible en moins.

Combustible

Voir Assemblage combustible.

Comptage

Système permettant l'enregistrement, en un point donné de connexion au réseau, des volumes de l'électricité transportée ou distribuée (puissance, fréquence, énergie active et réactive).

Congestion

Situation dans laquelle une interconnexion reliant des réseaux de transport nationaux ne peut pas accueillir tous les flux physiques résultant d'échanges internationaux demandés par les opérateurs du marché, en raison d'un manque de capacité de l'interconnexion ou des réseaux nationaux de transport en cause.

Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA)

Contribution appliquée sur la facture du consommateur, couvrant les avantages spécifiques constitués avant 2005 concernant les employés travaillant dans le transport et la distribution. La CTA se termine en 2025, et des versements annuels seront effectués à la CNIEG.

CRE (Commission de Régulation de l'Énergie)

La Commission de Régulation de l'Énergie a été mise en place le 30 mars 2000. Son but est de veiller au bon fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz. La CRE, autorité administrative indépendante, est un organe de régulation pour l'ouverture du marché de l'énergie. Elle s'assure que tous les producteurs et clients éligibles disposent d'un accès non discriminatoire au réseau. Dans le cadre de ses prérogatives, elle surveille, autorise, règle les différends et, le cas échéant, sanctionne. Pour une description détaillée de ses compétences, voir section 1.5.3.2 (« Législation française : Code de l'énergie »).

Cycle Combiné à Gaz

Technologie la plus récente de production d'électricité dans une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Un cycle combiné est constitué d'une ou plusieurs turbines à combustion (TAC) et d'une turbine à vapeur, ce qui permet d'en améliorer le rendement. Le gaz de synthèse est envoyé dans la turbine à combustion qui génère de l'électricité et des gaz d'échappements très chauds (fumées). La chaleur des fumées est récupérée par une chaudière qui produit ainsi de la vapeur. Une partie de la vapeur est alors récupérée par la turbine à vapeur pour produire de l'électricité.

Cycle du combustible

Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes :

- l'amont du cycle : le traitement des concentrés issus du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement et la fabrication du combustible (plus de deux ans) ;
- le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : réception, chargement, exploitation et déchargement (trois à cinq ans) ;
- l'aval du cycle : l'entreposage en piscine, le retraitement des combustibles usés pour réutilisation en réacteurs des matières valorisables, la vitrification des déchets de haute activité, puis l'entreposage des déchets avant stockage.

Déchets

Aujourd'hui, la production de 1 MWh d'électricité d'origine nucléaire (équivalent à la consommation mensuelle de deux ménages) génère environ 11 grammes de déchets, toutes catégories confondues.

Les déchets à vie courte représentent plus de 90 % de la quantité totale, mais ils ne contiennent que 0,1 % de la radioactivité des déchets. En fonction de leur niveau de radioactivité, ils sont ainsi séparés en deux sous-catégories : les déchets de Très Faible Activité (TFA) et les déchets de Faible Activité (FA).

Les déchets de Moyenne et Haute Activité à Vie longue (MAVL et HAVL) sont produits en faible quantité, moins de 10 % de la quantité totale, mais ils contiennent la quasi-totalité de la radioactivité des déchets (99,9 %).

Démarche AP913

Démarche standard de l'INPO *(Institute of Nuclear Power Operations)* de fiabilisation des matériels et de mise en place de bilans de santé des matériels. Cette démarche consiste en une classification des composants en fonction des conséquences de leur défaillance. Elle permet de développer une stratégie de maintenance adaptée à la criticité de chacun des composants.

Disponibilité d'une centrale

Fraction de la puissance disponible sur la puissance théorique maximale en ne tenant compte que des indisponibilités techniques. Le coefficient de disponibilité (Kd) se définit comme le ratio entre la capacité de production réelle annuelle (ou productible annuel) et la capacité de production théorique maximale (= puissance installée × 8 760 heures). Le Kd, qui ne prend en compte que les indisponibilités techniques, à savoir les arrêts programmés, les indisponibilités fortuites et les périodes d'essais, caractérise la performance industrielle d'une centrale. Pour le parc nucléaire d'EDF en France, la capacité de production théorique maximale est de 553 TWh (63,1 GW × 8 760 heures).

