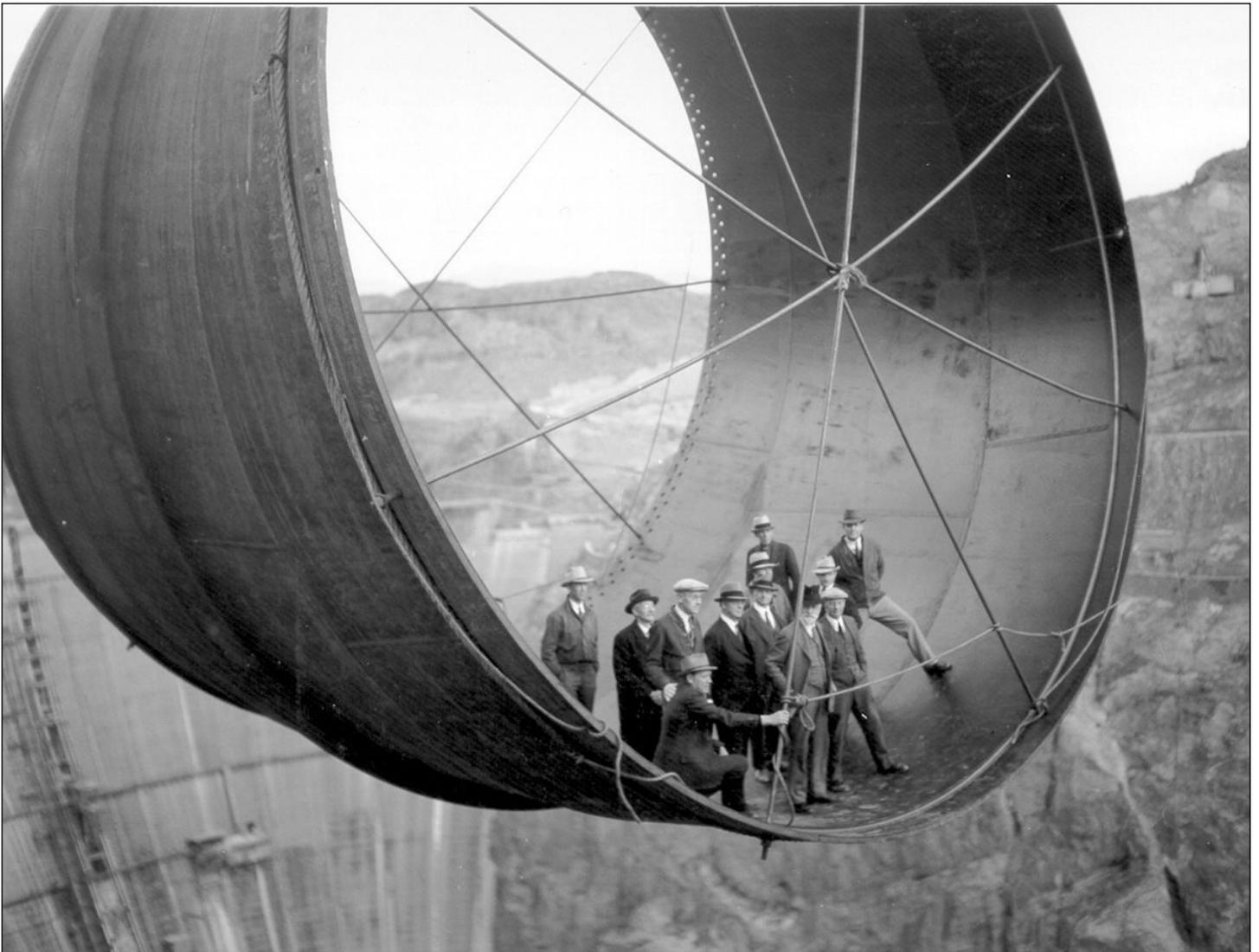


RAPPORT SUD-ÉNERGIE PAROLES D'EXPERT·E·S D'EDF HYDRAULIQUE



© - Ingénieurs de l'USBR à l'intérieur d'une conduite forcée du barrage de Hoover - 1935

**À L'ATTENTION DU GROUPE DE TRAVAIL
« CONCESSIONS HYDRO-ÉLECTRIQUES »
COMMISSION DES AFFAIRES ÉCONOMIQUES
ASSEMBLÉE NATIONALE**

Ce rapport a été réalisé en **quarante jours...**
à la demande de Marie-Noëlle BATTISTEL...

avec l'aide de **vingt cadres dirigeants d'EDF Hydro...**

avec les **trois dirigeants de l'hydraulique nationale d'EDF** (6000 salarié-e-s) de 1995 à 2014...

avec **trois dirigeants d'unités régionales de production** (700 à 1000 salarié-e-s) de 1984 à 2003...

avec **trois dirigeants d'unités nationales d'ingénierie hydro** (500 à 1000 salarié-e-s) de 1995 à 2015...

avec **trois acteurs support nationaux** (animateur sûreté et délégués régionaux) de 1990 à 2007...

avec les riches contributions de **cinquante experts des trois unités support** de l'hydro-électricité d'EDF...

la R&D, le CIH et la DTG...

L'intégralité de leurs propos est rassemblée dans le présent rapport.



Il a été

présenté le 16 mai 2018 de 18h à 20h à l'Assemblée Nationale
par trois rapporteur-e-s :

Anne DEBRÉGEAS, ingénieure-chercheuse à la R&D, bureau national de SUD-ÉNERGIE

Christelle PEYBERNES, génie-civiliste au CIH, RS CGT en CE

Philippe ANDRÉ, prévisionniste hydro-météo à la DTG, bureau national de SUD-ÉNERGIE



Avec le concours, la présence et l'aide précieuse de trois experts nationaux d'EDF hydro :



Jean-Jacques FRY, expert barrages du CIH

Rémy GARÇON, expert hydro-météo de la DTG

Nadia OUDJANE, experte en maths appliquées à la R&D



Trois femmes et trois hommes au service d'un
Service Public de l'Hydro-Électricité



Quatre député-e-s ont assisté à la présentation de ce rapport :

l'écologiste Delphine BATHO

la socialiste Marie-Noëlle BATTISTEL

le marcheur Jean-Charles COLAS-ROY

l'insoumis Loïc PRUD'HOMME



Table des Matières

Synthèse	7
Remerciements	11
Préambule	18
1. Un contexte défavorable	23
1.1. Contexte n°1 : Idéologie Dominante “ Concurrence Libre et Non Faussée ”	23
1.2. Contexte n°2 : Injonction de Bruxelles	25
1.3. Contexte n°3 : EDF Modèle à Abattre ?.....	26
1.4. Contexte n°4 : Bug de l'An 2000 - le Ver est dans le Fruit - Arrivée de SUEZ... ..	27
1.5. Contexte n°5 : la Loi de Transition Énergétique	29
1.6. Contexte n°6 : À l'international, EDF Acteur du Marché et de la Concurrence.....	30
1.7. Contexte n°7 : Pourtant... Même la Directive Européenne Prévoit l'Exception !.....	31
1.8. Contexte n°8 : Pourtant... La Loi Française Nous Donne Une Clé !	31
1.9. Contexte n°9 : Pourtant... La Grande Majorité des Français s'y Oppose !	31
1.10. Contexte n°10 : Pourtant... L'Europe serait sur la Voie d'un Retour à la Raison ?	32
2. Un produit pas comme les autres	37
2.1. Spécificité n°1 : Une Industrie Totale Intégrée dans la Nature.....	37
2.2. Spécificité n°2 : Un Investissement Important pour un Patrimoine Durable	42
2.3. Spécificité n°3 : Stratégique dans l'Équilibre du Réseau et du Parc de Production	42
2.4. Spécificité n°4 : Sûreté des Barrages et Sécurité des Populations	45
2.5. Spécificité n°5 : Gestion de la Ressource en Eau	50
2.6. Spécificité n°6 : R&D et Ingénierie Intégrées	58
2.7. Spécificité n°7 : Une Gestion Intégrée par Vallée.....	61
2.8. Spécificité n°8 : Une Gestion Économique Très Complexe	63
2.9. Spécificité n°9 : Les Barrages, des Concessions pas comme les Autres.....	66
2.10. Spécificité n°10 : Les Barrages, Outil Décisif au Service de la Transition Énergétique	67
3. Un produit inadapté à la concurrence	71
3.1. Problème n°1 : le Contrôle par les Services de l'État	71
3.2. Problème n°2 : la Quête du Profit Inadaptée aux Contraintes Sûreté/Environnement	72
3.3. Problème n°3 : Maintien des Compétences - Avenir de R&D et de l'Ingénierie ?.....	74
3.4. Problème n°4 : le Privé, Inadapté aux Très Forts Coûts	78
3.5. Problème n°5 : le Privé, Inadapté au Temps Long.....	78
3.6. Problème n°6 : Contraintes Évolutives et Contractualisation Impossible	79
3.7. Problème n°7 : Juridicisation et Judiciarisation des Contentieux.....	81
3.8. Problème n°8 : Tissu de Fournisseurs Fragilisé	82
3.9. Problème n°9 : Gestion par Vallée => Indemnisation du Non Échu	83
3.10. Problème n°10 : La Concurrence, incompatible avec l'Optimisation Hydraulique.....	85

4. La Preuve... Illustrations dans le Déjà-Là	93
4.1. Preuve n°1 : Les USA, Temple du Néo-Libéralisme, font le Contraire chez Eux	93
4.2. Preuve n°2 : Non Réciprocité en Europe ou dans le Monde	94
4.3. Preuve n°3 : CNR / EDF - Dysfonctionnements Existants	94
4.4. Preuve n°4 : Conséquences de la Contractualisation Impossible.....	97
4.5. Preuve n°5 : EDF déjà Défaillant pour Préparer sa Privatisation	97
4.6. Preuve n°6 : EDF à nouveau Défaillant devant l'Incertitude des Renouvellements	99
4.7. Preuve n°7 : EDF, Société Anonyme depuis 2004, Mute en Acteur Privé	100
4.8. Preuve n°8 : Ingénierie déjà Défaillante à l'Époque où les Méthodes Naissaient	101
4.9. Preuve n°9 : Ingénierie déjà Défaillante, à l'Époque où Elle était Morcelée	102
5. Conséquences à prévoir... si on laisse faire.....	109
5.1. Conséquence n°1 : Une Désoptimisation Incontournable	109
5.2. Conséquence n°2 : Un Risque de Manipulation des Prix.....	110
5.3. Conséquence n°3 : Des surcoûts Très Élevés Liés à la Multiplication des Acteurs	112
5.4. Conséquence n°4 : Risque Inhérent à la Désintégration du Système - Black-Out.....	113
5.5. Conséquence n°5 : Un Risque Physique Lié à la Maintenance	115
5.6. Conséquence n°6 : Des Surcoûts et des Risques Accrus	116
5.7. Conséquence n°7 : Affaiblissement de l'Indépendance Énergétique du Pays	117
5.8. Conséquence n°8 : Augmentation des Prix pour les Usagers.....	119
5.9. Conséquence n°9 : et pour la Collectivité ?.....	120
5.10. Conséquence n°10 : Transition Sociale pour les Salariés de la Production	125
6. Conserver l'existant ne suffira pas.....	131
6.1. Pourquoi le Marché est-il Inopérant dans ce Cas ?	131
6.2. Réaffirmer un Devoir Moral de Mémoire et d'Héritage.....	131
6.3. Le Contexte a Énormément Bougé depuis 2010-2014.....	133
6.4. La Mise en Concurrence des Barrages, une Quadrature du Cercle.....	134
6.5. La Régulation de l'Hydro-Électricité est une Urgence !.....	134
6.6. Monopole ou Service Public de l'Hydro-Électricité ?	135
6.7. Quels Contours pour cette Régulation de l'Hydro-Électricité ?	137
6.8. Un Besoin de Changement.....	139
6.9. Début de Croposition de SUD-ÉNERGIE	140
6.10. Ce que SUD-ÉNERGIE Attend de Vous !.....	141
Annexe 1 : Aperçu du Centre de Recherche d'EDF - la R&D	143
Annexe 2 : Aperçu du Centre d'Ingénierie Hydraulique d'EDF - le CIH	147
Annexe 3 : Aperçu de la Division Technique Générale d'EDF - la DTG	151
Bibliographie - Pour aller plus loin.....	159

Synthèse

Aujourd'hui, nous sommes nombreuses et nombreux à être persuadé·e·s que **l'hydro-électricité n'est pas un bien comme les autres**, et que la mise en concurrence des concessions des grands barrages sera la source de bien des problèmes, le premier d'entre tous étant la mise en péril de l'intérêt général. « Nous », ce sont les salarié·e·s d'EDF de toutes opinions politiques, l'ensemble de leurs syndicats, de nombreux cadres dirigeants libres de leur parole parce que partis à la retraite, et même de quelques cadres dirigeant·e·s en fonction, sous le sceau de l'anonymat, ainsi que quelques élu·e·s, dont Marie-Noëlle Battistel et Delphine Batho (qui ont investi le sujet à l'époque où la seconde, alors Ministre de l'Écologie et de l'Énergie a chargé la première de rédiger un long et passionnant rapport parlementaire sur l'Hydro-Électricité, rapport n° 1404 publié en 2013), mais également tout·e citoyen·ne correctement informé·e sur le sujet.

Le contexte actuel n'est pas favorable. En effet depuis plus de 20 ans, les directives européennes de libéralisation du marché de l'électricité, l'absence de vision claire et stratégique des gouvernements qui se succèdent, ainsi que le pourrissement de la situation, ont conduit à une mise en demeure de la Commission Européenne de Bruxelles adressée à l'État français le 22 octobre 2015 sur le sujet. D'aucuns pensent qu'il est trop tard, qu'EDF n'a plus qu'à s'appliquer pour perdre le moins possible, voire à gagner des concessions, puisque la concurrence est déjà là, notamment sur le Rhône, où EDF cohabite avec la CNR (non sans problème d'ailleurs). Une grande majorité des salarié·e·s d'EDF est maintenant plongée dans la perplexité. Elle perçoit EDF comme un modèle et ne comprend pas pourquoi ce modèle serait gênant, à abattre, tant le processus de casse du service public de l'hydro-électricité auquel ils assistent se passe d'arguments clairs et objectifs. L'enquête interne annuelle MyEDF, qui, depuis 2012, sonde les 150 000 salarié·e·s du Groupe EDF, trace très clairement une défiance généralisée et des inquiétudes croissantes chez tout le monde, du plus petit employé jusqu'à l'expert reconnu internationalement.

L'hydro-électricité n'est pas une industrie comme les autres, ses spécificités ne manquent pas :

- ⇒ Elle est non délocalisable, car totalement intégrée dans les territoires, et la France en est la pionnière ;
- ⇒ Elle est presque entièrement implantée dans la moitié Sud-Est du pays, en-dessous d'une ligne Bordeaux-Strasbourg ;
- ⇒ Elle répond à des logiques de temps long (la plupart des barrages sont là depuis de 70 ans, et ils seront encore là dans 150 ans) ;
- ⇒ Elle met en jeu des sommes pharaoniques, que ce soit en terme d'investissement initial, de maintenance ou de risques induits, contre lesquels est requise une politique claire et sans faille de sûreté au-delà des impératifs économiques ;
- ⇒ Elle joue un rôle essentiel dans l'équilibre du réseau électrique (qui ne souffre à aucun moment d'aucun écart entre production et consommation) par sa facilité et sa rapidité de mobilisation pour répondre aux pointes de consommation, par son rôle essentiel dans la reconstitution du réseau en cas de black-out, et par sa propriété unique de stockage en masse de l'électricité (pas stockable en tant que tel à grande échelle) dans les retenues ;
- ⇒ Elle permettra, demain, l'insertion des Énergies renouvelables Intermittentes (éolien et solaire) ;
- ⇒ Ses barrages stockent 75% des réserves d'eau douce de surface de la France, et à ce titre, contribuent à bien d'autres choses que la création d'une valeur économique du kWh (agriculture, tourisme, eau potable, environnement, industrie, navigation...) : c'est le multi-usage de l'eau ;
- ⇒ Ils jouent un rôle essentiel dans la protection et la gestion des crues (et de leur opposé, les étiages) de nos fleuves et rivières ;
- ⇒ Ces aménagements font l'objet, pour répondre à toutes ces spécificités et à toutes les missions de service public associées, d'une gestion économique extrêmement complexe.

Chaque salarié·e d'EDF, mais aussi chaque citoyen·ne investi·e dans le fonctionnement de l'hydro-électricité, sait qu'une organisation concurrentielle privée et orientée vers la seule maximisation du profit est incapable de tenir compte de ces spécificités, d'autant plus si elle est gérée à la maille d'une vallée, voire d'une partie de vallée. Elle est donc dangereuse, antinomique de l'intérêt général, et ne peut être acceptée sans débat, et sans argument. La mise en concurrence ou non doit être discutée en prenant en compte que :

- ⇒ EDF a un rôle majeur et historique, notamment par la mise en œuvre d'une politique sûreté de ses aménagements qui a toujours précédé la réglementation, et par la prise en charge de missions que des Services de l'État sous-dimensionnés et trop peu armés ne pourraient assumer dans un environnement plus morcelé moins coopératif ;
- ⇒ le profit maximisé et la recherche d'une rentabilité à 2 chiffres à tout prix pour l'actionnaire est peu compatible avec les exigences de sûreté (maintenance, surveillance) et d'environnement au cœur de l'hydro-électricité ; peu compatible aussi avec les caractéristiques de temps très long et de forts coûts d'investissement ;
- ⇒ la recherche et l'ingénierie, intégrées et centralisées depuis toujours au sein d'EDF, avec l'atout décisif de bases historiques de plus de 70 ans de données d'exploitation, la richesse incomparable de réseaux de mesure complexes, en montagne (difficile d'accès), difficiles à gérer, et le trésor d'un personnel fidèle, investi, haut en compétences. Mais tout cela se trouve au bord de la taille critique, aujourd'hui, et serait gravement menacé d'extinction en cas d'éclatement des producteurs ;
- ⇒ le contrat, pièce maîtresse du monde concurrentiel privé, ne saura jamais contenir pour les décennies à venir la totalité des usages à venir de l'eau et de l'électricité (dont on sait que la catastrophe climatique en cours avec le réchauffement, la baisse des précipitations, et l'évaporation en forte hausse va multiplier les contraintes et les tensions sur l'eau), et on imagine déjà le prix fort qu'un opérateur privé fera payer pour un service non contractualisé à l'origine, d'autant plus excessif que certains usages de l'eau et de son énergie (stabilité du réseau par exemple) doivent se décider dans l'heure (et même parfois dans la minute) ;
- ⇒ l'indemnisation d'EDF, si bon sens on regroupe les vallées (pour ne pas aller jusqu'à découper en morceaux des vallées où les aménagements sont liés de l'amont vers l'aval par l'écoulement de l'eau) paraît irréalizable. Et ce problème semble être celui qui, jusqu'à aujourd'hui, empêche d'avancer, puisque selon les hypothèses financières de placement du manque à gagner, le montant de l'indemnisation varie de 1 à 3 sur 20 ans, de 1 à 4 sur 30 ans !

Mais à côté de ces perspectives funestes, le moral en berne des salarié·e·s d'EDF et le scepticisme des observateurs du secteur tient au moins autant des conséquences déjà tangibles de décisions politiques récentes :

- ⇒ parce que, depuis 20 ans que le marché de l'électricité se libéralise progressivement, du concurrentiel a déjà été introduit dans le paysage hydro-électrique, avec la cohabitation sur le Rhône de la CNR (pour l'hydro-électricité) et d'EDF (pour l'électricité nucléaire), et que cette désoptimisation, sur un fleuve français majeur, pour une seule problématique (le rôle de l'hydro-électricité pour les centrales nucléaires) coûte déjà quelques millions d'euros par semaine de transaction, de désoptimisation, de tractations et parfois de judiciarisation ;
- ⇒ parce que, dans cette marche forcée vers la financiarisation de son activité, EDF a déjà commis de lourdes erreurs par le passé (au moment de sa lente transformation en SA) ou en ce moment-même (avec l'incertitude sur le devenir des concessions arrivant ou arrivées à terme, comme avec les obligations que son statut de SA lui impose de respecter) ;
- ⇒ parce que, parmi les pays comparables qui nous entourent, en Europe notamment, seule la France va devoir se plier à ce petit jeu suicidaire de distribuer ses barrages hydro-électriques au plus offrant, européen ou non, menaçant ainsi son indépendance énergétique, qu'on nous avait vendue pourtant pour être tellement stratégique qu'on devait collectivement accepter le risque nucléaire ;
- ⇒ et enfin, parce que les États-Unis, au cœur du dogme néo-libéral, font le contraire chez eux ! Avec, par pragmatisme depuis le scandale d'Enron en Californie au début des années 2000, l'abandon pur et simple de la libéralisation du marché de l'électricité, et le maintien d'une gestion intégrée de tous les grands barrages hydro-électriques de l'Ouest américain par deux énormes agences fédérales, l'USBR et l'USACI.

Les conséquences à prévoir, pour l'ensemble de la société française sont très lourdes. Et l'intérêt général est sérieusement menacé par ce qui est en train de se mettre en place avec la mise en concurrence des barrages :

- ⇒ une hausse des tarifs de l'électricité : on voit mal comment toute cette désoptimisation pourrait conduire à une baisse des prix de l'électricité pour le consommateur, et on voit se dessiner de possibles laissés pour compte, avec un chantage possible à la péréquation tarifaire (maintenue en échange d'une hausse générale des tarifs), notamment pour les petits consommateurs, ceux de nos campagnes, et ceux qui, au Nord-Ouest d'une ligne Bordeaux-Strasbourg, ne bénéficient pas d'hydro-électricité sur leurs territoires, alors même que cette industrie joue un rôle national d'équilibre du réseau, et qu'elle a été financée nationalement par tous ;
- ⇒ un risque industriel lié aux barrages renforcé, car potentiellement accru par une course à la réduction des dépenses, avec pour parent pauvre imaginable les budgets de maintenance, de surveillance, de recherche ou d'ingénierie, et avec des conséquences immédiates sur l'emploi dans les territoires ;
- ⇒ une transition sociale pour les salarié·e·s du futur, dans l'hydraulique, comme dans le développement des énergies renouvelables intermittentes que sont le solaire et l'éolien, pour qui on commence à développer des conventions collectives rétrogrades et précarisées, en comparaison avec le statut pourtant toujours en vigueur.