DNN

Distributeur Non Nationalisé.

EaR *(Earnings at Risk)*

Indicateur financier qui désigne la mesure statistique du risque de perte potentielle maximale du résultat d'une entreprise par rapport à son résultat budgété en cas d'évolutions défavorables de marché sur un horizon de temps et avec un intervalle de confiance donné.

EBITDA

Earnings before interest, taxes, depreciation and amortisation, correspond à l'excédent brut d'exploitation.

Effacement

Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération. Il est dit « diffus » lorsqu'il résulte de l'agrégation de petits sites de consommation.

Effets de change

Les effets de change enregistrés en compte de résultat au cours d'un exercice reflètent les variations de taux moyen de change entre l'euro et l'une ou l'autre des devises d'opérations des filiales du périmètre de consolidation du Groupe.

Effets de périmètre

Les effets de périmètre intervenus au cours d'un exercice donné prennent en compte les acquisitions, cessions et évolutions du périmètre de consolidation du Groupe.

ELD

Entreprise Locale de Distribution. Les ELD commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finals situés sur leur zone de desserte exclusive.

Énergies renouvelables

Énergies dont la production n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale. Elles comprennent l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie produite par les vagues et les courants marins, la géothermie (c'est-à-dire l'énergie tirée de la chaleur issue du magma terrestre) et la biomasse (c'est-à-dire l'énergie tirée de la matière vivante, en particulier du bois et des résidus végétaux). On y ajoute souvent l'énergie issue de l'incinération des déchets ménagers ou industriels.

Enrichissement

Procédé par lequel on accroît la teneur en matière fissile d'un élément. Ainsi, l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7 % d'uranium 235 (fissile) et à 99,3 % d'uranium 238 (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, il est enrichi en uranium 235, dont la proportion est portée à environ 4 %.

Entreposage

L'entreposage constitue une étape intermédiaire du processus de gestion des déchets nucléaires. Il consiste à placer les colis de déchets dans une installation assurant, pendant une période donnée, leur isolement de l'homme et de l'environnement, avec l'intention de les reprendre par la suite en vue d'un complément de gestion. Les entreposages sont conçus, construits et gérés par les producteurs de déchets (EDF, AREVA NC (ex-Cogema), CEA) à proximité des lieux de conditionnement des déchets.

EPR

Réacteur nucléaire européen à eau pressurisée. De la dernière génération actuellement en construction (dite « troisième génération »), il est né d'une collaboration franco-allemande et offre des évolutions sur les plans de la sûreté, de l'environnement et des performances techniques.

Fluoration (conversion)

Également appelée « conversion », la fluoration permet la purification des concentrés uranifères et leur transformation sous la forme d'hexafluorure d'uranium (UF_6) autorisant son enrichissement avec les techniques actuelles.

FNCCR

Fédération nationale des collectivités concédantes et régies.

Fourniture électrique

On distingue dans la demande électrique, quatre formes de consommation :

- la fourniture électrique « de base » (ou « ruban »), qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année ;
- la fourniture de « semi-base », dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ;
- la fourniture de « pointe », qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année ;
- la fourniture « en dentelle », qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».

Gaz à effet de serre (GES)

Gaz retenant une partie du rayonnement solaire dans l'atmosphère et dont l'augmentation des émissions dues aux activités humaines (émissions anthropiques) provoque une hausse de la température moyenne de la terre et joue un rôle important dans le changement climatique. Le protocole de Kyoto vise les sept principaux gaz à effet de serre suivants : le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4), le protoxyde d'azote (N_2O), les hydrocarbures fluorés (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF_6), ainsi que le trifluorure d'azote (NF_3) depuis 2013.

Gaz naturel liquéfié (GNL)

Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à -162 °C, ce qui permet de réduire son volume d'un facteur 600.

Homme-sievert

Unité exprimant la dose équivalente collective. Un homme-sievert est la dose collective résultant de l'exposition de 1 000 hommes à 1 mSv (millisievert).

Interconnexion

Ouvrage de transport d'électricité qui permet les échanges d'énergie entre des pays différents, en reliant le réseau de transport d'un pays à celui d'un pays limitrophe.

IPP

Producteur d'électricité indépendant (en anglais : *Independent Power Producer*) dont les activités ne sont pas régulées par l'État. On ne parle d'IPP que pour des projets ou unités développés hors de France.

Marge brute énergies

La marge brute énergies est construite à partir des données comptables du compte de résultat et représente la marge sur coûts d'énergies, de combustibles et d'acheminement dégagée par les ventes d'énergies (c'est-à-dire l'électricité et le gaz).

Mécanisme d'ajustement

Créé par RTE le 1er avril 2003, le mécanisme d'ajustement lui permet de disposer de réserves de puissance mobilisables dès que se produit un déséquilibre entre l'offre et la demande.

Midstream

Ensemble des actifs physiques permettant de disposer, d'acheminer et de moduler l'énergie gaz. Ceux-ci peuvent être des actifs physiques (gazoducs, stockage, terminaux GNL, etc.) ou contractuels (droits afférents dans les capacités précitées, contrats d'achats, etc.). Le segment *midstream* inclut les activités de négoce et de *trading*.

MOX *(Mixed Oxydes)*

Combustible nucléaire à base d'un mélange d'oxydes d'uranium (naturel ou appauvri) et de plutonium.

MW – MWh

Le mégawattheure (MWh) est l'unité de l'énergie produite par une installation, énergie égale à la puissance de l'installation, exprimée en mégawatts (MW), multipliée par la durée de fonctionnement en heures.

1 MW = 1 000 kilowatts = 1 million de watts

1 MWh = 1 MW produit pendant 1 heure = 1 mégawattheure

1 GW = 1 000 MW = 1 milliard de watts

1 TW = 1 000 GW

MWh cumac

Le « MWh cumac » est l'unité de compte des certificats, qui correspond au cumul des économies d'énergie actualisées sur la durée de vie des opérations.

Palier

Dans le domaine nucléaire, le palier désigne l'ensemble des centrales nucléaires d'une même puissance électrique. EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois paliers de puissance électrique : le palier 900 MW (34 tranches d'environ 900 MW chacune), le palier 1 300 MW (20 tranches) et le palier 1 450 MW (4 tranches).

PCB

Polychlorobiphényles.

PCT

Polychloroterphényles.

Plan national d'allocation des quotas (PNAQ)

Ce plan définit la quantité totale de quotas d'émissions de gaz à effet de serre que l'État compte octroyer pour le système d'échange de quotas pour chaque période pluriannuelle (PNAQ 1 : 2005-2007, PNAQ 2 : 2008-2012, PNAQ 3 : 2013-2020) et la méthode d'affectation employée pour allouer les quotas aux installations industrielles concernées.

Plutonium (Pu)

Élément de numéro atomique 94 (nombre de protons), dont aucun isotope (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) n'existe dans la nature. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir de l'uranium 238.

Portefeuille d'actifs amont

Ensemble des actifs garantissant la disponibilité d'énergie électrique. Ceux-ci peuvent être des actifs physiques (centrales de production, etc.) ou leur équivalent contractuel : contrats de long terme, participations, contrats donnant droit à une quote-part d'énergie produite.

Portefeuille d'actifs aval

Ensemble des engagements contractuels de cession d'énergie avec des opérateurs ou des clients finals.

PPA

Contrat d'achat long terme d'électricité (en anglais : *Power purchase agreement*). Ce type de contrat est en général à la base d'un projet d'IPP (voir ci-dessus).