Voir des salarié·e·s se mobiliser pour vous apporter la somme de leurs témoignages, alors même que leur statut a été mis en cause à de nombreuses reprises, jusque par Nicolas Hulot dans de très récentes déclarations, et ne rien revendiquer pour eux-mêmes doit vous interroger sur les enjeux collectifs de ce dossier. SUD-ÉNERGIE n'aura été qu'un catalyseur, dans ce projet, se contentant de recueillir, d'organiser et de synthétiser l'ensemble des propos recueillis, le tout en un temps extrêmement court. Nous sommes par exemple allés rencontrer un des anciens directeurs de la DTG, et nous ne saurions dire mieux que lui le trésor politique que peut représenter cette somme de paroles lucides, qualifiées, mais inquiètes :

Citation - « Votre projet de recueil de paroles expérimentées sur l'hydraulique me paraît particulièrement opportun, parce que là, on échappe un peu à tous ces travers de lutte apparemment corporatiste (ils ne se battent pas pour l'intérêt général, ils ne se battent que pour leur statut, ou ce genre de caricatures probables, comme pour la lutte en cours des cheminot·e·s de la SNCF).

Là, sur le sujet des barrages (comme chaque fois qu'on retrouve les notions de réseau, de chaîne), le multiple intérêt du monopole au regard de l'intérêt général peut toucher l'opinion publique sans risquer le travers de la lutte pour soi, puisque débarrassé, dans l'angle d'attaque que vous me présentez, de revendications à destination des salariés. Il me semble que la majorité des économistes sérieux (de Marcel Boiteux à Jacques Généreux) savent que l'optimum pour les activités de réseau réside dans un monopole de fait. Votre projet me paraît être un angle d'attaque très intéressant, pour montrer ces enjeux sur du très concret, débarrassé d'histoires de statut, de « privilèges » supposés, de lutte corporatiste ».

Rémy HOCHART, Directeur de la DTG, 1999-2001

Le temps trop court qui sépare la naissance du Groupe de Travail "Concessions Hydro-électriques" de la remise de ce rapport, et l'implantation limitée de SUD-ÉNERGIE dans l'entreprise EDF empêchent le présent document de prétendre à une quelconque exhaustivité.

Tout au plus peut-il contribuer, par la somme et par la variété des témoignages recueillis, à allumer un doute dans vos esprits face au « there is no alternative » de la privatisation à tout prix. L'hydro-électricité est-elle adaptée à la multiplication programmée du nombre de ses exploitants sur le sol français ? SUD-ÉNERGIE, comme tant d'autres acteurs connaissant parfaitement le dossier (l'ensemble des syndicats EDF, les anciens cadres dirigeants de l'hydraulique d'EDF, une grande majorité des salarié·e·s, les positions courageuses de la Ministre Delphine Batho en 2013, le rapport parlementaire de Marie-Noëlle Battistel et Éric Straumann la même année), prétendent le contraire. À vous de vous faire votre propre idée sur la question.

C'est là tout ce que nous espérons : que vous sachiez vous saisir de cet objet peu banal, pour en faire un objet politique. Et qu'avec les nombreuses illustrations que les pages qui suivent recèlent, qu'avec votre rôle essentiel dans l'éducation populaire et vos liens étroits avec l'opinion publique, un autre monde possible puisse émerger pour l'hydro-électricité, recentré sur l'intérêt général et débarrassé des puissances de l'argent, rien de moins.

Remerciements

Ce rapport est le simple recueil organisé, par grands thèmes, de la parole de personnes sachantes, expérimentées et reconnues dans la maison de l'hydro-électricité d'EDF. Rien n'aurait été possible sans elles et sans eux. Qu'elles soient toutes remerciées ici pour leur générosité, leur disponibilité et leur engagement.

- cadres dirigeants d'EDF retraités -

La surprise d'avoir eu autant de répondant de la part d'autant d'anciens cadres dirigeants de l'hydraulique n'a d'égal que la force de leur engagement. Pour nous, cette "alliance improbable" entre SUD-ÉNERGIE et la direction opérationnelle de l'hydraulique d'EDF de ces dernières décennies est une des nombreuses illustrations du statut très particulier l'hydro-électricité pour notre pays, et qu'un consensus large est facile à obtenir contre l'ouverture à la concurrence des concessions de nos barrages hydro-électriques. Les cadres dirigeants qui ont accepté que leur nom figure dans ce rapport sont bien évidemment tous retraités. Ils parlent donc ici en leur nom propre, et n'engagent évidemment pas la maison EDF. Ça tombe sous le sens, mais ça va mieux en le disant.

Plus étonnant encore, quelques cadres dirigeants, très haut placés à EDF aujourd'hui, ont accepté de nous livrer leur témoignage. Mais devant le refus d'EDF Production Hydraulique de coopérer avec SUD-ÉNERGIE dans ce recueil de paroles d'experts, ils ont préféré conserver l'anonymat, et on les comprend.

Voici donc la liste (non exhaustive) des anciens dirigeants de l'hydraulique qui nous ont livré leurs analyses, leurs témoignages, et leurs éclairages. Trois anciens patrons de la production hydraulique nationale, trois anciens chefs d'unités nationales d'ingénierie hydraulique, et trois anciens chefs d'unités régionales de production d'hydro-électricité, sans oublier deux délégués régionaux (représentant dans la Région du PDG d'EDF auprès des autorités locales - préfet, élus, collectivités, pouvoirs publics, grandes entreprises, CCI, organisations patronales...) et un ancien animateur national de la sûreté hydraulique.

Si vous nous aviez dit ça au démarrage de notre travail, on vous aurait pris pour des fous...

Jean-François ASTOLFI : ex-Patron de l'Hydraulique (production + DTG + CIH) d'EDF de 2005 à 2014 auparavant patron du CIH de 1995 à 1999

Ingénieur d'étude et de travaux dans divers postes de l'ingénierie nucléaire (Direction de l'Équipement de 1977 à 1994) puis Directeur du Centre National d'Ingénierie Hydraulique (le CNEH devenu CIH depuis) de 1995 à 1999, puis Directeur Adjoint de l'Ingénierie (DIS puis DIPS) de 1999 à 2005, chargé du THF, de l'Hydraulique et du développement international, puis enfin Patron de l'hydraulique d'EDF de mars 2005 à mi 2014

Jacques MASSON : ex-Directeur Délégué de l'Hydraulique (production + DTG) d'EDF de 1995 à 2001 auparavant patron de l'unité de production hydro-électrique Méditerranée de 1984 à 1995

a commencé sa carrière aux Mouvements d'Énergie, a rejoint la production hydraulique sur le Rhin en 1977, puis a dirigé le GRPH (groupement régional de production hydraulique) Méditerranée de 1984 à 1995. Délégué Régional PACA de 1993 à 1995, avant de diriger la production hydro-électrique nationalement de 1995 à 2001.

Jean-Yves DELACOUX : ex-Directeur Délégué de la Production Hydraulique d'EDF de 2003 à 2010 auparavant patron de l'unité de production hydro-électrique Alpes de 1999 à 2003

a commencé sa carrière à l'ingénierie réseau, avant de rejoindre la production hydraulique. Adjoint au Directeur d'Unité à Marseille, puis directeur du CRES Normandie Paris (Unité maintenant RTE), puis directeur de l'Unité de Production Hydraulique Alpes à Grenoble de 1999 à 2003, et enfin directeur délégué de la Production hydraulique de 2003 à 2010.

**Gérard CASANOVA : ex-Délégué Régional EDF pour le grand Sud-Ouest de 1989 à 1999
auparavant patron de l'unité de production hydro-électrique Pyrénées de 1984 à 1989**

GRPH Méditerranée en usine, puis sous-groupe, puis à l'État-Major de 1965 à 1975.

A Toulouse aux Mouvements d'Énergie et à la planification des réseaux de 1975 à 1979.

Chef d'exploitation puis adjoint puis Patron du GRPH Pyrénées de 1979 à 1989.

Délégué régional EDF du grand Sud-Ouest, et patron de l'unité Énergie (3 GRPH, 2 CRT et 1 GRPT) Sud-Ouest (de la Dordogne jusqu'aux Pyrénées), de 1989 à 1999.

**Jean FLUCHÈRE : ex-Délégué Régional EDF Rhône Alpes de 1995 à 2002
auparavant Directeur de la centrale nucléaire du Bugey de 1988 à 1995**

Ingénieur de Sup-élec, entré à EDF en 1969, à la centrale thermique au charbon de Blénod en Lorraine.

A été sélectionné en 1971-1972 pour aller suivre l'année de spécialisation en génie atomique à l'Institut National des Sciences et techniques nucléaires.

A participé à la construction de Fessenheim où il était responsable de l'ensemble des essais de 1972 à 1976.

A été nommé directeur du centre de formation électronucléaire du Bugey en 1976.

A été nommé Directeur adjoint du site du CNPE Bugey en 1982.

En a été nommé directeur en 1988.

Est devenu Délégué Régional d'EDF en Rhône-Alpes de 1995 à 2002.

Jean-David MÉCHALI : ex-Directeur du CIH de 2010 à 2015

A commencé sa carrière à la Direction Internationale d'EDF jusqu'en 1989, a rejoint le CNEH (devenu CIH) jusqu'en 1991, puis a été détaché à la Banque Mondiale (où il a côtoyé des bailleurs de fonds et découvert de l'intérieur les mécanismes de financement des grands projets) jusqu'en 1994. Entre 1994 et 1999, il enchaîne des postes de chef de projet (Romanche-Gavet, puis divers projets en Afrique de l'Ouest. Il devient directeur du chantier de Nam-Theun 2 au Laos entre 1999 et 2010, puis finit par diriger le CIH de 2010 à 2015.

Rémy HOCHART : ex-Directeur de la DTG de 1999 à 2001

a passé une grande partie de sa carrière à la production nucléaire avant de diriger la DTG de 1999 à 2001, puis l'évolution des systèmes d'information de la production et de l'ingénierie.

**Michel POUPART : ex-Animateur sûreté hydraulique EDF de 2002 à 2007
auparavant Chef du Service Auscultation des Barrages de la DTG de 1990 à 1999**

Ingénieur d'études à l'ingénierie hydraulique d'EDF de 1973 à 1990 avec les projets majeurs suivants : barrages du Mirgenbach, de Vieux Pré et de Grand Maison, Usine du Cheylas.

De 1990 à 1999, Chef du service chargé de l'auscultation des grands ouvrages de génie civil d'EDF et de propriétaires tiers (200 barrages, 50 centrales nucléaires)

Responsable de l'animation de la sûreté hydraulique à l'État Major de la Production hydraulique d'EDF de 2002 à 2007, doctrine, référentiel technique, formation, REX des incidents, actions de R&D, contacts avec l'administration centrale

De 2009 à ce jour, consultant indépendant en sécurité des barrages : contrats d'AMO en France et à l'international (Canada, Mali, Géorgie,..), revues de nombreuses études techniques dont plus d'une vingtaine d'Études de dangers (EDD).

Activités soutenues depuis plus de 20 ans dans les associations professionnelles en France (CFBR) et à l'international (Commission Internationale de Grands Barrages, CIGB) avec récemment participation active à l'élaboration de deux bulletins techniques sur le management de la sécurité.

Membre du CTPBOH depuis mars 2016.

Experts en fonction aujourd'hui, à la DTG, au CIH et à la R&D

Trois témoins expérimentés nous accompagnent à notre audition du 16 mai...

Rémy GARÇON : Expert EDF en Hydro-météorologie à la DTG

Rémy Garçon a plus de 30 ans d'expérience dans le domaine. Il est membre du Conseil Supérieur de la Météorologie, au Conseil Scientifique du SCHAPI (Service Central d'Hydrométéorologie et d'Appui à la Prévision des Inondations), ainsi que du Conseil Scientifique du Bassin Adour-Garonne. Il a été honoré en 2016 du Grand Prix de l'Hydrotechnique pour l'ensemble de sa carrière par la Société Hydrotechnique de France (SHF). A une grande expérience du contexte scientifique, technique, industriel et institutionnel des enjeux de l'eau en France.

Jean-Jacques FRY : Expert Barrages au CIH

Jean-Jacques Fry travaille à EDF depuis plus de 35 années, d'abord à la Région d'Équipement Alpes Lyon pour monter une cellule dédiée au calcul de barrage, puis au CNEH pour diriger la cellule géotechnique et enfin au CIH, où il est actuellement expert barrages.

Ancien consultant auprès des Nations Unies (PNUD/OPE) de 1978 à 1988, il a été aussi secrétaire et trésorier du Comité Français des Grands Barrages de 1991 à 2002, professeur associé à l'École Centrale de Lyon de 1995 à 2016 et est actuellement le Président du Club Européen de la Commission Internationale des Grands Barrages (CIGB).

Nadia OUDJANE : Chercheuse-Experte en mathématiques appliquées à la R&D

Nadia Oudjane est ingénieur-chercheur à la R&D d'EDF depuis 17 ans. Elle a été professeur associé à l'université Paris 13 de 2005 à 2011.

Chercheuse Expert en Probabilités et Statistiques, elle a développé des méthodes probabilistes pour la gestion du portefeuille d'actifs physiques (centrales de production) et financiers d'EDF en présence des risques liés aux marchés énergétiques.

Elle a aussi participé au développement d'algorithmes aidant à l'optimisation des programmes de production d'EDF dans l'objectif de satisfaire la demande au moindre coût. Aujourd'hui, son activité se concentre sur la gestion des systèmes électriques décentralisés en présence d'une forte pénétration d'ENR intermittentes.

Beaucoup d'autres experts ont contribué à la somme de témoignages que représente ce rapport. Certain·e·s ont évidemment souhaité conserver l'anonymat. L'essentiel est d'avoir pu recueillir leurs paroles...

Marc TROTIGNON : Expert Groupe, Ingénieur Sénior et Économiste à la R&D

Il a 39 ans d'expérience dans le domaine de la gestion technico-économique des systèmes électriques.

Il travaille actuellement sur l'adaptation de l'organisation et du fonctionnement des marchés électriques rendus nécessaires notamment par l'introduction massive des énergies décentralisées et renouvelables. Il organise régulièrement des sessions de formation sur le sujet des marchés électriques, et est l'auteur d'un MOOC (Massive Open Online Course) interne à EDF sur ce thème. Il est diplômé de l'École Centrale Paris.

Christian LALLEMENT : ex-Directeur Eau Titres Environnement à l'Unité de Production Alpes de 2013 à 2017

Après quelques années passées au Ministère de l'Environnement, rejoint en 1983 le domaine Eau à DTG où il occupe divers postes, dont responsable du réseau hydro-climato du Massif Central, Chef du Service Environnement, puis Chef du Centre Hydrométéorologique Alpes. Il rejoint le CIH en 2000 comme chargé du développement commercial en Europe de l'Est, Algérie, ex-URSS. De 2006 à 2013 il participe au projet Gagner, puis rejoint l'UP Alpes comme Directeur Eau Titres Environnement (aujourd'hui Direction Concessions).

Emmanuel BRANCHE : Ingénieur Économiste Senior au CIH

à EDF depuis 1999, de la R&D au CIH, en passant la direction Stratégique du Groupe.

Référent Environnement Industriel (gestion des déchets, sites et sols pollués et eaux souterraines, produits dangereux, nuisances sensorielles, ICPE/IOTA).

Ingénieur économiste senior, en charge des évaluations de la durabilité des ouvrages hydroélectriques (France et international), expert changement climatique (adaptation et atténuation).

Rémy BOUDON : Expert EDF en topographie et mesure dimensionnelle à la DTG

Ingénieur Géomètre Topographe diplômé de l'ENSAIS en 1994.

A travaillé 14 ans dans le privé avant de rejoindre le Département Surveillance des Ouvrages de EDF-DTG en 2008, principalement sur la construction de grands ouvrages de génie civil : pont haubané Vasco da Gama à Lisbonne au Portugal, pont haubané de Rion-Antirion en Grèce, viaducs des Barrails et de la Dordogne près de Bordeaux, tunnel de l'A86 à Paris notamment.

Est membre de la Commission Géo-Positionnement du Conseil National de l'Information Géographique (CNIG) depuis 2011 et Vice Chair de la Commission 6 – Engineering Surveys – de la Fédération Internationale des Géomètres (FIG) depuis 2014. Il participe aux travaux des différents groupes de réflexion nationaux et internationaux notamment en ce qui concerne la surveillance et l'auscultation des ouvrages. Est également membre du CFBR depuis 2013.

Thomas OUIILLON : Ingénieur-Chercheur sur l'optimisation du parc hydraulique à la R&D

A travaillé 3 ans dans le privé avant de rejoindre la R&D d'EDF en septembre 2014. Il travaille depuis comme ingénieur de recherche sur l'outil de gestion moyen-terme des stocks hydrauliques d'EDF.

Matthieu MULLER-FEUGA : Responsable de la Section Électrotechnique au CIH – projet La Coche Pelton

A travaillé un an chez Alstom en Suisse.

4 années passées à la DTG à Béziers, au Service CEMBB.

6 années au CIH , Service FM puis EM, puis DT/EM.

Détaché pour le projet La Coche Pelton.

Jérôme SAUSSE : Expert EDF en Auscultation des Barrages à la DTG

18 ans d'expérience à EDF ; travaille sur la surveillance des barrages depuis 2002 d'abord à DTG Toulouse puis en 2006 à Grenoble et enfin sur Brive depuis 2014. a donc été confronté à de nombreux cas d'étude, d'interlocuteurs des différentes UP et service de contrôle locaux (DREAL). Est membre actif du CFBR depuis 2010. Durant son passage à Grenoble, a travaillé dans le développement à DMM et a travaillé sur l'impact réglementaire lié à la loi sur l'eau et les milieux aquatiques de 2006, en ce qui concerne le diagnostic des petits barrages à ausculter et la mise en œuvre des études de dangers et revues de sûreté (pilote sa 18ème revue de sûreté, pour le barrage d'Eguzon).

Emmanuel PAQUET : Hydrologue spécialiste crues extrêmes et sûreté hydraulique à la DTG

Diplômé en 1988 de l'École Nationale Supérieure d'Hydraulique et de Mécanique de Grenoble hydraulicien chargé d'essais et d'expertise sur les turbines, vannes et conduites forcées des installations hydroélectriques de 1991 à 1999

depuis 1999 : Hydrologue en charge de développements dans le domaine de la modélisation, de l'analyse de données et de l'estimation de crues extrêmes. Co-développeur de la méthode SCHADDEX. Validation technique des études de crues extrêmes réalisées par EDF-DTG.

Co-animateur de la section Glaciologie-Nivologie-Hydrologie de montagne de la Société Hydrotechnique de France (SHF). Membre du Comité Français des Barrages Réservoirs (CFBR)

Marion PARISE : Experte conduites forcées à la DTG

Ingénieure Centrale Nantes, Docteure en science et génie des matériaux École des Mines de Paris (couplages mécanique-oxydation dans le gainage du combustible nucléaire)- Doctorat sur le gainage combustible nucléaire entre CEA Grenoble et École des Mines de Paris. Embauche EDF R&D 97 puis mutation DTG 2001 comme Experte en matériaux et expertise d'avarie de composants sous pression importants pour la sûreté hydraulique

Grégory ROLANDEZ : Ingénieur Essais Hydrauliques à la DTG

Ingénieur-Conseil pendant 6 ans dans un Bureau d'Étude dans le domaine de l'eau et de l'énergie. Ingénieur Production au Groupe d'Exploitation Hydro-électrique (GEH) Écrins-Vercors. Coordonnateur Exploitation et Sûreté Hydraulique dans un Groupement d'Usines (GU) hydro-électriques. Ingénieur Essais Hydrauliques DTG.

Daniela GARCIA : Ingénieure-Chercheuse en ingénierie de la Connaissance au département OSIRIS de la R&D

Doctorat mené à la R&D soutenu en 1998, sur le thème du traitement automatique du langage naturel.
ingénieur-chercheur de 1998 à 2007 au service "Informatique et Mathématiques Appliquée", département "Nouvelles Technologies de l'Information et des Connaissances" sur une compétence qui a plus tard pris le nom "Ingénierie des Connaissances"

de 1998 à 2007 a travaillé à la recherche à EDF sur un sujet transverse qui l'a mise en contact avec des métiers très divers de l'entreprise (réseau de transport - à l'époque entreprise intégrée, production et ingénierie du nucléaire, distribution...)

Depuis 2007, et le recentrage de la R&D sur le "cœur de métier", a rejoint le département "Optimisation, Simulation, Risques et Statistiques pour les marchés de l'énergie" (OSIRIS) qui produit, entre autres choses, les codes de calcul pour la gestion optimisée de la production, à tous les horizons de temps. Travaille plus particulièrement ces dernières années sur la gestion de l'hydraulique avec des immersions dans les services opérationnels.

Serge STELLA : Expert Machines Électriques (Alternateurs & Transformateurs) à la DTG

A réalisé toute sa carrière (plus de 25 ans) au Service Diagnostic de Machines Électriques (DME) de la DTG, pour développer des méthodes de diagnostic alternateurs, disjoncteurs et transformateurs. Effectue régulièrement des réceptions de machines électriques chez l'ensemble de nos fournisseurs parmi les fabricants mondiaux.

Frédéric GOTTARDI : Responsable du réseau de mesure hydro-climatologique Est de la France à la DTG

Diplômé de l'ENSHMG, filière génie hydraulique et ouvrages en 2006

Guide de haute montagne

Thèse sur l'estimation des précipitations en montagne soutenue en 2009

Embauché à EDF en 2010

En charge de développements en hydrologie (métrologie et modélisation des précipitations et de la neige, analyse de données) de 2010 à 2014

Responsable de l'équipe de mesures hydrométéorologiques (pluie, température de l'air, neige, débit en rivières) pour l'Est de la France depuis 2014

Co-animateur de la section Glaciologie-Nivologie-Hydrologie de montagne de la Société Hydrotechnique de France (SHF)

Patrick DIVOUX : Docteur-Ingénieur en Génie-Civil au service Conception Générale au CIH

Docteur-Ingénieur en Génie-Civil

Diplômé de l'ENSHMG obtenu en 1991, puis thèse de doctorat dans le domaine de la modélisation des barrages en béton obtenue en 1997

Travaille à EDF dans le domaine des aménagements hydrauliques depuis 1992 (Études de comportement de grands barrages, développement de projets d'aménagements hydrauliques à l'International, études et travaux de maintenance sur les aménagements et grands barrages des Alpes, aménagement des Bois - Déplacement du captage des eaux sous la mer de Glace – Chef de projet, aménagement Romanche-Gavet – Responsable construction)

L'ensemble des ingénieurs et experts du service environnement et social du CIH, qui regroupe les compétences suivantes : la sédimentologie et géomorphologie, la biodiversité et la gestion des espaces et des espèces, l'hydrobiologie et la migration piscicole, la qualité des eaux, la gestion opérationnelle des travaux, la gestion des déchets et des sols pollués, la maîtrise des risques et le management de l'environnement, les gaz à effet de serre, et la sociologie au sujet des concertations territoriales, en France et à l'international.

Fabien NATHAN : Référent Études Internationales au Service Environnemental & Sociétal du CIH

Docteur en études du développement à l'université de Genève, spécialiste des études d'impact social des aménagements dans les pays en développement, référent études internationales du service Environnement et Société à EDF-CIH.

A travaillé dans le domaine de la vulnérabilité et de la résilience aux aléas naturels, comme membre de

l'UN/ISDR (United Nations International Strategy for Disaster Reduction) puis comme chercheur. Après sa thèse, il a réalisé des études d'impact social, des plans de réinstallation de population et consultations publiques pour de grands projets d'aménagement en Afrique et en Amérique, au sein du bureau d'études Sogreah Consultants (devenu Artelia).

Aujourd'hui en plus de faire les études sociales à l'international, il représente aussi le Groupe EDF au sein du groupe de travail "peuples indigènes" de l'IHA.

Jean-François BALMITGÈRE : Expert Mécanique - Supervision et Optimisation au CIH

Et aussi, pêle-mêle, sans qu'on ait eu le temps de reboucler pour avoir leurs parcours professionnels :

Olivier BORY : Ingénieur génie-Civiliste au service Géotechnique et Ouvrages Souterrains du CIH

Nadine PAJEAN WASSONG : Ingénieure Spécialiste en machines hydrauliques, au CIH

Agnès BARILLER : Expert au Service Environnemental & Sociétal du CIH

Sébastien MENU : Ingénieur Service au Service Environnemental & Sociétal du CIH

Stéphane TRIPOZ : au Service Environnemental & Sociétal du CIH

Emmanuelle GUEZOU : au Service Environnemental & Sociétal du CIH

Grégory LAPIERRE : au Service Environnemental & Sociétal du CIH

D'autres ingénieur.e.s et technicien.ne.s des différents services de spécialité du CIH, qui ont souhaité donner leur contribution de manière collective et collaborative.

Sans oublier toutes celles et tous ceux qui ont préféré s'exprimer sous le sceau de l'anonymat : travailler à EDF et s'afficher avec SUD-ÉNERGIE n'est pas chose aisée...

... On en a sûrement oublié ;-(Et il est possible qu'on ait oublié d'en retirer certains. Toutes nos excuses par avance...

Rapportrices et rapporteurs

Toutes ces paroles ont été recueillies par une chercheuse de la R&D, une génie-civiliste du CIH et un prévisionniste de la DTG, tous trois convaincu·e·s de l'importance de l'éducation populaire en général, et de l'élaboration de ce rapport de recueil de paroles d'experts et cadres dirigeants en particulier.

Pour la R&D et pour RTE...

Anne DEBRÉGEAS : Ingénieure-chercheuse à la R&D – Membre du Bureau National de SUD-ÉNERGIE.

A été embauchée à EDF R&D en 1997 après avoir travaillé en Informatique de gestion (sociétés de service). A travaillé sur l'étude statistique du portefeuille de clients, puis la prévision de consommation et enfin l'optimisation du système électrique sur un horizon Long Terme.

Pour le CIH...

Christelle PEYBERNES : Génie-Civil – Géotechnique et Ouvrages Souterrains au CIH

Après un court séjour à la DTG au service auscultation des barrages, a intégré le CIH en 1999 au service d'expertise et de développement (diagnostics de barrages et de digues, notamment des digues de protection des sites nucléaires).

Chargée du suivi de travaux d'aménagements hydroélectriques neufs au Laos, puis en Corse.

Depuis 2014, elle a rejoint le service de spécialité en géotechnique et ouvrages souterrains diagnostic et évaluation de la stabilité sur des ouvrages anciens tels que digues, écluses, galeries, et études de conception de nouveaux aménagements.

Depuis 1 an elle est également représentante syndicale CGT au CE de son unité.

Pour la DTG, la DOAAT et pour les Cadres Dirigeants d'EDF...

Philippe ANDRÉ : prévisionniste hydro-météo – Membre du Bureau National de SUD-ÉNERGIE

A effectué tout son parcours professionnel à la DTG.

D'abord, pendant 10 ans, au Service des Machines Électriques comme responsable des Essais de Réception des Alternateurs, puis en parallèle, comme contributeur à la mise en place opérationnelle de méthodes de diagnostic Transformateurs et Disjoncteurs, de 1990 à 2000.

Depuis 2002, a rejoint l'équipe des prévisionnistes Hydro-Météo de la moitié Est de la France, au CHA (Centre Hydro-météo Alpes) de la DTG.

- Supports Extérieurs -

Notre activité d'éducation populaire avec notre modeste [université populaire up!](#) nous a permis de tisser des liens avec des personnalités qui, chacune à sa manière, ont nourri notre travail, nous ont fait confiance. En contact direct avec eux, nous tenons à remercier tout particulièrement et très chaleureusement :

- ⇒ *Les réalisateurs de documentaires sociaux incontournables **Gilles BALBASTRE & Gilles PERRET** ;*
- ⇒ *Les journalistes comme il en faudrait beaucoup plus ! **Serge HALIMI & François RUFFIN** ;*
- ⇒ *Les femmes politiques courageuses et rares que sont **Delphine BATHO & Marie-Noëlle BATTISTEL** ;*
- ⇒ *Les intellectuels dissidents, trop peu nombreux, que sont **Bernard FRIOT & Frédéric LORDON** ;*
- ⇒ *Les historiens passionnés et passionnants **Michel ÉTIÉVENT & Bernard ANXIONNAZ** ;*
- ⇒ *Les vieux syndicalistes inusables de la CGT **Patrick DURAND & René FONTAINE** ;*
- ⇒ *Les femmes en lutte de l'usine Hydro Neyrpic de Grenoble (piétinée par GE) **Rosa MENDES & Nadine BOUX** ;*
- ⇒ *Les syndicalistes en lutte à Météo-France dans la tourmente **Laurent MÉRINDOL & François GIROUX** ;*
- ⇒ ***Nos proches**, qui auront fait les frais de cette mobilisation extrême durant 40 jours de traversée du désert...*

Le problème, quand on commence une liste, c'est qu'on en oublie forcément. Que tous les oublié·e·s nous pardonnent ! On les remercie aussi du fond du coeur !

Préambule

Pour mieux situer ce rapport dans le contexte du renouvellement des concessions, nous ne saurions que trop vous conseiller la lecture de quelques articles parmi les plus complets sur le sujet :

- ⇒ Médiapart Martine ORANGE : “la Privatisation des Barrages relancée sous la Pression de Bruxelles” - 2015
- ⇒ Progressistes Jacques MASSON : “le Renouvellement des Concessions Hydrauliques” - 2018

L'intersyndicale des IEG est vent debout contre cette mise en concurrence. Elle a déjà produit beaucoup d'argumentaires, organisé des actions et interpellé de nombreux élus sur le sujet.

SUD-ÉNERGIE n'est pas encore représentatif nationalement à EDF, mais par le hasard des créations de sections, nous sommes très représentés à la R&D - Division Recherche & Développement d'EDF, qui mène des études sur tous les aspects de l'hydraulique (génie civil, surveillance des bâtis, matériels électriques, thermodynamique, régulation des ouvrages, impacts environnementaux, aspects sociologiques, optimisation du parc, etc.), et dans une unité d'ingénierie de l'hydraulique, la DTG, unité intégrée dans la direction de l'Hydraulique d'EDF, qui rassemble l'ensemble des compétences techniques mobilisables par les exploitants pour les aider à mieux surveiller, expertiser, diagnostiquer et exploiter leurs installations. Tous les domaines techniques y sont représentés (l'hydrologie, le génie civil, l'électrotechnique des organes de production, des réseaux, la mécanique vibratoire, les contrôles métallurgiques...). Nos contacts étroits avec des personnes du CIH (l'autre unité d'ingénierie, plus axée sur la conception et la rénovation) de la CGT nous ont permis d'aborder l'ensemble des domaines ingénierie et R&D qui gravitent autour de la production hydro-électrique.

Le 13 mars, nous étions tous réunis à Strasbourg (CGT, CFTD, FO, CGC et SUD) pour interpellier les élus européens sur la situation, et dans la foulée, nous rencontrons Marie-Noëlle Battistel, LA députée française qui creuse ce sujet de par l'omniprésence de barrages sur sa circonscription, et suite au rôle majeur qu'elle a joué en 2013 avec Éric Straumann et leur rapport parlementaire n° 1404 sur les concessions hydrauliques.

SUD-ÉNERGIE croit beaucoup en l'éducation populaire. Ainsi, à la DTG, à Grenoble, depuis notre naissance en 2013, nous organisons chaque mois une conférence/débat dans notre modeste université populaire up! Pour fêter les 70 ans d'EDF en juin 2016, Marie-Noëlle Battistel est déjà venue nous présenter son rapport parlementaire. Et puis, par solidarité avec nos voisins de l'usine de GE HYDRO RENEWABLE qu'on connaît depuis toujours sous le nom de Neyrpic, dans la tourmente d'un plan de licenciements de 345 salarié·e·s sur 800, qui menace de fermeture leur atelier de production de turbines hydrauliques, nous avons organisé le 22 janvier une grande soirée “l'hydro-électricité dans la tourmente” avec comme grands témoins politique deux femmes parmi les rares personnalités politiques à s'être emparé du sujet et à en dégager des paroles sensées : Marie Noëlle Battistel et Delphine Batho.

Mi-mars 2018, donc, Marie-Noëlle Battistel nous a informés de sa possibilité de réouvrir, sur un temps très court, un Groupe de Travail “Concessions Hydrauliques” au sein de la Commission des Affaires Économiques de l'Assemblée Nationale, pour alimenter le débat public sur la PPE, la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, que la loi sur la Transition Énergétique attend pour 2018. Sans hésitation, nous lui avons proposé de recueillir des paroles d'expert·e·s de l'ingénierie et de la recherche d'EDF sur ce sujet brûlant de l'hydro-électricité. Un mois de travail, pour un tout petit syndicat comme le nôtre, est un énorme défi. Mais néanmoins, nous avons joué le jeu dans ce temps très contraint, et vous avez entre les mains le rapport qui en découle.

La vraie bonne surprise pour nous, dans cette aventure furtive mais intense, a été définitivement l'ouverture des portes d'anciens cadres dirigeants de l'hydraulique d'EDF. Un consensus large, balayant de SUD jusqu'à des cadres dirigeants de l'entreprise en interne, de proches de José Bové jusqu'à certains Républicains parmi

les élus locaux, semble se dessiner contre cette mise en concurrence qui ne saurait aboutir à autre chose qu'à la mise en péril de l'intérêt général.

Les gouvernements qui se succèdent en France depuis que l'Europe est gouvernée par le dogme idéologique de la "concurrence libre et non faussée" n'ont pas encore saisi la mesure des enjeux de l'hydro-électricité et le côté stratégique de cette industrie-clé. Ce document se veut une modeste pierre à l'édifice pour remporter la bataille de l'opinion publique. Il s'adresse en premier lieu à toutes celles et tous ceux qui, dans la Représentation Nationale, croient aux vertus de la mise en concurrence sans limite dans tous les domaines.

SUD-ÉNERGIE a proposé à la Direction de la Production et de l'Ingénierie Hydraulique d'EDF une coopération pour ce rapport. La Direction a refusé, invoquant que notre organisation syndicale n'était pas "digne de confiance", nous invitant à réfléchir à cet aspect. SUD-ÉNERGIE regrette que cette coopération, sur un sujet qui semble faire consensus dans l'entreprise, n'ait pas été rendue possible.

Un mot sur le temps court : Nous avons passé l'essentiel de notre temps à recueillir la parole de plus de 50 acteurs majeurs de l'hydro-électricité. Leurs emplois du temps très contraints nous ont amené pour l'essentiel à réaliser des entretiens, à en établir des comptes rendus, à les faire valider, puis seulement après à essayer de les organiser.

Faire tout cela en à peine un mois et demi, avec les vacances de Pâques et les nombreux ponts du mois de mai, c'était Mission Impossible. Le temps nous a manqué pour notamment :

- ⇒ synthétiser les propos plutôt que de vous les livrer presque bruts ;
- ⇒ équilibrer les parties ;
- ⇒ rencontrer tout le monde : au début, vous peinez à rencontrer les premiers, mais à partir d'un certain seuil, chaque interviewé-e trouve indispensable que vous en interviewiez deux ou trois autres, et très vite, ça diverge ! Le dernier entretien a eu lieu lundi 14 mai à 11h...

Et les équipes syndicales sont fort démunies, et vous avez quasiment en face de vous l'ensemble de celles et ceux qui ont pu consacrer une partie de leur temps (souvent précieux et déjà bien rempli) à la conception et aux nombreuses relectures de ce rapport. Nous faisons donc appel à votre indulgence la plus bienveillante pour accepter ce rapport dans l'état où il se trouve depuis... hier soir minuit ?

Toute l'équipe R&D & DTG de SUD-ÉNERGIE

LÉGENDE : Pour finir, quelques conventions qui, on l'espère, vous rendront la lecture plus simple :

- ⇒ **en vert et en gras**, démarrant systématiquement par "Citation -", des phrases clé qui nous ont éclairés, marqués, touchés ;
- ⇒ **en rouge et en gras**, la même chose, en négatif... ;
- ⇒ en encadré et en italiques, démarrant systématiquement par "Illustration -", des exemples à apprendre par cœur si vous voulez convaincre. Les contre-exemples seront difficiles à trouver pour le camp favorable à l'ouverture à la concurrence, et il est de notre devoir de les exiger ;
- ⇒ *en italiques*, dans le texte, la somme de tous les propos recueillis, qui constitue l'essentiel de ce travail, autour desquels nous n'aurons été que les oreilles attentives, les scribes dévoués, les secrétaires appliqués, les mouches du coche et les rassembleurs d'idées : 102 pages d'entretiens bruts / 137 pages de rapport, tout est dit ;-)
- ⇒ **Monsieur CD** : plusieurs cadres dirigeants (CD) nous ont livré sous le sceau de l'anonymat leurs témoignages. Pour les protéger, nous les avons regroupés sous un seul personnage fictif, Monsieur CD ;
- ⇒ **Monsieur EH** : de la même façon, c'est l'ensemble des témoignages que nous avons pu récupérer chez les exploitants hydrauliques (EH) qui est regroupé en un seul exploitant fictif, que nous avons situé dans le Massif Central, étant donné les enjeux, notamment autour de la Truyère...

PREMIÈRE PARTIE
UN CONTEXTE DÉFAVORABLE

1. Un contexte défavorable

La première chose que presque tou-te-s nos interviewé-e-s nous ont dit en préambule tient en une idée simple, basée sur un double constat :

- ⇒ 70 années de Service Public de l’hydro-électricité ont rempli peu ou prou leur contrat avec la Nation ;
- ⇒ de nombreuses expériences de par le monde inquiètent sur le bienfondé de vouloir étendre cette théorie économique de la “concurrence libre et non faussée” et de la “main invisible du marché” à nos barrages...

Cette idée est toute simple, formulée ici avec un humour potache et décalé certain :

« Pourquoi c’est à nous (qu’on n’est pas les méchants) de prouver que c’est optimisé maintenant et que ça sera moins bien après, et pas à eux (les méchants) de faire la démonstration que ce qu’ils proposent apporterait un plus aux citoyens/usagers/clients ? »

Marion PARISE, Experte en contrôle mécanique des Conduites Forcées à EDF-DTG

D’autres nous ont dit qu’ils auraient *davantage envie de le dire avec leurs tripes, instinctivement, qu’il est si « injuste de voler la Nation »*. Ceci étant dit, mesurant l’insuffisance de l’argumentaire, notamment au vu de l’idéologie politique dominante, elles et ils ont accepté de se livrer à l’exercice de cette démonstration par l’absurde...

1.1. Contexte n°1 : Idéologie Dominante “ Concurrence Libre et Non Faussée ”

Quand nous sommes allés interviewer Rémy Hochart (Directeur de la DTG autour de l’an 2000), il nous a accueillis avec le Monde Diplomatique sur la table basse du salon, avec un gros titre « les Fonctionnaires, voilà l’ennemi ! ». Serge Halimi, dans son édito, y pointe une offensive massive, qui transforme tout Service Public en cible potentielle :

Citation - « N’essayez pas d’avancer pas à pas. Définissez clairement vos objectifs et approchez-vous en par bonds en avant qualitatifs afin que les intérêts catégoriels n’aient pas le temps de se mobiliser et de vous embourber. La vitesse est essentielle, vous n’irez jamais trop vite. Une fois que l’application du programme de réformes commence, ne vous arrêtez plus avant qu’il soit terminé : le feu de vos adversaires perd en précision quand il doit viser une cible qui bouge sans arrêt ».

Robert DOUGLAS, Ministre Socialiste de l’Économie, Nouvelle Zélande, 1989

L’accueil chaleureux de Rémy Hochart se doublait d’une analyse inquiétante de cette soumission du politique à cette idéologie aveuglée par la main invisible du marché qui seule saurait résoudre tous nos problèmes :

Citation - « Actuellement, on est dans un courant de pensée, chez nos politiques et les médias associés, en France en particulier, qui est clairement « les bienfaits du marché et du libéralisme », ce qui est absolument extraordinaire, alors que toute l’histoire récente montre que ce n’est absolument pas le sens dans lequel il faut aller, et démontre que c’est un échec dans tous les sens du terme. Comment expliquer que ce soit présenté à longueur de temps comme quelque chose vers lequel il faut absolument aller ? Pour moi, ce n’est plus politique : ça relève du religieux ! ».

Rémy HOCHART, Directeur de la DTG, 1999-2001

Pour Jean-François Astolfi, patron de l’hydraulique d’EDF de 2005 à 2014, *ouvrir toutes les concessions (autoroutes, barrages...) à la concurrence est une vision à 90% purement idéologique (qui oublie d’ailleurs de mentionner le financement 100% public de ces installations). Il se désole de cette mythification du concept de concurrence.*

Pour lui, face à cette pression idéologique qu'est la mise en concurrence, peut-être eût-il mieux valu techniquement lancer les renouvellements de concession dès 2010. À cette époque, les concurrents étaient moins prêts qu'aujourd'hui, moins compétitifs vis-à-vis d'EDF... Sans doute bénéficiaient-ils également un peu moins d'un capital sympathie que les années d'attente leur auront à coup sûr obtenu (effet inverse sans doute à craindre du côté d'EDF... facile de convaincre que nous avons joué la montre contre la mise en place d'une « saine » concurrence amenée à faire baisser les prix pour le consommateur ?).

D'un autre côté, dans cette affaire, les choix seront aussi politiques. Monsieur Astolfi se souvient que le cabinet du Ministre Jean-Louis Borloo, à l'époque, était très clair sur sa vision (ré-équilibre entre EDF et GDF-SUEZ, sans écarter la concurrence étrangère), et politiquement, ils laissaient clairement fuiter leurs souhaits :

⇒ 1/3 pour EDF ;

⇒ 1/3 pour GDF SUEZ (actuel ENGIE) ;

⇒ 1/3 pour de nouveaux entrants (pourquoi pas italiens ou suisses).

Qu'en est-il de ceux qui, dans les mois et années qui viennent, instruiront ce dossier au niveau de l'État et de ses services ? Ce type de souvenir nous amène à penser que les choix seront essentiellement politiques, au détriment du technique. Le peu de fuites de la lettre du Ministre Nicolas Hulot à la Commission Européenne pointe ainsi qu'EDF n'aurait pas le droit de concourir à plus de 66% des concessions ? C'est insensé...

Une bonne façon d'utiliser cette menace de l'ouverture à la concurrence, toujours pour Jean-François Astolfi, serait de gagner le Rhône... Rassemblé dans une concession unique (hormis l'aménagement de Cusset, avec ses ouvrages attenants, depuis toujours soumis à une concession propre, et seul à être resté dans le giron d'EDF et à ne pas être intégrée à la concession globale Rhône de la CNR). Mais la CNR, acteur efficace à Bruxelles, va probablement réussir à prolonger la concession en cours en alignant son terme sur le dernier ouvrage construit plutôt que sur le premier, ce qui repousserait l'échéance sur le Rhône à 2038.

Notre cadre dirigeant fictif, Monsieur CD, nous parle de ce vieux serpent de mer : ce dossier est présent depuis longtemps, comme une épée de Damoclès, au-dessus de nos têtes. Ce dossier est sur le haut du pavé depuis 2010, mais en germe depuis bien plus longtemps. Sans doute depuis 1994, avec l'arrivée à l'échéance des premières concessions [loi de 1919 + 75 ans = 1994, ndr...]. Du fait que les premiers ouvrages concernés étaient modestes, voire petits, EDF, à l'époque, n'a sans doute pas suffisamment fait attention à l'enjeu que cette problématique allait porter, encore protégée par son statut d'ÉPIC tout au long des années 1990 (les lois créant RTE et le marché n'arrivent que dans le tournant des années 2000). L'enjeu, la tête de la direction hydraulique d'EDF a commencé à le voir dans le milieu des années 2000, au sein d'ENERTHY (DTG était encore à DIPS alors). À ce moment, EDF bascule en SA, et la Direction a pris conscience des enjeux, un ou deux jours avant la privatisation partielle de l'entreprise.