Productible hydraulique

Énergie maximale que les aménagements hydroélectriques pourraient produire à partir des apports dans les conditions normales d'hydraulicité. La production des aménagements hydroélectriques varie cependant, parfois sensiblement, d'une année à l'autre en fonction de l'hydraulicité (pluviométrie, enneigement). En année sèche, l'indice de productibilité peut ainsi s'écarter de 20 %, voire plus, de la normale.

***Profit at Risk* (PaR)**

Le *Profit at Risk* (« PaR ») représente, pour un intervalle de confiance donné, la dégradation maximale attendue de la valeur d'un portefeuille (MtM) sur un horizon de temps annuel.

Protocole de Kyoto

Protocole adopté en 1997 au niveau international visant à lutter contre le changement climatique. Ratifié en 2002 par l'Union européenne et entré en vigueur le 16 février 2005, il a pour objectif la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Radioprotection (dosimétrie – dose)

Dans une centrale, les sources de rayonnements ionisants ont des origines diverses : le combustible lui-même, les équipements activés par les flux neutroniques (particulièrement ceux qui sont proches du cœur, tels la cuve ou son couvercle), des particules issues de la corrosion du circuit primaire des réacteurs et véhiculées par le fluide primaire. Le niveau d'exposition d'une personne est quantifié par l'équivalent de dose exprimé en sieverts (Sv). La somme des équivalents de dose, appelée « dosimétrie collective » et exprimée en hommes-sieverts, est utilisée comme indicateur du niveau de dose reçu par l'ensemble des intervenants. La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.

Réseau de distribution

En aval du réseau de transport, les réseaux de distribution, à moyenne et basse tension, desservent les clients finals (particuliers, collectivités, PME, PMI).

Réseau de transport

Réseau assurant le transit de l'énergie électrique à Haute et Très Haute Tension des lieux de production jusqu'aux réseaux de distribution ou des sites industriels qui lui sont directement raccordés ; il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 000 volts et 225 000 volts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 150 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts).

Responsable d'équilibre

Entreprise avec laquelle RTE passe un contrat pour le financement des écarts entre le prévu et le réalisé dans les consommations et les productions d'un portefeuille d'utilisateurs mutualisés par le responsable d'équilibre, qui exerce ici un rôle d'assureur en jouant sur l'effet de foisonnement des écarts à la hausse et à la baisse.

Retraitement

Traitement du combustible usé issu d'un réacteur de manière à isoler les matières recyclables (uranium et plutonium) des déchets ultimes.

RPD

Réseaux publics de distribution.

RPT

Réseaux publics de transport.

Services systèmes

Les services systèmes sont des services fournis aux utilisateurs (consommateurs ou producteurs d'électricité) par l'action conjointe du gestionnaire du réseau de transport de l'électricité RTE et des producteurs. Ils sont destinés à régler la fréquence et la tension afin de maintenir à chaque instant l'équilibre entre la production et la consommation électriques. Ils sont constitués par RTE à partir de contributions élémentaires des producteurs, c'est-à-dire la mise à disposition de RTE de réserves primaire et secondaire. RTE rémunère les producteurs pour ces services auxiliaires avant de refacturer ces services via le tarif d'utilisation du réseau, en accord avec les règles fixées par l'UCTE *(Union for the Coordination of Transmission of Electricity).*

Statut des Industries électriques et gazières (IEG)

Statut spécial institué en 1946 applicable au personnel actif et retraité (inactif) de l'électricité et du gaz en France, différent du droit commun sur les points suivants :

- prestations de retraite ;
- conventions collectives (grille salariale, organisation et heures de travail) ;
- institutions de représentation du personnel ;
- activités sociales.

STEP

Une station de transfert d'énergie par pompage (STEP) est une centrale disposant de deux réservoirs, un supérieur et un inférieur, reliés par des pompes pour remonter l'eau et des turbines pour produire l'énergie.