Ça a commencé à beaucoup se voir en 2010, avec Jean-Louis Borloo, alors ministre, annonçant la mise en concurrence d'un premier paquet de 5000 MW sur quelques années. En pratique, heureusement, hormis la Séveraisse, rien d'autre n'est arrivé au bout du processus.

Monsieur CD qualifie ce dossier d'à la fois passionnant et agaçant.

Passionnant, parce qu'une grosse partie des enjeux liés à l'hydraulique sont embarqués, et que quand on est passionné par le sujet, on a envie de garder ça au sein d'EDF, à la fois parce que :

⇒ c'est une entreprise à laquelle on tient ;

⇒ mais sans doute aussi, parce qu'on sait que c'est un des endroits où on sait encore le mieux gérer pour la collectivité et pour l'intérêt général.

La somme de tous les services rendus par nos aménagements pèse lourd dans ce double positionnement.

Agaçant, parce que l'on est prisonniers d'un contexte juridique, lié au fait que ce sont des concessions. La notion de concession demeure éminemment respectable, puisqu'elle traduit le fait que la Force Motrice de l'Eau appartient de fait à la Nation, et non pas à une entreprise, fut-elle publique. En revanche, comme un effet secondaire, en fin de concession, il faut trouver un moyen de renouveler le contrat ; et dans le système de droit qu'on connaît aujourd'hui, le renouveler en gré à gré est extrêmement compliqué, pour ne pas dire impossible. Agaçant, enfin, parce que ce cadre juridique des concessions, plein de vertus au départ (un cadre très répandu dans le monde latin - alors que le monde anglo-saxon a plutôt opté pour des concessions propriété de l'entreprise qui gère...), plongé dans le contexte actuel, finit par nous conduire à une impasse, quand arrive la période de fin de concession.

1.2. Contexte n°2 : Injonction de Bruxelles

On aurait rapidement tendance à mettre sur le dos de l'Europe ce qui arrive à nos barrages, comme si la France ne pouvait s'opposer aux ordres anti-démocratiques venus d'en-haut :

Citation - « La commission considère que les mesures par lesquelles les autorités françaises ont attribué à EDF et maintenu à son bénéfice l'essentiel des concessions hydroélectriques en France sont incompatibles avec l'article 106 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne ».

Margrethe VESTAGER, Commissaire Européenne à la Concurrence, 2015

Mais il est bon de se rappeler que ce sont les États qui ont défini ce qu'ils ouvraient à la sacro-sainte concurrence, et la France, dans le domaine des barrages, est le seul État européen à ne pas avoir fait le travail nécessaire pour les mettre à l'abri :

Citation - « Le problème ne vient pas tant de la réglementation européenne que de la loi Sapin de 1993, qui oblige la mise en concurrence et un appel d'offres lors des renégociations de concession. En changeant le statut d'EDF en 2004, en abandonnant le statut de service public [ndlr : ce qu'il s'apprête à faire aujourd'hui pour la SNCF, avec les mêmes conséquences à prévoir], l'État s'est retrouvé dans l'obligation de lancer des appels d'offres lors du renouvellement des concessions hydro-électriques. La droite a enterré le problème. En 2011, il aurait été facilement possible, lors la discussion de la directive européenne sur les concessions, d'exclure les barrages. Le gouvernement allemand, incité par des lobbies très actifs, y est parvenu. Mais le gouvernement français n'a rien fait ».

Delphine BATHO, ex-ministre de l'Environnement et de l'Énergie, 2014

D'aucuns pensent qu'il est trop tard (la plupart des cadres dirigeants que nous avons rencontrés sont dans cet état d'esprit), que le contexte juridique nous est par trop défavorable. La mise en demeure récente de Bruxelles ne fait que renforcer une pression qui dure depuis plus de dix ans, et à laquelle il n'a pas été trouvé de véritable alternative.

Pour Jean-François Astolfi, "une vraie solution à notre problème aurait été de transformer ce régime de concessions en un régime d'autorisation, qui aurait donné à EDF la propriété des barrages. Mais il aurait sans doute fallu le faire avant que ces questions de mise en concurrence ne se posent concrètement et encore eût-il fallu alors que l'État accepte de céder la propriété des ouvrages et qu'EDF accepte de les racheter. Cette option n'a jamais été réellement creusée" [Ndlr : cette solution n'est bien sûr acceptable que si EDF redevient une entreprise 100% publique].

À l'époque où la propriété du réseau de transport (devenu RTE), qui faisait l'objet d'une concession, a été transférée à EDF, la même démarche aurait pu être suivie pour les concessions hydrauliques. Mais, à l'époque, conclut Jean-François Astolfi, EDF était encore un EPIC exempté de mise en concurrence par la loi et on ne croyait peut-être pas au danger d'y être confronté à court terme.

1.3. Contexte n°3 : EDF Modèle à Abattre ?

L'attaque frontale nous fait ressentir depuis longtemps, côté salarié·e·s d'EDF, que notre entreprise embarque un modèle social et une réussite qui dérangent. Sans doute est-ce lié à l'influence communiste d'après-guerre et à l'invention sociale parallèle de deux hommes, syndicalistes CGT, devenus ministres communistes, Ambroise Croizat, Ministre du Travail, qui créa en moins d'un an la Sécurité Sociale, et Marcel Paul, Ministre de l'Énergie, qui créa les Industries Électriques et Gazières et rassembla plus de 1200 entreprises au sein d'EDF nationalisée. L'intérêt général, la péréquation tarifaire, le statut protecteur du personnel, les œuvres sociales financées par 1% du chiffre d'affaire au lieu des 1% de la masse salariale communément admis, les bénéfices de l'entreprise réinvestis ou versés à l'État sous forme de dividendes (20 milliards d'euros en 10 ans), une richesse produite au service, sans restriction, du collectif. Les sujets qui dérangent ne manquent pas... Et c'est un modèle qui marche, en plus, avec une entreprise régulièrement pointée au fil du temps comme "**l'entreprise préférée des français·es**".

Denis Kessler, voici plus de 10 ans, a formulé les enjeux des contre-réformes qui s'enchainent depuis trente années sans ambiguïté :

Citation - « La liste des réformes ? C'est simple, prenez tout ce qui a été mis en place entre 1944 et 1952, sans exception. Elle est là. Il s'agit aujourd'hui de sortir de 1945, et de défaire méthodiquement le programme du Conseil National de la Résistance ! »

Denis KESSLER, numéro 2 du MEDEF, 2007

Côté salariés d'EDF, précisément, on préfère conserver l'héritage précieux de Marcel Paul, retranscrivant dans la naissance d'EDF le programme du Conseil National de la Résistance :

Citation - « Je vous demande de continuer à défendre sans jamais défaillir ce service public contre les représentants du grand capital industriel & bancaire dont le seul objectif est d'asservir encore plus le pays à leurs insatiables besoins de domination & de profit ».

Marcel PAUL, fondateur d'EDF, 1946

Il n'empêche que beaucoup de contre-réformes s'enchainent dans l'entreprise depuis plus de deux décennies. Ainsi, lors de l'accueil de jeunes cadres, au début des années 1990, des ingénieurs fraîchement débarqués à la DTG interrogeaient Pierre Carlier, le patron du nucléaire, sur les incompréhensions déjà grandes face à des décisions difficiles à comprendre, comme par exemple à l'époque, la réduction drastique de la maintenance dans l'hydraulique. Sa réponse, sibylline à l'époque, prend du sens aujourd'hui à la lumière des innombrables réformes et découpages que subit EDF depuis :

Citation - « Je vais vous répondre par un proverbe chinois. Vous voulez déplacer une montagne ? Vous ne pouvez pas. Mais si vous voulez déplacer un tas de cailloux ? Avec un ouvrier chinois et une brouette, ça prendra 15 ans, ça prendra 30 ans, mais la montagne, vous la mettrez où vous voulez ».

Pierre CARLIER, patron du nucléaire d'EDF au début des années 1990

De même que Gérard Casanova, ex-Délégué Régional EDF du Grand Sud-Ouest, qui a assisté, désabusé au "découpage d'EDF en rondelles", on perçoit aisément la montagne transformée en tas de cailloux.

Et les témoignages fusent, mais en off, de la part d'économistes maison ou de cadres dirigeants qui souhaitent conserver l'anonymat : *l'Europe et l'Allemagne semblent avoir des intérêts à affaiblir la position d'EDF dans le marché de l'électricité*, ce qui donne du sens au découpage entrepris.

Vivre de l'intérieur cette casse organisée n'est pas chose aisée. Un sondage interne MyEDF est en vigueur dans l'entreprise depuis 2012, avec les mêmes questions chaque année, montre la tendance de manière significative. La défiance croissante des salarié·e·s de tout niveau dans l'entreprise vis-à-vis de la stratégie d'EDF est inquiétante. Elle n'a pas échappé à BFM-TV :

Citation – « entre 2012 et 2016, la part des salariés d'EDF qui ont confiance en l'avenir de leur entreprise est passé de 81% à 53%. Le résultat chute même à 42% à ENEDIS, ex-ERDF, en contact direct avec les clients ».

BFM-TV décembre 2016

L'idée de ce rapport SUD-ÉNERGIE est née à la DTG (650 salarié.e-s), et il est intéressant de constater qu'en 2017, la DTG est l'unité la plus inquiète de la DPIH (Direction Production et Ingénierie Hydraulique), elle-même Direction de l'ensemble du Groupe EDF (150 000 salarié.e-s qui pointe les plus inquiétants résultats, selon le dernier cru de l'enquête.

1.4. Contexte n°4 : Bug de l'An 2000 - le Ver est dans le Fruit - Arrivée de SUEZ...

C'est Jacques Masson qui a vécu cette scission de la gestion de l'hydro-électricité en France, avec la naissance du premier vrai concurrent d'EDF, le groupe SUEZ-Électrabel, et son rachat de la SHEM (filiale SNCF) et de la CNR (la Compagnie Nationale du Rhône) en 2001. Il nous raconte dans cette partie, en détail, comment ce coup fatal à l'organisation monopolistique alors en œuvre pour l'hydro-électricité a été imposé politiquement, sans réelles marges de manœuvre pour l'entreprise EDF, et sans réel débat public, avec déjà à l'époque une forme de spoliation de EDF et des citoyens français.

En 2000, donc, la CNR profite de la libéralisation qui a le vent en poupe, et veut obtenir le titre de producteur de plein exercice. Les contrats précédents, qui donnent à la CNR, la navigation, la gestion des écluses et l'entretien des berges, et à EDF, l'exploitation des centrales hydro-électriques (moyennant versement d'une redevance très confortable vers la CNR), courent normalement jusqu'en 2023... À ce titre, EDF avait même un représentant siégeant au Conseil d'Administration de la CNR. En 2000, le tandem Chirac / Jospin est sensible aux arguments de la CNR (politiquement corrects au sens de l'idéologie du tout concurrence déjà à l'œuvre en Europe...) et accepte que des négociations CNR / EDF / État s'ouvrent.

Côté CNR, on souhaite tout récupérer sans verser un centime de dédommagement à EDF.

Côté EDF, il n'est pas question que la CNR récupère le tout sans dédommagement (manque à gagner d'EDF énorme, entre 2000 et 2023), d'autant que les contrats garantissent à EDF le titre de producteur (sur les concessions pourtant attribuées à la CNR et les aménagements du Bas-Rhône construits par EDF) jusqu'en 2023, et qu'EDF envisage à cette échéance de récupérer les concessions au moment du renouvellement.

L'État confie ainsi une Mission d'Arbitrage à M Gentot (alors président de la CNIL). Jacques Masson réussit à convaincre la Direction Générale (Chauvin, alors directeur financier d'EDF) que si EDF ne fait rien, c'est la spoliation pure et simple d'EDF.

Jacques Masson a participé à ces négociations au titre d'EDF. Celles-ci furent menées par Paul Gaudin (alors représentant d'EDF au conseil d'administration de la CNR, et ancien directeur de plusieurs unités d'EDF). Gentot conclut sa mission d'arbitrage en déclarant qu'EDF doit partir, avec 0 € de dédommagement.

Dans le même temps, existent des tractations entre EDF [ou la France ? ndlr...] et la Commission Européenne pour que EDF rachète Badenwerk en Allemagne. À l'époque, pas question que la France donne un signal négatif à l'ouverture du marché de l'électricité. Les conclusions de Gentot sont ainsi qualifiables de totalement politiques.

Reste un problème à régler : si le personnel des écluses et en charge de l'entretien des berges est purement CNR (mais déjà au statut des IEG), le personnel en charge de l'exploitation des usines est depuis toujours du personnel EDF (dans les GEM, les groupements d'exploitation mixte) opérant dans des usines CNR [d'où le

terme « mixte », ndlr...]. Parallèlement, la CNR n'a absolument pas les moyens de se priver de ce personnel sachant, qui connaît les installations.

Se négocie alors un Contrat Général d'Exploitation, et pendant 5 ans, on confie au personnel EDF la gestion et l'optimisation des usines d'un concurrent (la CNR), ce qui est suffisamment peu banal pour être souligné. Les agents ont 5 ans (de 2001 à 2006) pour réfléchir à leur positionnement, et en 2006, ils devront répondre à la question « voulez-vous rester à la CNR ou revenir à EDF ? ».

Au tout début de cette histoire-là, la CNR est encore sous gouvernance publique. Mais le président Ronteix part à ce moment-là, et un politique, Michel Margne, est élu président de la CNR pour le remplacer. C'est l'ensemble de l'équipe dirigeante de la CNR qui passe de la fonction publique (Ronteix, président du directoire, est un haut fonctionnaire de l'État – Guilhaudin, directeur général, est un X Pont ancien patron de l'Agence de l'Eau Rhône Méditerranée Corse, décédé depuis dans un accident de montagne – Catherine Mayenobe, directrice financière, est maintenant à la Caisse des Dépôts), à des gens tous issus d'Électrabel (déjà filiale de SUEZ) qui arrive très tôt, dans la foulée de l'acceptation d'une CNR productrice de plein exercice.

À cette époque, EDF a considéré comme inéluctable la séparation avec la CNR, compte tenu des orientations politiques prises, pour une libéralisation du marché de l'électricité.

La base industrielle (dans l'énergie) de SUEZ réside chez Électrabel. Au même moment, SUEZ rachète la SHERM (SNCF mise à l'époque en demeure [déjà, ndlr...] de réduire ses déficits). Le plan politique était de faire émerger un second gros opérateur national, mais privé. L'État a choisi SUEZ à ce titre.

Suite à la décision que des agents EDF assureraient l'exploitation des centrales de la CNR de 2001 à 2006, Jacques Masson a organisé dès le départ des réunions dans les sous-unités concernées pour expliquer ce processus peu banal s'étalant sur 5 années. Sur la base de cette expérience, il n'imaginait pas un passage aussi massif des agents EDF vers la CNR. Dans les faits, ce sont plus de 95% des agents qui ont choisi de rester à la CNR. Plusieurs raisons à cela selon lui :

- ⇒ EDF n'a pas fait l'effort de montrer qu'il voulait les récupérer : pour beaucoup, revenir à EDF signifiait changer de direction (nucléaire ?) et pour un hydraulicien... EDF n'a pas fait l'effort de faire des propositions claires et aléchantes au personnel passé à la CNR (comme si c'était perdu d'avance) ;
- ⇒ revenir à EDF signifiait quitter des installations, sur lesquelles la plupart des agents ont fait toute leur carrière ;
- ⇒ la CNR, plus intéressée qu'EDF à conserver tout ce petit monde, aurait fait preuve de beaucoup de générosité. Pour le transfert des agents EDF à la CNR, celle-ci a négocié avec les syndicats, et un accord a été signé, même avec ceux qui 5 ans auparavant y étaient farouchement opposés.

De la même façon, sur toute cette histoire, Jacques Masson ne se souvient d'aucun engagement fort d'EDF pour que la CNR ne soit pas séparée. Il pense à des pressions politiques : la France devait montrer patte blanche à l'Europe.

La CGT conserve une bonne image de la CNR, de par son actionnariat 50,1% public (gravé dans la loi et dans les statuts de la CNR). C'est là que la CGT et Jacques Masson divergent. Pour lui, cette majorité de fait n'est pas opérante, pour les mêmes raisons qu'exposées précédemment... L'actionnariat public de la CNR se compose de la Caisse des Dépôts et Consignations [toute ressemblance avec le RTE d'aujourd'hui serait pure coïncidence, ndlr...] et 5 collectivités territoriales (la ville de Lyon, les 2 conseils généraux Rhône et Bouches-du-Rhône et les 2 conseils régionaux Provence-Alpes-Côte-d'Azur et Rhône-Alpes-Auvergne). Pour lui, c'est ENGIE qui pilote, ces acteurs publics-là étant incapables de donner le change... D'ailleurs, il l'illustre avec la lettre (qu'il nous envoie) que ces acteurs publics viennent d'écrire au gouvernement, s'inquiétant et s'étonnant de ne toujours pas voir annoncé que la CNR est prolongée dans sa concession [2023 repoussé à 2038 ou 2040 – cf article

ENER, ndlr]. En parallèle à cette démarche, Jacques Masson repense à un long article de Médiacités de Lyon (presse alternative qui s'implante dans des grandes villes), où ce courrier est abordé et commenté, ainsi qu'une étude sur le climat social qui se dégrade fortement (répertoriant plusieurs tentatives de suicide, dont certaines seraient au moins pour partie en lien direct démontré avec le travail).

Cette histoire de rallongement de concession de la CNR vient de l'idée de Ségolène Royale de prolonger pour toute la CNR jusqu'en 2038-2040, et pour EDF, de négocier une prolongation des concessions regroupées Lot-Truyère en échange de travaux d'investissements conséquents.

Au même moment, donc, en 2001, SUEZ rachète la SHEM. Jusque-là, la SHEM, propriété de la SNCF, avait, pour les mêmes raisons, EDF dans la place, et à la fin de cette période où EDF conservait la gestion de TOUT le parc hydro-électrique français (EDF + CNR + SHEM), EDF ne conservait (à titre symbolique) plus qu'1 ou 2% des actions SHEM. Jacques Masson était à l'époque administrateur de la SHEM au titre d'EDF.

Entre 2001 et 2002, toutes les actions d'EDF (et celles de la SNCF) sont vendues à SUEZ. L'histoire se conclut en 2002 (Jacques Masson déjà parti à la retraite à ce moment-là...).

Comme côté CNR, la SHEM avait jusque-là son personnel au statut des IEG, et ses usines, totalement gérées par EDF et son propre personnel (même quand la participation d'EDF à la SHEM se réduit à la part symbolique de 1 ou 2 %).

En deux années, EDF a ainsi été tenu de laisser filer l'hydro-électricité de la SHEM et celle du Rhône à SUEZ-Électrabel. Jacques Masson a très vite compris le lien avec l'achat de Badenwerk (en gros, l'Europe laisse EDF libre de racheter ce producteur allemand si EDF laisse filer la CNR). [à noter qu'EDF a revendu ses actifs allemands depuis..., ndlr].

Si on réfléchit bien, trois pistes étaient possibles, à l'époque de cette période charnière :

- ⇒ *statu quo* (qui convenait bien à EDF, mais bien aussi à la CNR, première génération, grâce à une généreuse redevance EDF qui faisait vivre tous les services de la navigation de la CNR, par un financement important).
- ⇒ EDF rachetant CNR et SHEM [pour faire revivre les idées très modernes du CNR, ndlr]... Très vite exclue politiquement : même si l'intégration de la CNR était souhaitée par les hydrauliciens, elle n'a jamais été étudiée. [Cette piste était pourtant sans aucun doute la meilleure pour l'intérêt général, ndlr...];
- ⇒ ce qui s'est réellement passé, le premier ver dans le fruit, avant la transformation d'EDF en SA, à savoir : la création ex-nihilo d'un concurrent privé fort [Rhône = 25% du productible hydraulique français... ndlr].

Politiquement, tout bascule quand Jospin signe la privatisation du marché de l'électricité à Barcelone en mars 2002. Il serait intéressant de savoir le regard qu'il porte là-dessus depuis...

Un autre interlocuteur qu'il serait intéressant d'interroger, Brottes, actuel patron du RTE, anciennement député de Crolles (Jacques Masson nous envoie l'article que Brottes a co-écrit pour le Monde avec Bernard Revil, ancien de la DTG puis détaché à la DRIRE - envoyé depuis) clairement opposé en 2008, donc, à l'ouverture à la concurrence des barrages. Jacques Masson serait curieux de savoir ce qu'il en dirait aujourd'hui.

1.5. Contexte n°5 : la Loi de Transition Énergétique

Jean-David Méchali, ancien directeur du CIH, de 2011 à 2016, nous précise qu'aujourd'hui, la loi de transition énergétique fixe un cadre, avec notamment trois principes actés :

- ⇒ la mise en concurrence ;
- ⇒ la méthode du barycentre et la redevance associée [compensation du manque à gagner des concessions non échues, ndlr...];

⇒ la possibilité, soumise aux décideurs, de reporter des dates de concession en échange d'investissements [comme sur la Dordogne, la Truyère ou le Rhône, nldr...].

Quelle latitude aurons-nous par rapport à cette loi aujourd'hui ? Sans doute faible, à son avis...

Et Jean-David Méchali de conclure : EDF dispose de tous les atouts pour affronter la concurrence, dont une ingénierie forte, présente sur tous les aspects de conception d'ouvrages neufs ou de modernisation et d'amélioration de performance d'ouvrages anciens, mais ce modèle est mis en péril.

1.6. Contexte n°6 : À l'International, EDF Acteur du Marché et de la Concurrence

Citation - « Le contexte juridique nous est très défavorable. Le changement de statut d'EDF en 2004 nous confronte à la concurrence de plein droit et le "droit de préférence au sortant" qui prévalait alors a été supprimé à la demande de Bruxelles ».

Jean François ASTOLFI, patron de l'hydraulique d'EDF de 2005 à 2014

Et c'est là un problème difficile à contourner, selon Jean-François Astolfi : "EDF a beaucoup profité de l'ouverture à la concurrence, notamment en Grande-Bretagne (à l'époque de la fin du CEGB). Une partie des bénéfices d'EDF vient de l'international, principalement d'Angleterre (EDF Energy) et d'Italie (Edison). Certes, il y a eu des revers, en Amérique Latine, notamment en Argentine du fait de crises économiques locales. Il existe aussi des petits projets de production indépendante (petits à l'échelle du groupe) comme Nam Theun au Laos, Phu My au Viet Nam ou Norte Fluminense au Brésil, où EDF gagne de l'argent. Jean-François Astolfi se souvient également de réalisation d'actifs de production au Mexique (3000 MW), ou en Égypte (1000 MW), dans des pays qui avaient ouvert la porte à des investisseurs étrangers pour financer leurs nouvelles capacités, actifs bien revendus par le Groupe depuis lors.

Ces aventures à l'international rendent EDF mal placé, en tout cas en position délicate, pour revendiquer le monopole sur le sol français. À noter toutefois que le parallèle avec la problématique des concessions à renouveler n'est pas si évident : pour se développer à l'international, sur des marchés ouverts, EDF a dû investir, et parfois lourdement, alors que l'attribution d'une concession pourrait profiter à un nouvel entrant sans qu'il ait beaucoup à investir.

Côté SUD-ÉNERGIE, nous considérons que cette politique expansionniste d'EDF doit également être remise en cause. Elle est certes potentiellement lucrative mais également source de risques financiers importants, à l'exemple d'échecs cuisants en Amérique du Sud, ou aux USA notamment, ou plus récemment, avec la levée de boucliers contre le risque d'Hinckley Point. Cette politique met en péril la qualité du Service Public français, en l'exposant à ces risques financiers et en favorisant, comme nous le voyons, des clauses de réciprocité, c'est-à-dire d'ouverture du marché français.

EDF devrait revenir à son rôle d'entreprise de Service Public en France et ne pas participer à la privatisation des services publics d'autres pays.

Selon un témoin anonyme, l'un des objectifs des investissements à l'international était de constituer une provision pour investir dans le nucléaire en France.

1.7. Contexte n°7 : Pourtant... Même la Directive Européenne prévoit l'Exception !

Monsieur CD nous précise que *tout est possible, pour un État français qui accepterait de se saisir de la directive européenne sur les concessions !*

D'ailleurs, dans cette directive européenne sur les concessions, il y a un endroit où il est précisé que chaque État peut choisir les domaines d'activité qui échappent à la directive européenne sur les concessions. Et les raisons à invoquer pour échapper à cette directive sont soit des questions de défense, et de protection des intérêts vitaux de chaque pays, soit des raisons de Service Public. C'est proprement incroyable que la directive elle-même (d'essence ultra-libérale) ait prévu en son sein la possibilité de ne pas l'appliquer dans certains cas. L'hydro-électricité pourrait aisément entrer dans ce cadre (la dimension d'alimentation en eau potable pourrait à elle seule entrer dans la catégorie "protection des intérêts vitaux du pays").

1.8. Contexte n°8 : Pourtant... La Loi Française Nous Donne Une Clé !

Avec cette astuce soufflée par Monsieur CD, il ne nous reste plus qu'à trouver la preuve qu'on peut faire rentrer l'eau dans la "protection des intérêts vitaux du pays", donc... L'un d'entre nous l'a trouvée. Il est au CIH, il s'appelle Emmanuel Branche, et a été à deux doigts de pouvoir nous accompagner à Paris à l'Assemblée. À charge de revanche... On l'écoute :

Illustration - la loi 1992

par Emmanuel Branche, Ingénieur économiste senior au CIH

*L'article 1er de la Loi 1992 décrit en France que l'eau et son usage est un bien stratégique à défendre : « **L'eau fait partie du patrimoine commun de la Nation. Sa protection, sa mise en valeur et le développement de la ressource utilisable, dans le respect des équilibres naturels, sont d'intérêt général. L'usage de l'eau appartient à tous dans le cadre des lois et règlements ainsi que des droits antérieurement établis.** »*

Si la directive prévoit des exceptions, si la loi Française y place l'eau, alors pourquoi trois présidents de la République en place successifs ne s'en sont-ils alors jamais saisis ? *Sous Sarkozy, on n'a tout simplement pas eu le temps : le sujet est arrivé en 2010. Et le temps qu'on se rende compte que personne n'était capable de faire cette mise en concurrence, Hollande était déjà élu. Sous Hollande, Monsieur CD a le sentiment que c'était moins douloureux de faire croire qu'on allait le faire, sans le faire, que toute autre façon de procéder. Ça permettait de faire croire à Bruxelles qu'on allait le faire, tout en sachant qu'on n'en ferait rien... Très pratique politiquement, mais on arrive aujourd'hui un peu au bout de cette pirouette, quand même...*

1.9. Contexte n°9 : Pourtant... La Grande Majorité des Français s'y Oppose !

Du côté de SUD-ÉNERGIE, nous renouvelons ici notre surprise de voir autant d'acteurs différents, d'opinions politiques très variées, du cadre dirigeant d'EDF au syndicaliste d'extrême gauche, comme on dit souvent, de l'expert jusqu'à l'ouvrier, tous convaincus de l'aberration de cette mise en concurrence. Cette surprise, cette unanimité d'opposition à la mise en concurrence de nos barrages, porteuse de trop d'incertitudes et d'attaque à l'intérêt général, nous l'avons partagée avec Monsieur EH, exploitant du Massif Central, très en lien avec les élus de tous niveaux, notamment autour du dossier de prolongation de la concession Truyère moyennant travaux et investissements. On lui laisse la parole :

Dans son activité, Monsieur EH *a régulièrement rencontré des acteurs variés, élus de tous bords, acteurs de l'eau et de l'environnement, milieu associatif. Très peu parmi les personnes rencontrées sont partisans d'une mise en concurrence ni convaincus que la multiplication des acteurs améliorera les choses.*

Monsieur EH s'inquiète en particulier des conséquences de l'ouverture à la concurrence sur le maintien des compétences et sur l'aménagement du territoire. Dans cet entretien, il a supposé que nous avions récolté de notre côté les questions techniques soulevées par ailleurs par ce processus.

Et si le courage politique de Delphine Batho et Marie-Noëlle Battistel sur ce sujet devenait contagieux ? On peut toujours rêver, non ?

1.10. Contexte n°10 : Pourtant... L'Europe serait sur la Voie d'un Retour à la Raison ?

La preuve par l'exemple ? Monsieur CD, qui rassemble fictivement la parole de plusieurs cadres dirigeants d'EDF, nous parle de signes qui leur font penser que *l'Europe serait peut-être en train de retrouver le chemin de la raison...* Selon eux, *la plupart des gros investissements publics en Europe aujourd'hui sont régulés.*

Une entreprise comme ENEL qui est une des entreprises du secteur qui va le mieux en Europe, l'EDF italien historiquement, que le gouvernement italien a attaqué de manière beaucoup plus féroce qu'EDF en France (pour créer ex-nihilo une concurrence active, l'ENEL a dû se séparer de la moitié de ses actifs), mais qui est quand même resté de très loin le premier électricien italien, bien développé à l'international, 75% de son chiffre d'affaire est régulé (le symétrique d'EDF, en quelque sorte) alors qu'on demande beaucoup plus à EDF de services rendus à la Nation, de préservation de l'industrie...

Enfin, l'ENEL, le marché, l'évolution, les tendances, elle n'y est pas très sensible, puisqu'avant que l'année ne commence, 75% de son chiffre d'affaire est déjà connu.

Toutes les entreprises européennes du secteur qui réussissent aujourd'hui, réussissent sur ce modèle-là. On est dans un domaine de temps long, dans un domaine hyper-capitalistique. Et en plus, en voulant viser l'indépendance énergétique et la décarbonation, l'aspect capitalistique de cette économie spécifique n'en est que plus renforcée [nécessité de très gros investissements, ndlr...].

Dans ce domaine de l'électricité, seules les centrales à gaz échappent un peu à ce temps long : en 3 ou 4 ans, vous passez de "je veux l'avoir" à "je l'ai", avec en plus, les 2/3 de vos dépenses qui tombent si vous l'arrêtez (essentiellement de l'achat de gaz...). Alors que pour tout le décarboné (éolien, solaire, hydraulique et nucléaire), il faut 10 ans pour l'avoir, et une fois que vous l'avez, si vous l'arrêtez, ça continue de vous coûter la même chose, parce qu'il n'y a presque pas de coûts variables.

Illustration - Dernière Minute... la Commission Européenne valide le prolongement des concessions au Portugal

Grâce à Emmanuel Branche, Ingénieur Économiste Senior au CIH

Commission européenne - Communiqué de presse

Aides d'État: la Commission estime que la prolongation par le Portugal des concessions hydroélectriques accordées à EDP ne constitue pas une aide d'État - Bruxelles, le 15 mai 2017

La Commission européenne a conclu que la prolongation des concessions hydroélectriques accordées par le Portugal à l'opérateur historique national Electricidade de Portugal SA (EDP) ne constituait pas une aide d'État. Au Portugal, l'utilisation de ressources hydrauliques publiques pour la production d'électricité est soumise à un contrat de concession. L'État choisit un concessionnaire selon des procédures spécifiques déterminées par la loi. En 2007, le Portugal a prolongé plusieurs concessions hydroélectriques au-delà de la date à laquelle elles devaient initialement prendre fin (2020 en moyenne). Ces prolongations ont été accordées à EDP moyennant le paiement de 704 millions d'euros.

Cette mesure n'a jamais été notifiée à la Commission en vue de son autorisation en tant qu'aide d'État et a pour effet de maintenir 27 centrales hydroélectriques, soit 27 % de la capacité de production du Portugal, sous le contrôle d'EDP.

En septembre 2013, à la suite de la réception de plaintes, la Commission a ouvert une procédure formelle d'examen concernant la mesure. Les principales préoccupations avaient trait au prix payé par EDP pour la prolongation des concessions et aux effets de cette prolongation sur le marché compte tenu de la position de force détenue par EDP sur le marché portugais.

Au cours de la procédure formelle d'examen, la Commission a vérifié que la compensation payée par EDP pour la prolongation des concessions hydroélectriques correspondait aux conditions du marché. La Commission a conclu que la méthode financière utilisée pour évaluer le prix de la prolongation des concessions était appropriée et avait conduit à un prix de marché juste.

Sur cette base, la Commission a maintenant conclu que la compensation payée par EDP pour la prolongation des concessions ne constituait pas une aide d'État.

Il est à noter que cette décision ne porte pas sur la question de la conformité de la mesure avec d'autres dispositions du droit de l'Union, telles que les règles relatives aux marchés publics et les règles en matière d'ententes et d'abus de position dominante fondées sur les articles 106 et 102 du TFUE.

La version non confidentielle de la décision sera publiée sous le numéro SA.35429 dans le registre des aides d'État sur le site web de la DG concurrence dès que les éventuels problèmes de confidentialité auront été résolus. Le bulletin d'information électronique State Aid Weekly e-News donne la liste des dernières décisions relatives aux aides d'État publiées au Journal officiel de l'UE et sur l'internet.

***DEUXIÈME PARTIE
L'HYDRO-ÉLECTRICITÉ
UN PRODUIT
PAS COMME LES AUTRES***

2. Un produit pas comme les autres

La préparation de ce rapport et les nombreuses rencontres faites autour de ce sujet du renouvellement des concessions ont mis en évidence que l'hydro-électricité n'est pas un produit comme un autre. Notre expert hydro-météo résume cette situation dans une amusante parabole :

Citation - « Imaginons la France qui régisse la production et la distribution de son pain depuis toujours par la SNBF (la Société Nationale des Boulangers de France). Et que le président Macron s'apprête, sous pression de la Commission Européenne, à libéraliser le marché du pain, et à ouvrir la production et la distribution du pain à la concurrence, à des petits boulangers du coin, comme on les connaît si bien. Raisonnablement, nous pourrions être amenés à défendre bec et ongles l'avenir de la SNBF, invoquant, qui, la précarisation possible des salariés, qui, le versement des bénéfices à des fonds de pension américains... Mais force est de constater que l'absence de SNBF est sans doute une bonne chose dans l'équilibre de notre société. Alors, qu'est-ce qui différencie l'hydro-électricité de la SNBF ? »

Rémy GARÇON, expert hydro-météo EDF-DTG

Pas besoin d'être un adepte de Bernard Friot et de l'abolition de la propriété lucrative des moyens de productions, indissociable de son salaire socialisé à la qualification, rattaché à la personne. Pas besoin non plus de se sentir proche d'un Frédéric Lordon et de rêver d'un monde fait de SCOP et de SCIC.

Nous avons rencontré des gens favorables à la mise en concurrence, beaucoup moins critiques que nous dans leur vision du monde économique et politique actuel. Et pourtant, tous nous ont expliqué pourquoi l'électricité, et en particulier l'hydro-électricité, n'était pas une industrie comme les autres. Explications...

2.1. Spécificité n°1 : Une Industrie Totale Intégrée dans la Nature

2.1.1. Des massifs très différents les uns des autres...

L'hydro-électricité n'est pas une industrie comme les autres. Elle ne s'externalise pas. On ne peut pas la délocaliser. Les pertes dans les lignes lui imposent de plus une certaine proximité avec la consommation qui en est faite. Et la puissance électrique produite par un barrage dépend de deux paramètres :

- ⇒ la hauteur de chute (différence d'altitude entre le lac et l'usine hydro-électrique) ;
- ⇒ le débit d'eau provenant de la rivière ou du lac où elle est stockée.

Le relief et la quantité de précipitation sont donc essentiels au choix géographique de son implantation.

Nous sommes allés rencontrer Gérard Casanova. Il connaît très bien les Alpes du SUD-pour y avoir passé 10 ans, et le Massif Central et les Pyrénées, pour y avoir passé quasiment le reste de sa carrière. Il a terminé sa carrière comme Délégué Régional du Grand Sud-Ouest, ce qui lui donne une très bonne vue d'ensemble de la situation.

Illustration - Spécificité de chaque massif montagneux français

par Gérard Casanova, ex-délégué régional EDF pour le Grand Sud-Ouest

Les Alpes du Nord sont très différentes des trois autres massifs, en ceci qu'elles ont peu de contraintes qui viennent s'ajouter à la production de MWh. Elles se singularisent ainsi nettement des trois autres grandes régions, avec une hydrologie presque toujours très correcte, et apparaissent naturellement comme une source intéressante en terme de production d'électricité.

Les Alpes du SUD-[cf article Jacques Masson sur Durance-Verdon, nldr...], où, depuis toujours, les problèmes de sécheresse ont amené à prendre en compte, dès la construction (unique en France) des contraintes pour

l'agriculture (exemple du co-financement de Serre-Ponçon), pour le contrôle des crues, dans un schéma très particulier, codifié et mis à jour. Les multi-usages de l'eau imposent quasiment de "vider le barrage tout en le conservant plein" selon une expression que Gérard Casanova aime bien (savoir être plein pour le tourisme en été, tout en assurant les besoins agricoles, et tout en étant capable de faire face à la pointe d'hiver). Ils sont très codifiés, même si, à la marge, on observe ici ou là des conventions qui aménagent les évolutions des contraintes avec le temps.

Le Massif Central ressemble un peu à la Durance, avec de grosses retenues amont (comme Bort-les-Orgues, parmi les plus grosses, après Serre-Ponçon et Sainte-Croix), mais avec des contraintes à l'aval réduites (peu d'irrigation, en particulier, mais quelques problèmes de tourisme, de navigation - rien de bien problématique), ce qui fait des grosses retenues amont des objets particulièrement convoités par nos concurrents potentiels, avec un capital hydraulique très importants, pour la pointe notamment...

Les Pyrénées, enfin, ont un relief doux en Espagne, mais abrupt en France (à l'inverse des Alpes, abruptes en Italie, mais douces en France). Elles culminent à 3000 m (de façon significative, bien entendu), là où les Alpes culminent à 4000 m (id.), entraînant des bassins versants à une altitude donnée, mettons 2000 m, beaucoup plus petits dans les Pyrénées que dans les Alpes [sauf peut-être en Tarentaise ? ndlr...]. Ce qui entraîne des kilomètres de galeries pour faire ce que Gérard Casanova appelle la "cueillette de l'eau" dans les vallées voisines, pour l'acheminer vers les rares points équipés de sites de capacité suffisante.

Cette cueillette est très chère, compte tenu des gros investissements nécessaires, et s'est développée au cours du temps, les problèmes liés aux multi-usages de l'eau étant arrivés ultérieurement. Pas de co-financement, comme dans le cas de Serre-Ponçon, pas de conventions avec d'autres usagers de l'eau. Simplement des usages, qui se sont installés progressivement, avec une pression de plus en plus forte sur les aménagements de par la raréfaction de l'eau. À noter que si ces sites étaient ouverts à la concurrence, Gérard Casanova parierait assez facilement pour une tentation de recentrage de ces ouvrages sur la seule production d'électricité, au détriment de tous les autres services rendus... Dans ce cas, le gouvernement devra être particulièrement vigilant et rigoureux, dans les conventions, les règlements d'eau, pour pouvoir assurer un multi-usage de l'eau à moindre coût pour la collectivité. Pas de doute sur le fait que les opérateurs futurs demandent une juste compensation pour tous les usages "non-productifs" de l'eau.

Ce n'est pas le débit (Q) qui fait l'intérêt des Pyrénées, mais bien la hauteur de chute (H).

P (puissance) = Q (débit) x H (hauteur de chute) comme on l'a vu précédemment. À la différence des Alpes, les Pyrénées, ont un tout petit débit, et de très hautes chutes (Pragnères 1200 m, Portillon 1400 m... Serre-Ponçon, 120m, idem dans le Massif Central). Une grosse différence entre les Pyrénées (q x H) et le reste des massifs (Q x h) réside sûrement dans cette spécificité.

La cueillette coûte aussi à l'entretien : pour drainer tous les petits bassins versants, EDF a plus de 300 km de galeries dans les Pyrénées. Les barrages sont en altitude, et le coût de la maintenance, accentué par le besoin quasi systématique de l'hélicoptère. Cette cueillette a coûté, elle coûte encore, il faut en être conscient.

2.1.2. Une problématique de maintien des compétences qui en découle...

Cet angle d'attaque, Monsieur EH a l'impression qu'il est dans l'angle mort de la mise en concurrence, alors qu'à ses yeux, il est central, primordial, au cœur du sujet : exploiter des ouvrages hydro-électriques, tous différents, nécessite de fortes compétences générales, confortées par une longue expérience de terrain, sur une installation donnée, qui sera toujours différente de sa voisine.

Illustration - Comment conserver les compétences nécessaires sur des barrages perdus dans la nature ?

par monsieur EH, chargé d'exploitation du Massif Central

Les aménagements hydro-électriques sont très généralement, et par construction, situés dans des zones montagneuses, souvent rurales et isolées. Cette réalité, en contradiction avec les évolutions sociétales (urbanisation, travail du conjoint, augmentation des niveaux de qualification, désaffectation pour les métiers

techniques ...) rend plus difficile qu'hier le maintien de ces compétences dans les vallées. C'est devenu un enjeu majeur de maintenir ces compétences dans la durée.

Si EDF y parvient encore aujourd'hui, c'est en grande partie parce qu'elle dispose d'un effet de mutualisation géographique qui permet de proposer aux salariés un parcours professionnel qui a du sens, au sein d'une même vallée sur différentes usines, sur des vallées voisines, voire sur le parc hydraulique dans son ensemble, intégrant les ateliers de maintenance (Groupements de Maintenance Hydraulique, les GMH, dans notre jargon), souvent à proximité des installations, rendant les besoins compatibles avec la vie personnelle. Ce genre de proposition a non seulement du sens pour l'employeur (EDF), mais aussi pour l'employé, et c'est pour cela qu'on arrive à consolider de la compétence, à la maintenir en place.

Il y a 20 ou 30 ans, les agents étaient employés au niveau BAC pro, formation qu'ils avaient pu suivre par exemple dans des villes secondaires proches de leurs lieux de vie. La nouvelle génération a suivi une formation supérieure qui l'a souvent conduit à quitter sa région d'origine : par exemple pour des jeunes du Massif-Central, partir pour Toulouse, Lyon ou Montpellier. Elle en revient moins disposée à vivre éloignée des centres urbains.

Ces évolutions sociétales compliquent fortement le maintien des compétences, même pour un opérateur unique. La fragmentation du parc entre plusieurs opérateurs ne simplifiera pas cette équation.

Il y est probable que les vases communicants jouent, beaucoup plus qu'aujourd'hui encore, au profit des sites attractifs, laissant les sites éloignés, souvent à fort enjeu énergétique, se vider de leurs compétences. L'expérience montre que l'argent ne suffit pas à compenser ces pentes naturelles et il est probable qu'un marché du travail hydro-électrique morcelé entre plusieurs opérateurs sera moins à même de pourvoir les besoins.

Or ces compétences sont à la racine de notre service public, qui vise à gérer au mieux, à savoir :

- ⇒ exploiter en sûreté ;
- ⇒ exploiter en visant la meilleure efficacité économique ;
- ⇒ gérer au mieux cette ressource pour la collectivité.

Avec 5 unités régionales d'exploitation et 2 unités d'ingénierie plus de nombreux métiers de chercheurs sur Paris, la seule production hydraulique d'EDF peut offrir à ses salariés une richesse et une diversité de parcours, tenant compte de leurs contraintes personnelles, et récupérer en retour une richesse de compétences croisées, qu'un exploitant plus petit ou la filiale d'un groupe étranger dont les entités seront majoritairement implantées hors de France ne pourra proposer, au risque d'une dégradation des compétences, directement dommageable pour les ouvrages.