Stockage

Le stockage consiste à placer les colis de déchets radioactifs dans une installation assurant leur gestion à long terme, c'est-à-dire dans des conditions propres à assurer la sûreté et à maîtriser les risques dans la durée.

Sûreté nucléaire

La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire, de la conception à l'exploitation et jusqu'à la déconstruction.

Télérelève

Comptage à distance de la quantité d'énergie électrique injectée et soutirée du réseau.

Thermie (th)

1 th équivaut à 1,163 kilowattheure ou 4,186 millions de joules.

Tranche nucléaire

Unité de production électrique comportant une chaudière nucléaire et un groupe turbo-alternateur. Une tranche nucléaire se caractérise essentiellement par son type de réacteur et la puissance de son groupe turbo-alternateur. Les centrales nucléaires EDF comprennent deux ou quatre tranches, plus rarement six.

Tritium (^{3}H)

Isotope de l'hydrogène, émettant des rayonnements bêta, présent dans les effluents des réacteurs à eau pressurisée.

Ultracentrifugation

Ce procédé consiste à faire tourner à très haute vitesse et dans le vide un bol cylindrique contenant de l'hexafluorure d'uranium (UF_6). Sous l'effet de la force centrifuge, les molécules les plus lourdes (^{238}U) se concentrent à la périphérie tandis que les plus légères (^{235}U) migrent vers le centre, créant un effet de séparation isotopique.

UO_2

Uranium naturel fluoré puis enrichi. Oxyde d'uranium, forme particulièrement stable chimiquement sous laquelle l'uranium est utilisé en tant que matière fissile dans les assemblages des réacteurs nucléaires à eau sous pression.

Uranium (U)

L'uranium se présente à l'état naturel sous la forme d'un mélange comportant trois principaux isotopes (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) :

- uranium 238, fertile, dans la proportion de 99,3 % ;
- uranium 235, fissile, dans la proportion de 0,7 % ;
- uranium 234.

L'uranium 235 est le seul isotope fissile naturel, une qualité qui explique son utilisation comme source d'énergie.

Uranium enrichi

Uranium dont la teneur en isotope 235, le seul fissile, a été portée de son faible niveau naturel (0,7 %) à environ 4 % pour un combustible destiné à un réacteur nucléaire à eau sous pression.

URE (uranium réenrichi)

Pour être utilisé en réacteur, l'URT (uranium issu du retraitement), même s'il contient plus d'uranium fissile qu'à l'état naturel, doit encore être enrichi. On parle alors d'uranium de retraitement enrichi.

URT (uranium de retraitement)

L'URT, uranium issu du retraitement des combustibles usés, se distingue de l'uranium naturel par sa teneur en uranium 235 légèrement supérieure, et par la présence d'autres isotopes de l'uranium. Il est recyclable, et des recharges d'assemblages combustibles réalisés à partir d'URT sont couramment utilisées en réacteurs.

VaR *(Value at Risk)*

Indicateur financier qui désigne la mesure statistique du risque de perte potentielle maximale en valeur économique (valeur de marché ou *market to market*) subie par un portefeuille de flux financiers en cas d'évolutions défavorables du marché sur un horizon de temps et avec un intervalle de confiance donné.

Vitrification

Opération consistant à immobiliser dans la structure du verre, par mélange à haute température avec une pâte vitreuse, des solutions concentrées de produits hautement radioactifs.

Zones non interconnectées

Zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (la Corse, les départements, régions et collectivités d'outre-mer).

Réalisation et création
RR Donnelley

AVRIL 2016

Relations investisseurs
Kader Hidra
Directeur Investisseurs et Marchés
Email : edf-irteam@edf.fr

Sites internet
http://www.edf.com
http://finance.edf.com

EDF
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08 - France
SA au capital de 960 069 513,50 euros
552 081 317 R.C.S. Paris
edf.com

LE GROUPE EST CERTIFIÉ ISO 14001