2.1.3. Aménagement du territoire et emploi local...

Laissons Monsieur EH poursuivre son raisonnement : l'hydraulique joue depuis longtemps un rôle qui dépasse la simple production de kWh : elle est aussi un outil d'aménagement du territoire. Ce rôle, qui passe en particulier par la gestion du multi-usage de l'eau, crée une relation forte au territoire. Les acteurs locaux tiennent à avoir un interlocuteur incarné, impliqué et qui vit dans le territoire. Qu'en sera-t-il le jour où il prendra ses ordres à Zurich ou à Oslo ?

Ce système intégré des gestes d'exploitation jusqu'à la recherche, en passant par deux ingénieries complémentaires a permis à EDF de développer un savoir-faire élevé, une technicité en exploitation consciente de ses impacts sur la rivière, et habile à la manœuvre. Ces problématiques de multi-usages de l'eau ne sont en effet pas également connues de tous les hydro-électriciens. Certains ont une expérience principalement des ouvrages de haute chute ou situés dans des régions qui ignorent les besoins d'irrigation agricole ou le développement touristique sur les retenues. Ces dimensions sont dans l'ADN de l'entreprise.

L'Hydraulique est souvent la dernière activité industrielle majeure sur son territoire.

Les services localisés d'EDF dans ces « territoires hydrauliques » n'existent aujourd'hui qu'en raison de la masse critique du parc EDF. L'implantation de plus de 100 agents d'ingénierie (DTG et CIH) et d'un pôle foncier à Brive-la-Gaillarde n'est possible qu'en raison de l'exploitation par un même opérateur des aménagements de la Dordogne, de la Truyère, de la Vienne...Le morcellement du parc ne le permettra probablement pas. Il conduira à une centralisation des services supports sur les grandes métropoles, voire à ce qu'ils soient opérés depuis l'étranger. Les territoires concernés en paieront les conséquences en termes d'emploi local (souvent qualifié qui plus est).

Plus localement encore, les équipes de maintenance mécanique au sein des GMH ne se conçoivent que parce qu'elles assurent la maintenance spécialisée de l'ensemble des aménagements d'une vallée. Un système morcelé pourrait délocaliser ces emplois chez des sous-traitants hors des vallées.

EDF a toujours eu partie liée avec le territoire, donc intérêt à la recherche de compromis, comme le montre la manière dont il a su faire évoluer son exploitation au fil des demandes sociétales, souvent au-delà de son mandat d'exploitation. EDF sait qu'on ne peut prospérer dans un désert, ne serait-ce que parce qu'on n'attire pas les compétences dans un désert. Il n'est pas dit que les seules clauses d'un cahier des charges suffiront à intéresser un autre opérateur au destin des vallées qu'il exploite.

Les gens des territoires concernés sont conscients de l'engagement du concessionnaire EDF et inquiets que les concessions passent aux mains d'un acteur peu préoccupé de développement local, car peu impliqué dans la vie locale.

2.1.4. Investissement dans la connaissance...

Et monsieur EH de continuer : EDF investit considérablement dans la science et dans la connaissance nécessaires à l'amélioration des conditions d'exploitation. EDF lance quantité d'études environnementales, en s'appuyant sur sa R&D et ses ingénieries intégrées, souvent en association avec la recherche publique et les universités. Cet investissement est probablement sans équivalent dans le secteur hydro-électrique européen. EDF apporte une vraie contribution forte à l'amélioration de la connaissance sur l'exploitation de ses ouvrages, et met en place beaucoup de solutions pilotes et innovantes.

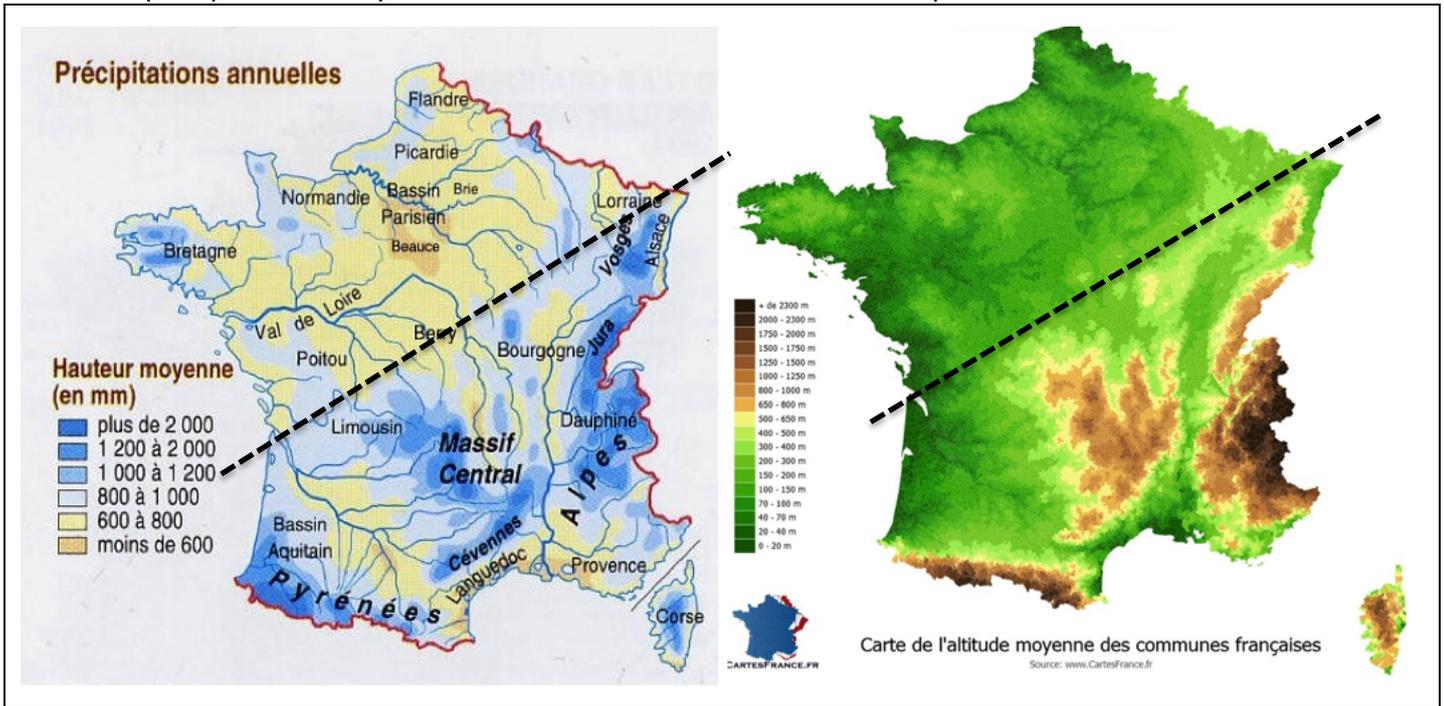
Cet investissement n'est possible qu'assis sur une large base d'actifs.

2.1.5. Une énorme injustice géographique...

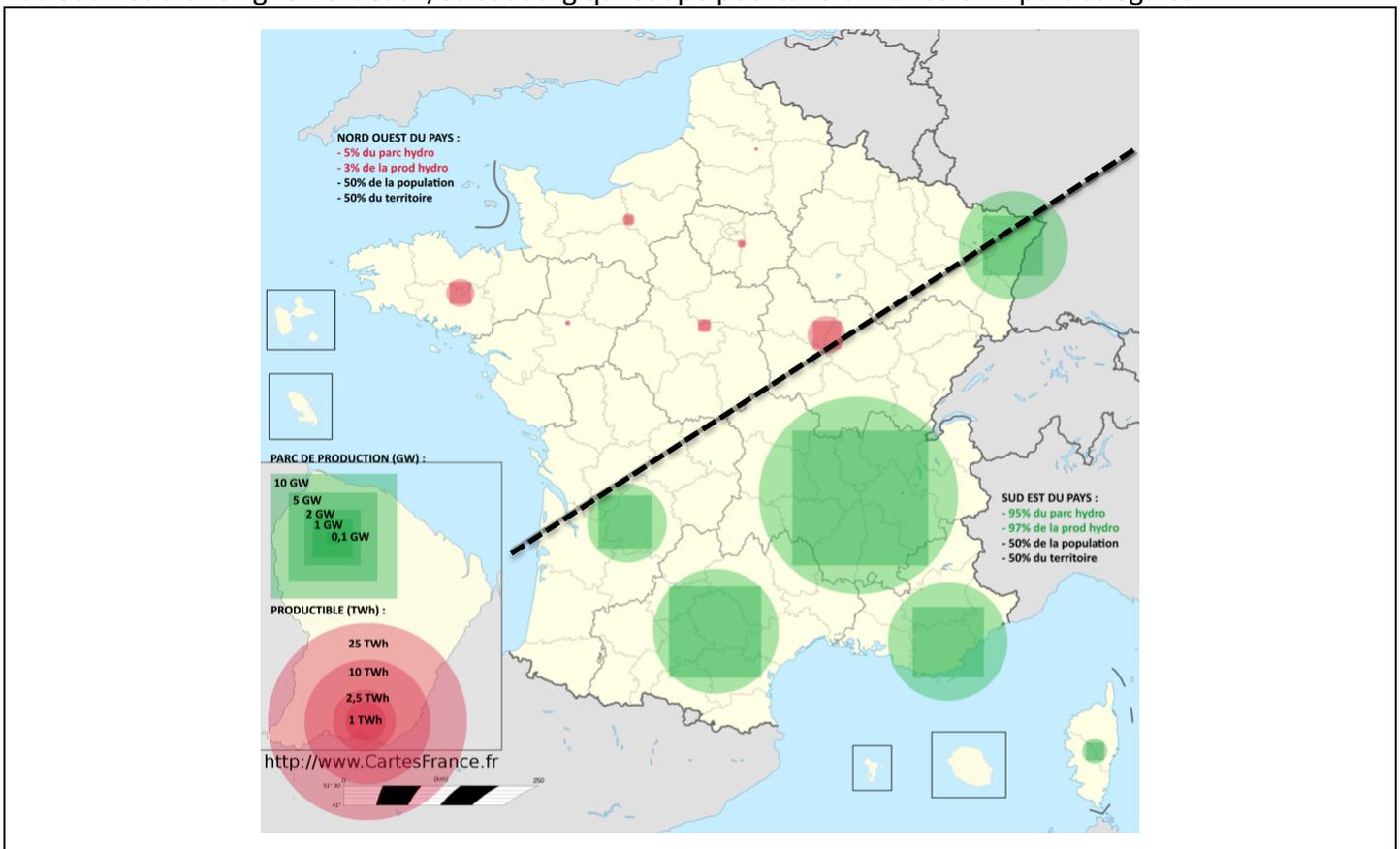
Une autre conséquence majeure, pour clore cette première spécificité de l'hydro-électricité, découle de la physique de cette source d'électricité :

⇒ Malgré le bon sens populaire selon lequel il pleut plus au Nord (plus plat) qu'au SUD-de la France (où sont les montagnes), les pluies sont très accentuées par les reliefs, notamment parce que l'air froid (en altitude) peut contenir beaucoup moins de vapeur d'eau que de l'air chaud plus bas, en plaine.

La carte des précipitations moyennes en France ressemble ainsi beaucoup à celle du relief :



Il en découle une extrême disparité géographique sur le territoire : 97% de l'hydro-électricité est produite au Sud-Est d'une ligne Bordeaux/Strasbourg qui coupe pourtant la France en 2 parties égales.



De quoi questionner le système de redevance imaginé, non ?

⇒ Chaque vallée, chaque rivière, chaque relief étant unique, il en est de même des installations hydro-électriques : les éléments constitutifs d'un ouvrage hydro-électrique sont pour la plupart des "modèles uniques", et rien n'existe "sur catalogue". Ainsi, dans chaque domaine (géologie, géotechnique, génie civil, hydrologie, électrotechnique, métallurgie, hydraulique...), pas d'effet "parc" possible si on ne possède pas un grand nombre d'installations permettant de mutualiser les savoir-faire et retours d'expérience.

2.2. Spécificité n°2 : Un Investissement Important pour un Patrimoine Durable

Nos barrages ont pour la plupart été construits dans les deux décennies d'après-guerre, leurs concessions ont été établies pour 75 ans, et la plupart d'entre eux sera encore là dans 150 ans. Ceci n'est pas commun dans le paysage industriel mondial (ni même dans le paysage de la production électrique, d'ailleurs) où la plupart des objets ont un cycle de vie qui tourne autour de 10 ans [voire 20 mois pour le taux moyen de renouvellement d'un téléphone portable, ndr...]. Leur gestion doit ainsi être prévue pour un temps long, et chaque décision peut avoir des répercussions longtemps après avoir été prise. De plus, cet investissement laisse un patrimoine durable, complètement intégré à la vie locale, contrairement aux autres énergies renouvelables. Pour exemple : si un champ solaire photovoltaïque est démonté à cause d'un concessionnaire qui part vers de nouveaux territoires, le terrain est facilement réutilisable. En revanche, si un aménagement hydro-électrique est abandonné par un concessionnaire, car finalement peu rentable, les infrastructures doivent être maintenues, pour garder le même aménagement du territoire qui s'était créé autour (irrigation, plans d'eau touristique, pêche, équilibre socio-environnemental ... cf paragraphe 2.5.3).

Par ailleurs, les coûts entrant en jeu pour de telles infrastructures sont très importants, presque inégalés dans l'industrie (en dehors des centrales nucléaires et des infrastructures routières et ferroviaires), et se comptent en dizaines de milliards d'euros pour un parc tel que celui d'EDF. À titre indicatif, le barrage et l'usine de Rizzanese, en Corse, dernier aménagement construit en France, est revenu à environ 4,5 M€ / MW installé, là où un parc éolien terrestre coûte aujourd'hui environ 1,4 M€ / MW installé. Ces coûts par unité de puissance installée sont évidemment très réducteurs, ils ne tiennent compte ni de la disponibilité ni des possibilités de stockage de l'énergie produite ("subie" dans le cas de l'éolien, pilotable à la demande avec un barrage).

Laissons parler ici l'équipe du Service Environnemental et Sociétal du CIH... *Face à la privatisation de sa structure, EDF ne renouvelle pas les concessions ou cède ses ouvrages peu rentables pour une structure comme EDF (avec beaucoup de frais de structures) est en train de rétrocéder la gestion d'ouvrages non exploités pour la production électrique (Pont Rolland, Rophemel) qui reviennent ainsi à l'État ou aux collectivités. Parfois, le maintien des ouvrages ne s'avère pas possible et conduit au démantèlement (Vezins), la déconstruction et le réaménagement du territoire ont alors un coût très important et nécessite l'engagement de tous les acteurs du territoire pour le mener à bien (et parfois avec des impacts sur la gestion de la vallée importants, comme par exemple la gestion des sédiments). Dans d'autres cas, les rétrocessions ne sont possibles que si la collectivité a les capacités techniques et financières pour gérer ces nouveaux ouvrages. Les ouvrages très complexes car soumis à des enjeux de sûreté (avec une gestion des crues complexe) ou sociaux environnementaux trop forts ne peuvent être rétrocédés. Dans un contexte de privatisation des concessions, la question de la rétrocession et/ou du démantèlement de gros ouvrages pourrait alors devenir encore plus complexe et génératrice de coûts importants pour la collectivité.*

2.3. Spécificité n°3 : Stratégique dans l'Équilibre du Réseau et du Parc de Production

2.3.1. Vision DTG...

Pour ne pas écrire de bêtises sur ce sujet, on est allé voir un Expert DTG en stabilité de réseau. Laissons-le dérouler ses explications. *Les réseaux électriques nécessitent à chaque instant, pour leur stabilité, que la consommation et la production soient parfaitement égales. Deux paramètres sont ainsi régulés chaque seconde pour la stabilité du réseau électrique :*

⇒ *la fréquence (50 Hz +/- 0,5Hz - notre courant alternatif oscille 50 fois par seconde) dont la tenue garantit la stabilité du réseau (et évite son effondrement – ou black-out, la hantise de la profession). Si la production*

Rapport SUD-ÉNERGIE – Paroles d'Expert-e.s EDF – Hydro-Électricité - 2° PARTIE - PRODUIT PAS COMME LES AUTRES est inférieure à la consommation, la fréquence baisse. Les usines hydro-électriques ont la propriété (rare) de pouvoir démarrer/s'arrêter rapidement, en quelques minutes, voire en quelques secondes, et de présenter une plage d'utilisation (i.e. une gamme de puissance produite) très large, et ont ainsi un rôle majeur dans cette régulation de la fréquence ;

⇒ la tension (220V dans vos prises EDF). Une tension trop haute engendre la destruction des isolants ; trop basse, elle engendre des surintensités qui peuvent être fatales à vos matériels électriques. Pour des raisons techniques plus complexes, l'hydro-électricité est également aux premières loges avec un rôle-clé sur la puissance réactive, la variable électrotechnique en jeu dans le réglage local de cette tension.

Dit plus simplement, l'hydro-électricité joue un rôle majeur pour la stabilité du réseau électrique, que seules des centrales thermiques chères et polluantes pourraient tenir à sa place aujourd'hui, et dans un futur proche, des batteries potentiellement aussi.

Citation - « L'hydro-électricité, c'est le "poumon du système électrique". Une tranche nucléaire connaît un arrêt automatique ? En un temps très court, les capacités de démarrage instantané de l'hydro-électricité permettent de sauver le réseau et de contrer la baisse de fréquence engendrée ».

Jean FLUCHÈRE, Délégué Régional EDF Rhône Alpes de 1995 à 2002

L'hydro-électricité joue également pour le parc nucléaire deux autres rôles majeurs :

⇒ dans le cas où le réseau s'effondre (black-out), grâce à leurs propriétés de démarrage autonome (i.e. sans être connectées à un réseau en équilibre) et rapide, des usines hydro-électriques peuvent être mobilisées rapidement pour réalimenter "en prise directe" les circuits auxiliaires des centrales nucléaires (manœuvres dites de "renvois de tension"), afin de redémarrer en sécurité ces centrales et de reconstituer le réseau pour réalimenter le plus rapidement possible la clientèle. La part prépondérante de la production d'électricité d'origine nucléaire en France impose que ces renvois de tension soient réalisés dans des délais très courts, avec des procédures éprouvées et des personnels entraînés ;

⇒ on le sait maintenant depuis la canicule de l'été 2003 : les rivières sont essentielles au refroidissement des centrales nucléaires, et en cas d'étiages (le contraire des crues) sévères ou de températures estivales des fleuves trop chaudes, les réservoirs de montagne peuvent jouer le double rôle de soutien d'étiage (on rajoute de l'eau dans la rivière en turbinant l'eau des barrages plutôt réservée à l'hiver) ou de refroidissement des grands fleuves (l'eau des lacs étant par nature plus fraîche que celle des fleuves de plaine).

Enfin, pour les Énergies Renouvelables qui se développent rapidement, mais qui fournissent une électricité par essence intermittente, impossible à stocker à grande échelle, l'hydro-électricité demeure un complément indispensable pour deux raisons :

⇒ stockage d'énergie :

○ au pas de temps journalier via des stations de pompage (les STEP) qui turbinent d'un réservoir haut vers un réservoir bas en journée quand l'électricité est demandée et la repompent dans l'autre sens la nuit, quand la demande en électricité baisse par l'atténuation des activités humaines (La France est le quatrième pays au monde en puissance STEP installée avec 5100 MW, derrière la Chine 18 000 MW, les USA 14 000 MW et le Japon 9 000 MW, et devant l'Italie 4300 MW) ;

○ au pas de temps hebdomadaire, avec un turbinage la semaine et un pompage le week-end ;

○ au pas de temps annuel, avec les grands lacs de montagnes en tête de vallée, qui stockent l'eau à la fonte des neiges sur les massifs, garantissent des beaux lacs touristiques l'été, et l'utilisent essentiellement l'hiver, quand la consommation bat des records (comme en période de grand froid) ;

⇒ démarrage rapide pour permettre, à nouveau, l'équilibre entre production et consommation lors de l'arrêt fortuit d'une production intermittente (nuit ou nuages pour le solaire photovoltaïque, arrêt du vent pour l'éolien).

2.3.2. Vision R&D...

Deux visions sur ce sujet stratégique valent mieux qu'une : voici celle des chercheurs de la R&D...

La complémentarité des moyens de production...

Le parc de production est composé de moyens complémentaires, avec des caractéristiques propres :

- ⇒ des moyens de base, ayant une forte part de coûts fixes ; chers à « manœuvrer » (c'est-à-dire à démarrer, ralentir, arrêter), mais ayant un coût variable (i.e. dépendant de la quantité produite) de production faible. C'est typiquement le cas des centrales nucléaires. Elles doivent donc produire un maximum d'heures sur l'année ;
- ⇒ les moyens de semi-base, avec un coût variable intermédiaire (ex : Cycles Combinés Gaz) ;
- ⇒ les moyens de pointe, avec un coût fixe moindre mais un coût variable plus élevé, capables de répondre aux variations brusques de la demande (typiquement les moyens thermiques de type TAC) : ceux-ci ne sont que rarement appelés.

À cela s'ajoutent des moyens dits « fatals », dont on ne maîtrise pas la quantité produite à un instant t, mais qui ont généralement un coût variable de production nul. Ils passent donc en priorité. Il s'agit notamment des ouvrages hydrauliques sans retenue (dits « fil de l'eau »), des unités de production éolienne et solaire.

Dans ce bouquet énergétique, les réservoirs hydrauliques se définissent plutôt comme des moyens de pointe, voire d'extrême pointe. Ils jouent un rôle très particulier puisqu'ils constituent le moyen le plus économique, actuellement, de stocker de l'électricité. Ils sont même le seul moyen de stockage de long terme (stockage dit « intersaisonnier »), particulièrement utile pour des profils de consommation très saisonnalisés comme celui de la France, avec une consommation bien plus élevée en hiver qu'en été.

Par ailleurs, ces réservoirs, alimentés par des apports hydrauliques naturels (pluie et neige), peuvent parfois être alimentés par pompage (l'eau en aval est alors remontée grâce à une pompe), aux périodes de faible coût de l'électricité (il s'agit des STEP, ou stations de pompage).

Ces réservoirs, s'ils sont bien gérés sur l'année, vont contribuer au « passage de la pointe » et à la fourniture d'électricité aux périodes tendues, pour suivre les variations de la consommation, évitant la mise en route de moyens thermiques de pointe coûteux et polluants.

Ils contribuent également à fournir des « services systèmes », c'est-à-dire des réserves de puissance mobilisables dans un délai de quelques secondes (réserve primaire) à quelques minutes (réserve secondaire), pour contribuer à maintenir l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité

Dès aujourd'hui, une flexibilité essentielle dans un parc très majoritairement nucléaire...

L'une des spécificités du parc français est la prépondérance du parc nucléaire qui représente aujourd'hui environ 75% de la production. Même si cette part est appelée à baisser, elle restera probablement importante pendant encore une période assez longue.

Le nucléaire est un moyen de base, il « module » difficilement et de manière limitée. C'est pourquoi, dans le contexte français, l'hydraulique, moyen de pointe mobilisable très rapidement, est particulièrement important.

Et demain, pour assurer la transition écologique...

Avec le développement des énergies renouvelables intermittentes (solaire et éolien en particulier), les besoins de flexibilité et de stockage vont devenir de plus en plus aigus, car une part importante de la production ne sera pas pilotable.

Or l'hydraulique est un moyen de stockage irremplaçable sur plusieurs aspects :

- ⇒ il est non polluant, à la différence des batteries chimiques ;

- ⇒ il est très peu cher, à la différence de tous les autres actuellement, et le restera malgré les baisses de prix annoncées sur les autres moyens de stockage ;
 - ⇒ il répond à des besoins de stockage aux différents horizons de temps : stockage sur quelques heures, une journée, une semaine, plusieurs mois ;
- Par ailleurs, les besoins en Services Systèmes (pour permettre l’équilibre du réseau sur le très court terme) seront augmentés par l’intégration des Énergies Renouvelables.

2.4. Spécificité n°4 : Sûreté des Barrages et Sécurité des Populations

2.4.1. Le barrage n’est pas une installation industrielle anodine...

Les barrages sont des installations industrielles d’une grande dangerosité potentielle. Dans les risques industriels, seul l’accident nucléaire engendre des conséquences plus lourdes. Trois exemples pour illustrer ce propos :

- ⇒ La rupture du barrage du Chambon sur la Romanche, s’il est plein, engendrerait quelques heures après une vague de 6 mètres dans l’agglomération de Grenoble (450 000 habitants et industries chimiques classées Sevezo) ;
- ⇒ La rupture du barrage de Vouglans, sur l’Ain, toujours s’il est plein, engendrerait une vague de 4 mètres dans l’agglomération de Lyon (1,3 millions d’habitants) ;
- ⇒ En 2017, l’endommagement de l’évacuateur de crues du barrage californien d’Oroville, aux États-Unis, et des vices de maintenance sur les ouvrages annexes, ont mis en péril l’intégrité de l’ouvrage, durant une période de fortes pluies, entraînant l’évacuation préventive de 200 000 personnes à l’aval.

Nos collègues du CIH ont leur avis sur la question : *il ne faut tout d’abord pas oublier l’évènement fondateur de l’ingénierie des ouvrages hydrauliques : la rupture du barrage de Malpasset, survenue en 1959 et qui a fait 421 victimes, soit pour la France le plus gros accident civil depuis la 2^{de} guerre mondiale. En 1959, l’hydroélectricité représentait alors 50% de la production électrique Française. C’est l’électrochoc douloureux qui a abouti à créer les services de contrôles de l’État notamment le Comité Technique Permanent des Barrages (CTPB). Écoutons à ce sujet Jean-Jacques Fry, expert barrages au CIH à ce sujet :*

Citation - « La catastrophe de Malpasset, le 2 décembre 1959, ne serait jamais arrivée si EDF avait été impliquée. Monsieur Cavanius, le Directeur Régional de l’Équipement d’EDF est à l’époque allé rencontrer le jeune responsable de la DDA de Coyne & Bellier qui supervisait les travaux de Malpasset et les études, pour lui proposer l’aide d’EDF dans ce projet. Il lui a été répondu qu’on n’avait pas besoin de lui : “nous sommes assez grands pour nous débrouiller tout seuls” s’est-il entendu dire... Or, juste après la guerre, André Coyne, dont toutes les équipes faisaient le maquis et les barrages dans le Massif-Central, a partagé en deux les compétences : d’un côté, ceux qui se sont occupé des structures et du barrage lui-même l’ont suivi dans son bureau d’études Coyne & Bellier, devenu depuis Tractebel-Engie ; et ceux qui travaillaient sur les fondations ont suivi Marty, qui est devenu le Directeur de l’Équipement d’EDF. C’est-à-dire que toute l’expertise géologique était à EDF. Et quand Coyne & Bellier a réalisé ce barrage, ils n’avaient pas cette expertise. Quand André Coyne s’est retrouvé sur le barrage après sa rupture, il s’est mis à tourner en boucle jusqu’à sa mort, l’année suivante, en répétant “Dieu m’a puni, Dieu m’a puni !” J’espère qu’à l’avenir, si l’ouverture à la concurrence devait se faire, nous n’aurons pas à regretter l’absence d’EDF ou la perte de compétences induite par la multiplication des acteurs ».

Jean-Jacques FRY, expert barrages au CIH

Cette expertise et cette culture de sûreté, n’ont jamais cessé d’être renforcées par EDF depuis Malpasset. Actuellement, elles sont portées par la DTG, le Centre d’Ingénierie Hydraulique et TEGG, dont les principales missions sont la surveillance des ouvrages, la prévision et la gestion des risques et tout ce qu’englobe la sûreté hydraulique.

Pour nous parler de sûreté des barrages, nous sommes allés rencontrer Michel Poupart, l'ancien responsable de la surveillance des barrages de la DTG puis Directeur Technique de la DTG, et pour finir animateur de la Sûreté Hydraulique à EDF de 2002 à 2007. Michel Poupart est par ailleurs membre de la Commission Exécutive du CFBR (Comité Français des Barrages et des Réservoirs).

Citation – « Il faut faire attention à la typologie des accidents de barrage. La distinction conception / maintenance / surveillance n'est pas toujours aussi explicite qu'elle en a l'air. Ainsi, Oroville (barrage américain où on a frôlé la catastrophe aux USA l'an dernier) peut être pointé comme un défaut de conception, mais il faut aussi constater que les conclusions tirées des inspections périodiques ont été sous estimées, et, par voie de conséquence, les travaux de maintenance, tout à fait insuffisants. ».

Michel POUPART, animateur de la Sûreté Hydraulique à EDF de 2002 à 2007

L'accidentologie des barrages a donné lieu à plusieurs publications de la Commission internationale des Grands Barrages (CIGB - ICOLD en anglais - qui rassemble, à l'échelle mondiale, tous les acteurs du monde des barrages et de digues). Une base de données numérique est en cours de constitution à la CIGB sous l'égide de Michel Poupart. Depuis plus de 10 ans, EDF a développé ses propres bases pour mieux comprendre et éviter les ruptures.

Quelques conclusions issues de l'analyse de cette base :

- ⇒ jusqu'aux années 1970-1980, ce sont principalement des défauts de conception (comme à Malpasset), et dans une certaine mesure, tous ceux qui devaient rompre pour cette raison ont déjà rompu ;
- ⇒ ce sont essentiellement des accidents liés aux crues et à l'érosion interne des barrages en remblais qui causent aujourd'hui les ruptures des barrages. Pour les crues, il semble important de noter que la plupart du temps, ce sont des crues inférieures à la crue de projet (qui a permis de dimensionner le barrage vis-à-vis du risque de crue) mais liées par exemple à une vanne qui ne s'ouvre pas, ou pas suffisamment : implicitement, ce sont bien des ruptures liées à un défaut de maintenance électro-mécanique ;
- ⇒ les séismes ne sont quasiment jamais la cause de victimes par rupture de grand barrage (il a fallu attendre un séisme de magnitude 9, celui du Grand Tohoku, le 11 mars 2011, au Japon, concomitant avec la catastrophe de Fukushima, pour que la rupture du barrage agricole de Fujinuma cause la disparition de 8 personnes).

En 1999, 200 cas de rupture de barrages dans le monde étaient recensés. En 2018, on en est à 300 :

- ⇒ 25 ruptures antérieures à 1999 ont été documentées depuis ;
- ⇒ 75 nouvelles ruptures en moins de 20 ans, dont parmi les plus marquantes, Camara, au Brésil, à sa mise en eau, en 2004, ou El Guapo, au Vénézuéla, lors de fortes crues en 1999.

Aux USA, du fait notamment d'une gestion des barrages largement assurée par des agences fédérales, la transparence est totale, et les données et synthèses liées aux accidents sont publiques et faciles d'accès. Il est difficile de faire la part des choses entre défaut de maintenance et défaut de surveillance. Trois accidents américains récents méritent d'être évoqués :

- ⇒ Barrage de Delhi, Iowa : barrage en enrochements datant des années 20. Lors d'une crue en Juillet 2010, une des trois vannes latérales d'évacuation ne s'est pas ouverte comme prévu, causant la submersion du barrage et le creusement d'une brèche dans le barrage latéral en remblai, entraînant la vidange brutale de la retenue (environ 5 hm³, soit 5 millions m³), et l'évacuation des populations à l'aval. Il faut noter dans ce cas la dégradation importante des vannes.
- ⇒ Barrage d'Oroville, Californie : barrage en enrochements d'une hauteur en crête de 235 m, mis en service en 1968, capable de stocker l'équivalent de quatre fois le volume d'eau retenu par le barrage de Serre-Ponçon (pour Serre-Ponçon, il s'agit d'1 milliard de m³, soit 1000 hm³). Une dégradation de l'évacuateur de crue (dont la conception était critiquable par ailleurs) n'avait pas été détectée, faute d'une inspection adéquate,

et donc pas signalée dans les dernières analyses de sûreté du barrage. Lors des crues du printemps 2017, ce défaut a entraîné une dégradation catastrophique et rapide de l'évacuateur principal, d'où l'utilisation de l'évacuateur de secours, jamais testé, qui a mis en péril la stabilité d'un merlon assurant la fermeture de la retenue, pour au final décider de "continuer à utiliser et à endommager" l'évacuateur principal et évacuer les populations à l'aval par précaution. Une inspection détaillée et sans concession de l'ouvrage, connaissant les points faibles de sa conception et de sa construction, aurait peut-être permis d'éviter cet accident (dont le coût estimé - accident + remise en état - serait voisin de 800 millions de dollars !);

⇒ Réservoir supérieur de Taum Sauk, une installation de pompage-turbinage dans le Missouri, mise en service en 1963. Un défaut des capteurs de niveau du réservoir supérieur a conduit à un sur-remplissage de celui-ci lors d'un cycle de pompage, ce qui a conduit à une submersion de la crête, à la rupture de celle-ci et à la vidange brutale de la retenue (près de 4 hm³, 4 millions de m³) le 14 décembre 2005. Aucune victime n'est à déplorer. Ce sur-remplissage a été causé par un dysfonctionnement des capteurs de niveau de la retenue, dysfonctionnement déjà signalé plusieurs mois auparavant ! D'autres défauts d'exploitation (revanche trop faible par exemple) et d'instrumentation du barrage ont été mis en évidence par l'enquête. Un nouvel ouvrage a été reconstruit, pour un montant voisin de 500 millions de dollars.

L'analyse de ces accidents est toujours complexe, et demande une bonne connaissance des spécificités techniques et organisationnelles des ouvrages. Il est difficile de faire complètement la part des choses entre défaut de maintenance et défaut de surveillance. Ces analyses font l'objet d'une abondante littérature dans le monde des barrages (CIGB).

2.4.2. La sûreté des barrages, une compétence indispensable...

Laissons dérouler Emmanuel Paquet, notre Expert en Crues Extrêmes de la DTG : on peut se prémunir d'une grande partie des risques par une conception, une maintenance et une surveillance appropriée de l'ouvrage. Ce métier de la sûreté des barrages s'appuie, à EDF, sur un patrimoine scientifique, technique et humain développé par 70 ans de conception, construction, maintenance et exploitation des barrages. Il met en jeu un ensemble de compétences complémentaires en géologie, hydrologie, génie-civil, mécanique, métallurgie, mesure... Du fait de son expérience sur un parc de barrages vaste et diversifié, et de son investissement sur ces questions, EDF tient depuis toujours le rôle de leadership en France, et demeure la force de proposition incontournable, notamment en développant et en testant de nouvelles méthodes plus robustes de conception ou de surveillance.

On peut citer deux activités emblématiques du domaine de la sûreté des barrages :

⇒ L'estimation des crues extrêmes pour le dimensionnement d'un barrage : ces crues (ayant en moyenne une chance sur 1 000 ou une chance sur 10 000 d'arriver chaque année) doivent pouvoir être évacuées sans dommage par l'ouvrage. C'est une donnée fondamentale de sa conception. Ces valeurs, parce que paroxysmiques, ne sont quasiment jamais observées dans la nature, on les estime donc avec des méthodes complexes, combinant statistiques et hydrologie. Le développement et la qualification de ces méthodes représentent un travail scientifique important, traitant de gros volumes de données hydro-météorologiques, impossible à mener dans le cadre des budgets généralement alloués par le marché des études hydrologiques. Concevoir, améliorer et publier ce type de méthodes est un enjeu important pour améliorer la sûreté des barrages et valoriser les avancées des sciences qui les fondent. À l'échelle mondiale, seuls de grands opérateurs intégrés (EDF en France, Hydro-Québec au Canada, USACE et USBR aux USA par exemple) disposent des moyens humains et de patrimoines de données suffisants pour mener ce genre de travail, et au final, mettre à disposition du monde des barrages des méthodes plus sûres et plus robustes. Une alternative à cela serait des pôles publics de recherche et développement dédiés, pas envisageables aujourd'hui dans le cadrage actuel des politiques publiques en Europe.

⇒ La surveillance des ouvrages : il s'agit de l'ensemble des dispositifs, de savoir-faire et procédures qui permettent de surveiller les barrages et les massifs géologiques sur lesquels ils sont fondés. C'est une

démarche fondamentale pour suivre la mise en eau d'un ouvrage neuf (son « test en charge » en quelque sorte) et son vieillissement, sur plusieurs décennies. Organiser cette surveillance sur un grand parc, comme ça l'a été à EDF, présente plusieurs avantages : acquérir et exploiter de vastes bases de données, trouver des règles d'analyse et de décision applicables à de grandes catégories d'ouvrages, avoir une masse critique de développement et d'achat de capteurs et systèmes d'acquisition spécialisés.

Citation – « Dans le domaine de la sûreté des barrages, être un opérateur intégré historique permet d'avoir les moyens et le recul pour développer et qualifier des méthodes plus fiables et plus robustes, notamment pour l'évaluation du risque lié aux crues et à la surveillance des ouvrages. Les bénéfices en matière de sûreté sont, quant à eux, profitables à tous les habitants des vallées concernées. »

Emmanuel PAQUET, hydrologue, spécialiste en sûreté des barrages à EDF-DTG

Ailleurs dans le monde, on peut retrouver une telle structuration des métiers de la sûreté autour des grands acteurs historiques, ou alternativement un cadrage très strict de l'État pour définir les tenants et les aboutissants d'une politique sûreté.

Illustration – Organisation de la sûreté des barrages dans le monde

par Michel POUPART, animateur de la Sûreté Hydraulique à EDF de 2002 à 2007

Au Canada, on constate la présence dans chaque grande Province d'une entreprise en état de quasi monopole (British Columbia Hydro, Hydro-Quebec, Ontario Power Generation...). La réglementation est différente dans chaque Province, certaines étant assez proches de la France, d'autres au contraire ayant une réglementation très « light ». Dans ces cas-là, les entreprises se fixent leurs propres règles, en s'appuyant sur les recommandations développées par le Comité National Canadien des Barrages.

[...]

Aux États-Unis, si comme on s'y attend, l'éparpillement est de mise, force est de constater que les grands barrages sont restés sous le contrôle de puissantes agences fédérales de service public et de régulation, qui ont les moyens de développement de méthodes, de recherche et développement, etc (l'USBR - bureau des réclamations - et l'USACE- US Army Corps of Engineers).

[...]

En Suisse [...] l'Office Fédéral règlemente la sûreté de manière extrêmement détaillée, en allant parfois jusqu'à imposer les méthodes de calcul. De plus la réglementation demande que tous les 5 ans, un contrôle indépendant soit effectué par un Bureau d'Étude différent de celui chargé habituellement des contrôles au fil de l'eau.

2.4.3. Politique Sûreté Hydraulique d'EDF...

Michel Poupart nous a expliqué la politique de sûreté hydraulique d'EDF, qu'il a animée pendant 5 ans. Cette politique est issue de la prise de conscience de l'entreprise, suite à des accidents parfois tragiques, de la nécessité de déclarer au plus haut niveau son ambition et ses valeurs dans ce domaine de la sûreté. Elle s'articule autour de trois grands axes :

Axe 1 : un pilotage clair, s'appuyant sur un référentiel d'exigence

La mise en place de la CNSH (Commission Nationale de la Sûreté Hydraulique) a entraîné une déclinaison de cette politique dans toutes les unités de production, à tous les niveaux, permettant de fluidifier la circulation (remontante et descendante) des bonnes pratiques et des directives (notamment des règles édictées par EDF). Même si une telle organisation a un coût évident, EDF n'a pas attendu d'injonction des pouvoirs publics pour mettre en place des solutions sûreté, indépendamment de toute option de coût et de prix d'exploitation.

Citation – « Tout ces aspects d'adaptation des conditions d'exploitation, la mise en place de « barrières », le travail réalisé dans le cadre de l'Analyse des Risques en Rivière, illustrent bien une entreprise « citoyenne », motrice dans la réflexion et la mise en place de parades ; la réglementation sanctuarise souvent ces bonnes pratiques. Mais tout cela est le fait d'un grand acteur. Difficile d'imaginer la même trajectoire industrie-administration avec 7 ou 8 acteurs différents »

Michel POUPART, animateur de la Sûreté Hydraulique à EDF de 2002 à 2007

La doctrine interne du domaine hydraulique d'EDF a été développée depuis longtemps, et une refonte importante a eu lieu depuis 2007. On peut citer également le passage sous assurance qualité des activités relevant de la sûreté. Un certain nombre de ces textes aborde et traite de la sûreté, notamment pour l'aide à la construction de budgets annuels de maintenance et d'investissements : les choix de rénovation et de maintenance sont effectués par une analyse multicritères, et le critère sûreté est largement prépondérant dans la méthode de décision.

Axe 2 : le Contrôle

Un rapport annuel sur la sûreté hydraulique est élaboré par l'Inspecteur Sûreté Hydraulique (poste créé au début des années 2000), indépendant de la hiérarchie de la DPIH (Direction de la Production et l'Ingénierie Hydraulique), directement rattachée au Président d'EDF. Il est rendu public. EDF est sûrement l'une des seules entreprises au monde à avoir adopté ce mode de contrôle. Toutes les autres entreprises mondiales du secteur procèdent par des audits sous contrôle hiérarchique et managérial. Cette fonction d'Inspecteur Sûreté a son équivalent à EDF dans le nucléaire, avec l'Inspecteur de la Sûreté Nucléaire (dont une partie est néanmoins prise en charge par les DREAL). Ce type d'effort de transparence et de contrôle indépendant n'est possible que par la taille de notre entreprise, il serait difficilement imaginable (taille critique) pour un exploitant dont la taille ne dépasserait pas 25% du parc français.

Un outil de détection interne (les ESSH, Événements Significatifs pour la Sûreté Hydraulique) a également été mis en place et il s'est progressivement intégré à la culture d'exploitation, puis (comme souvent) a été retranscrit dans la réglementation française sous forme d'EISH (Événements Importants pour la Sûreté Hydraulique) qui remontent à l'Administration (une quinzaine par ans aujourd'hui). Ces outils s'ajoutent à un contrôle des sites par des indicateurs précis, par type d'incidents, qui auraient peu de sens pour de petits parcs d'aménagements. La volonté permanente de baisser la dangerosité et la criticité des sites pointés par ces indicateurs motive des chantiers parfois importants, tels que celui de La Bâthie, qui turbine les eaux du barrage de Roselend, où, pour protéger les pêcheurs à l'aval des lâchers intempestifs et des vagues qui les accompagnent, EDF a réalisé un bassin de compensation à l'aval de l'usine.

Illustration – les Revues de Sûreté et le CFBR

par Jérôme Sausse, Expert en Auscultation des Ouvrages

Chaque barrage est unique de par sa géologie, ses matériaux, son hydrologie, son histoire (règles de conception/réalisation d'une époque). Il en résulte des consensus assez difficiles sur les référentiels à adopter au niveau mondial, sur les règles de dimensionnement des barrages et de justification de leur sûreté. Ceci est d'autant plus vrai qu'heureusement, le nombre de ruptures de barrage reste malgré tout assez limité.

[...]

En génie-civil, dans lequel les incertitudes sont assez importantes, les contextes, les particularités des matériaux utilisés, les règles de conception ou de calcul ont progressivement évolué avec la vie des ouvrages, leur vieillissement, l'utilisation d'outils et de méthodes de plus en plus évolués (apport des calculs par ordinateurs). À ce titre, EDF, confronté à un parc vieillissant (400 barrages, de moyenne d'âge 60 ans) a dû nécessairement prioriser la maintenance « en bon père de famille » [...] en appliquant des approches par inter-comparaison d'ouvrage, rendue possible par notre base de donnée unique, qui est une vraie richesse, mise au profit de la sûreté. Ainsi, nous avons développé énormément de savoir-faire reconnu (exemple sur la

connaissance du comportement des barrages en béton soumis à des pathologies de gonflement) qui a fait progresser, en particulier la communauté professionnelle française : le Comité Français des Barrages et Réservoir (CFBR).

Le CFBR est une institution où EDF est fortement représenté mais les services de contrôle de l'État aussi ! Il est ainsi force de proposition sur les exigences réglementaires françaises en matière de sûreté notamment.

[...]

Au final, même si des sujets restent polémiques, les services de contrôle du Ministère se « servent » de notre capacité à appliquer, avec sérieux, les exigences réglementaires des concepts émanant des réflexions vues en amont au niveau du CFBR.

[...]

Si effectivement on se projette avec des maîtres d'ouvrages qui sont peu actifs voir absents du CFBR, les dialogues vont être beaucoup plus difficiles, car il y a beaucoup d'interprétation possible dans l'application des textes de loi, souvent sommaires et loin du métier technique, même lorsque des arrêtés ont été publiés...

Toujours d'après Michel Poupart, la profondeur et la richesse de ces analyses menées par EDF sont uniques dans le métier. Ce type de pratique (notamment l'aspect "analyse") est davantage répandu dans le monde quand il s'agit d'accidents du travail. En hydro-électricité, beaucoup d'opérateurs collectent les événements mais font l'impasse de l'analyse systématique cherchant à mettre en évidence les causes humaines, matérielles et organisationnelles.

Axe 3 : la Culture Sûreté

C'est sans doute l'aspect le moins objectivable de ce thème. Cette culture mobilise à la fois un état d'éveil individuel et collectif sur la sûreté. Lors des nombreuses analyses d'accidents et d'incidents, très souvent apparaissent des problèmes organisationnels, notamment des problèmes liés aux transitions qui accompagnent les changements de responsables hiérarchiques (mutations, retours de congés...) et qui peuvent entraîner de mauvaises décisions. Un gros enjeu de la culture sûreté demeure le partage d'expérience : comment assurer le partage des bonnes idées, avec comme inquiétude de voir resurgir un accident pour les mêmes raisons et avec les mêmes conséquences qu'un autre qui s'est déjà produit ailleurs... Un émiettement du parc et donc de « l'expérience de la sûreté » est à cet égard un danger majeur.

Citation – « Le questionnement "est-ce que ça peut se produire aussi chez nous" doit être continu. Il fait partie de la culture sûreté. »

Michel POUPART, animateur de la Sûreté Hydraulique à EDF de 2000 à 2007

Pour autant, ces compétences et ces méthodes doivent régulièrement être évaluées par un regard externe (de l'Administration en charge du risque industriel, des pairs en France et dans le monde). Elles doivent également être partagées, la sûreté ne devant pas devenir un avantage concurrentiel (EDF n'a pas d'état d'âme à partager ses avancées dans le domaine de la sûreté, ce qui ne serait pas le cas de plusieurs entreprises pour qui cela deviendrait un avantage concurrentiel). Enfin, une constante remise en question et un positionnement par rapport à l'état de l'art et des pratiques dans le monde sont toujours nécessaires pour qu'EDF ne « s'endorme » pas dans ce domaine crucial.

2.5. Spécificité n°5 : Gestion de la Ressource en Eau

2.5.1. Gestion de l'environnement et des écosystèmes en rivières...

De même que pour la surveillance des ouvrages de génie civil que constituent les barrages, EDF joue un rôle moteur et ambitieux dans la préservation des écosystèmes en rivière. Témoignage du service Environnement et Société du CIH : EDF exploite les barrages, du point de vue environnement et sociétal, en allant au-delà des exigences réglementaires, assurant une multiplicité de services environnementaux et un dialogue avec les

Rapport SUD-ÉNERGIE – Paroles d’Expert-e.s EDF – Hydro-Électricité - 2° PARTIE - PRODUIT PAS COMME LES AUTRES acteurs du territoire (riverains, usagers de la rivière, pêcheurs, collectivités, associations... cf paragraphe 2.1.3). EDF est acteur reconnu, actif et souvent exemplaire sur la continuité piscicole (passes à poissons), la qualité d’eau des lacs et rivières, la quantité d’eau (gestion des crues, soutien d’étiage), la gestion sédimentaire des retenues, la morphologie des cours d’eau, la compensation environnementale des travaux, la renaturation, la gestion des plantes invasives, la connaissance des écosystèmes, la gestion de la biodiversité, une attention particulière à toutes les espèces animales (recherche, traçage, sauvegarde, protection...), etc. En matière sociétale, des diagnostics territoriaux se traduisant en dialogue et concertations avec les parties prenantes locales autour des aménagements hydro-électriques sont menés. Des actions favorisant l’économie locale sont entreprises (emploi local, financement d’entreprises et initiatives locales... cf paragraphe 2.1.4).

2.5.2. Gestion de l’eau - crues et étiages...

Pour cette partie, c’est Emmanuel Paquet, Expert en Crues Extrêmes à la DTG, qui s’exprime : pour un hydro-électricien, l’eau est à la fois une ressource (qui produit les kWh) et un risque (avec les crues notamment). Ainsi, les contraintes de gestion de l’eau d’un parc d’aménagements hydro-électriques sont multiples, on peut citer par exemple :

- ⇒ en situation de crue, l’obligation de ne pas « aggraver » les problèmes à l’aval en relâchant plus d’eau qu’il n’en rentre à l’amont, tout en gardant l’ouvrage en sécurité ;*
- ⇒ respecter des cibles de remplissage de certaines retenues (notamment liées au tourisme estival), avec parfois des apports déficitaires ou des sollicitations fortes à turbiner ;*
- ⇒ synchroniser les débits turbinés sur les différents aménagements d’une vallée ou au long d’un canal.*

Ces contraintes sont nombreuses, souvent antagonistes, parfois évolutives (changement de réglementation, de contexte d’exploitation), et doivent s’inscrire dans un cadre plus global d’exploitation qui optimise la production d’un parc composite (le fameux « mix énergétique ») dans un univers de prix de vente du kWh extrêmement « volatile ».

Pour concevoir et exploiter ses installations, l’hydro-électricien doit donc disposer de plusieurs outils de compréhension et d’anticipation du cycle de l’eau sur les bassins équipés :

- ⇒ des données hydro-météorologiques (débit des rivières, pluie, neige notamment), aussi bien sur une période passée suffisamment longue pour caractériser les variations saisonnières et interannuelles des apports dans les barrages, qu’en temps réel pour caractériser la situation hydrologique du moment ;*
- ⇒ de mesures liées à la qualité de l’eau (turbidité, température, transport solide, oxygène dissous) pour caractériser l’impact de l’exploitation des ouvrages sur les cours d’eau ;*
- ⇒ de méthodes et de modèles hydrologiques qui permettent de représenter l’état hydrique des bassins versants, et notamment la quantité d’eau du stock de neige dans les bassins de montagne pour prévoir les apports liés à la fonte ;*
- ⇒ d’un accès aux modèles de prévisions météorologiques afin de réaliser, à l’aide des modèles hydrologiques, une prévision des débits des rivières concernées par les aménagements, pour une gamme d’échéances allant de quelques heures (pour l’anticipation et la gestion des crues), à quelques jours (pour l’optimisation du pilotage des aménagements), voire quelques mois (pour la prévision de remplissage des réservoirs saisonniers).*

Le tout représente un ensemble complexe de réseaux de mesure, d’outils de transmission et de stockage des données acquises, de modèles mathématiques et de procédure de traitement et de diffusion de l’information mesurée et prévue vers les exploitants des barrages et les gestionnaires de vallée. Cet ensemble doit être opéré par des équipes qualifiées, organisées en service continu notamment en situation météorologique difficile. Il met en œuvre des savoir-faire spécifiques à l’hydrologie et à la météorologie, en zone de montagne notamment.

Dans certains pays (USA, Norvège), ces activités de mesure, de modélisation et de prévision liées à l'eau relèvent clairement des missions de service public de l'État, et sont assumées en grande partie par des agences gouvernementales (USGS et NOAA pour les USA, NVE pour la Norvège).

Illustration – Notion de Risque en Prévision Hydro-Météo

par Rémy Garçon, expert hydro-météo d'EDF-DTG

On peut illustrer par cet exemple la culture sûreté indéniable d'EDF. À la naissance des prévisions probabilistes (qui intègrent l'incertitude des prévisions météorologiques, et qui diffusent tout un panel de possibles, avec des probabilités de dépassement de seuils de débits plutôt qu'un scénario unique, comme précédemment), Rémy Garçon, l'expert hydro-météo de la DTG, a été présenté au CNSH (le Comité National Sûreté Hydraulique) sa vision de faible risque / risque / fort risque pour les annonces de seuils de débits émises par les prévisionnistes aux exploitants, embarquant pour tous les seuils de surveillance (plus de 100 points) l'idée qu'un risque est patent dès lors qu'il y a 10% de chances que la valeur seuil du débit (fixée par l'exploitant) soit atteinte. Là encore, le surcoût induit est évident, puisque nos annonces de seuil se traduisent par de plus fréquentes mobilisations d'équipes de quart sur les ouvrages, parfois la nuit, parfois le week-end, toujours sous un régime de réquisition qui coûte cher à l'entreprise. L'acceptation de ce surcoût économique, au profit de l'intérêt général, a été très facilement validé par le CNSH.

2.5.3. Multi-usages de l'eau...

Citation - « Un barrage, en plus de produire de l'électricité, ça stocke de l'eau. Et sur les 10 milliards de m³ stockés en France, dans des lacs artificiels, plus de 75% sont gérés par EDF. EDF est, de fait, le plus gros gestionnaire de réserves d'eau de France ».

Jean-Yves DELACOUX, Directeur Délégué à la Production Hydraulique EDF de 2003 à 2010

La rencontre avec Jean-Yves Delacoux a largement éclairé cette dimension : l'eau a évidemment depuis le départ une valeur économique de production de MWh, mais au fil des années se sont greffés d'autres usages pour cette même eau, dans l'esprit d'un partage équitable et concerté d'une ressource parfois en tension. C'est ce qu'on appelle les multi-usages de l'eau. Ce qu'on qualifie de multi-usage de l'eau a intégré ainsi, progressivement, au fil du temps :

- ⇒ la production d'électricité, certes, mais aussi...
- ⇒ des besoins en irrigation et arrosage pour l'agriculture, générant des prélèvements en rivière ;
- ⇒ des nécessités de tourisme et de développement des loisirs (contraintes de cote estivale, lâchers d'eau pour les sports d'eau vive...);
- ⇒ des enjeux d'alimentation en eau potable (même si ça reste sûrement plus marginal, tout Marseille, par exemple, est alimenté par la Durance, Toulon et Cannes par Saint-Cassien, Grenoble en partie par le Drac...)
- ⇒ des enjeux d'opinion publique et d'image (tout banc de poissons morts flottant à la surface de l'eau sera immédiatement médiatisé) ;
- ⇒ des enjeux d'environnement (vie piscicole...);
- ⇒ des enjeux industriels (par exemple le refroidissement des centrales nucléaires au bord de la Loire ou du Rhône, mis en péril lors de la canicule de 2003) ;
- ⇒ des enjeux de navigation [ex sur la Meuse, sur le Rhin, ndlr...];

Une chose est sûre : l'eau devient une denrée de plus en plus précieuse, et la spécificité majeure associée repose sur le fait que tous ces usages de l'eau n'étaient même pas envisagés à l'établissement des contrats de concessions (Serre-Ponçon et Saint-Cassien apparaissent comme des exceptions - cf paragraphe 2.5.4) de l'immédiate après-guerre jusqu'aux années 1970. De la même façon que personne n'imaginait alors la place que prendrait l'électricité dans nos vies...

On sait maintenant qu'avec la catastrophe climatique en cours, la situation va s'aggraver du fait d'une raréfaction probable de la ressource hydrique. Lors des étiages des rivières de plaine (Garonne notamment), le débit va être divisé par deux dans les prochaines décennies. Avec une ressource qui se raréfie, les prélèvements sur les grands fleuves seront de plus en plus importants, voire conflictuels. Sur les bassins Adour / Garonne, on constate déjà aujourd'hui quelques usages qui ne sont plus possibles. La situation est différente pour le Rhône, où les réserves nivo-glaciaires et liées au lac Léman sont plus importantes. Ainsi, l'aménagement de Brommat, et plus largement l'ensemble des aménagements de la Truyère ou de la Dordogne, se voient enjoins de pourvoir à des usages de l'eau absolument pas prévus dans les termes initiaux de la concession.

Les besoins sont apparus, et EDF a négocié un nombre incalculable de choses... Comme le célèbre accord de 1992 (cf paragraphe 1.8), négocié entre l'État et EDF pour l'acceptation par l'industriel de mettre à disposition une partie des ressources en eau qu'elle gérait pour d'autres usages, en solidarité nationale, ou mission complémentaire de service public. Une chose est sûre : jamais aucune compensation n'a été donnée à EDF à la hauteur de la valeur économique « production hydro-électrique » de l'eau perdue (ou désoptimisée) en terme de production d'électricité pour la consacrer à d'autres usages. EDF s'est donc dans ce cas pleinement inscrit dans le cadre d'un service public, soumis à un arbitrage de l'État, et non comme un acteur économique du domaine concurrentiel. Un des problèmes de l'eau réside dans le fait que c'est une ressource gratuite. Difficile d'expliquer aux autres acteurs qu'ils vont devoir payer pour une ressource qui semble tomber gratuitement du ciel. L'exercice pour EDF est par trop compliqué, et la plupart du temps la compensation, lorsqu'elle était demandée, était plutôt calculée en fonction de ce que le payeur était en mesure d'accepter. Toujours est-il qu'EDF a été en capacité de répondre au fil de l'eau favorablement, en intégrant ces nouveaux besoins naturellement, de par sa mission de service public. Toute la question réside dans la capacité d'un grand groupe industriel privé à répondre favorablement à ce qui sera indéniablement des manques à gagner pour l'énergéticien qu'il sera devenu, quand cela n'aura pas été prévu dans le contrat de concession...

Les études de RTE, conclut Jean-Yves Delacoux montrent qu'on observe en France une baisse des niveaux des réservoirs ces 10 dernières années ce qui devrait entraîner une tension accrue sur l'accès en eau pour les différents usages : domestique, agricole et industriel. Dans ce contexte de changement climatique, la question de la gestion des barrages hydrauliques doit s'inscrire dans une réflexion plus globale considérant conjointement la gestion de l'eau et de l'énergie.

Illustration - le multi-usage de l'eau de Serre Ponçon

Par Olivier BORY, du CIH

La Provence pendant des siècles a souffert du déficit chronique d'eau et de ses dramatiques conséquences (manque d'hygiène, épidémies comme la peste que la France isolait par un mur de honte décrit dans « le hussard sur le toit »), et des crues dévastatrices de la Durance (selon les habitants, les trois fléaux de la Provence étaient le Parlement, le Mistral et la Durance). Il a fallu une innovation majeure (l'invention du tube à manchettes par Cambefort) pour que la solution soit trouvée, permettant de stocker 1,2 milliards de m³ d'eau derrière le barrage de Serre-Ponçon. Selon l'Unité de Production Méditerranée, la valeur générée par la retenue de Serre-Ponçon et le canal de la Durance se répartit de la manière suivante :

- 60% pour l'irrigation (agriculture),
- 30% pour l'hydroélectricité,
- 10% pour le tourisme (activités nautiques, pêche, etc.)
- L'eau potable qui n'a pas été prise en compte dans ce calcul.

Cet aménagement hydraulique contribue aux éléments essentiels pour la vie de l'homme en région Paca: de l'eau pour boire, pour se nourrir (agriculture), et pour ses activités (énergie).

Cette répartition montre qu'EDF gère un ouvrage, mais surtout des stocks d'eau dont 70 % sont alloués à un service qui ne lui confère aucun revenu.

La chaîne de la Durance est la 1ère source d'eau potable de la région Paca. On retiendra notamment que Marseille et ses environs, pourtant une des zones les plus sèches de France, n'a jamais connu de pénurie d'eau depuis.

Cela nécessite de la part du concessionnaire une gestion du plan d'eau de Serre-Ponçon permettant de constituer des réserves en prévision des mois de sécheresses, et ainsi contraindre sa production électrique et donc son profit au nom de la solidarité sociale.

Quel producteur privé sera à même de faire ces efforts solidaires et économiques sans aucune compensation financière ? L'eau est notre richesse nationale. Les barrages en sont les banques, dont EDF est la Banque de France de l'eau.

Gérard Casanova nous a également beaucoup parlé de sa grande expérience à la fois du Sud-Est et du Sud-Ouest, tous deux très différemment concernés par les multi-usages de l'eau.

Citation - « Je me souviens d'une conseillère régionale des Pyrénées, Écologistes, il y a 25 ans de ça, qui lui disait souvent, voyant ce qu'EDF pratiquait comme multi-usages : vous devriez vous appeler EDF, avec un E comme "Eau de France", au moins autant que "Électricité de France". Cette personnalité politique avait très bien compris l'importance d'un monopole de l'eau entre les mains d'EDF, entreprise d'État, chargée de la gestion des multi-usages de l'eau, plutôt que de se risquer dans ce domaine à l'appât du gain d'un exploitant privé... À l'époque, EDF était encore une ÉPIC, pas du tout privatisée, avec le sens de la collectivité omni-présent ».

Gérard CASANOVA, Délégué Régional EDF pour le Grand Sud-Ouest de 1989 à 1999

Ces spécificités sont là, continue-t-il, pour nous rappeler les enjeux et les limites auxquelles invariablement la mise en concurrence de nos barrages se heurtera. Les contrats de concession seront très complexes à construire. Entre les besoins pour l'industrie, le tourisme plan d'eau (respect de cote), le tourisme canoë-kayak (lâchures), la pêche [risque en rivière, débits réservés, ndr...], les problèmes d'écologie (respect d'espèces piscicoles), sans oublier tous les problèmes d'exploitation posés, avec tous les aspects de vidange et de sédiments pas simples du tout à aborder, l'ensemble de ces contraintes rend l'élaboration des contrats de concession très complexes. Donc l'État devra être très vigilant avant d'accorder une concession à qui que ce soit.

Si on ne réfléchit pas à l'amont aux enjeux, le risque principal pour couvrir les multi-usages de l'eau résidera dans l'augmentation du coût pour la collectivité, voire l'abandon pur et simple de certains usages. Et les expériences du Sud-Est et du Sud-Ouest devront être prises en compte pour l'élaboration de ces règlements. Si on est amené à réfléchir à une concession pour une seule centrale, ce sera complètement insuffisant pour réfléchir aux multi-usages de l'eau qui se réfléchissent à l'échelle d'un bassin tout entier. Il faut par conséquent envisager de regrouper les concessions par chaînes entières, et qui dit chaîne entière, dit gros enjeux... Ce qui amène Gérard Casanova à penser que le Service Public seul peut être garant d'une gestion optimale de l'eau.

Gérard Casanova conclut en pointant qu'à défaut de confier la gestion des barrages à EDF, il faudra un règlement multi-usages très approfondi et bien cadré.

Illustration - soutien d'étiages

par Gérard Casanova, délégué régional EDF du grand Sud-Ouest de 1989 à 1999

Certains ouvrages hydrauliques soutiennent les niveaux d'eau pour les maintenir au-dessus de l'étiage, notamment pour répondre à une problématique sûreté des centrales nucléaires en aval : celles-ci nécessitent un débit minimum pour refroidir les réacteurs. Lors de la canicule de 2003, ces débits faibles s'accompagnant d'un réchauffement de l'eau, avaient nécessité de relever les normes de température de l'eau en sortie de centrale aux dépens de l'environnement, voire d'arrêter certaines centrales. Le fait que les ouvrages amont

soient détenus par la CNR avait créé des difficultés liées à un manque de coordination et d'échange d'informations entre EDF et la CNR.

Avec le réchauffement climatique, ces épisodes risquent de se multiplier. Il est donc impératif que les barrages en amont soient gérés de manière à maintenir les débits d'eau au-dessus de l'étiage. Lorsque l'opérateur est le même que l'exploitant des centrales nucléaires, cela se fait naturellement, avec des arbitrages internes. Dans le cas contraire, il faut contractualiser des obligations (comme cela a été fait avec la CNR), ce qui ajoute une complexité au système et ne garantit pas des situations non anticipées.

2.5.4. L'exemple très contraint mais très cadré du Sud-Est...

Jacques Masson, qui a passé dix années à la tête de l'Unité de Production Hydraulique Méditerranée, avant de prendre la tête de toute l'hydraulique d'EDF, nous est apparu comme le mieux placé pour nous parler de ce parc hydro-électrique parmi les plus contraints, mais bénéficiant, à la différence des autres, de cadres réglementaires clairs. Il joint à ses commentaires qui suivent une note très complète qu'il a écrite sur la chaîne Durance-Verdon...

Peu d'ouvrages intègrent (dans leurs contrats de concession, par un cadrage par la loi...) des obligations légales en regard de leur exploitation. Sur la chaîne Durance-Verdon, seules 4 obligations légales existent :

- ⇒ la réserve agricole de 200 million de m³ par an pour l'irrigation dans le lac de Serre-Ponçon ;
- ⇒ les prélèvements agricoles (au total 114 m³/s pour l'agriculture, tout au long des 200 km de canaux de Serre-Ponçon jusqu'à l'étang de Berre) ;
- ⇒ la gestion du Verdon (avec des dus pour la Société du Canal de Provence) ;
- ⇒ les rejets dans l'Étang de Berre, limités avec des quotas solides et liquides annuels.

Ailleurs pour l'Unité Méditerranée, un seul autre point s'ajoute :

- ⇒ la gestion de St Cassien pour Cannes et Toulon (50% pour la lyonnaise des Eaux, et 50% pour la Société du Canal de Provence).

Citation - « Tout le reste ne fait l'objet que d'accords tacites, acceptés parce que EDF a été bienveillant et conscient de sa mission de service public et de la nécessité croissante de partager l'eau ».

Jacques MASSON, Patron de l'Unité Régionale de Production Méditerranée de 1984 à 1995

Jacques Masson se souvient également de l'apparition des contraintes sur les débits réservés. Il a même été condamné pour ça à titre personnel ! D'origine, dans les cahiers des charges, EDF doit garantir à l'aval des ouvrages 1/80^{ème} du module (autour de 2 m³/s à l'aval des retenues).

Dans les années 1980, la première loi pêche impose 1/40^{ème} du module (sauf sur les cours d'eau où le module dépasse 80 m³/s, où l'on restera 1/80^{ème} du module. Un décret sera pris en conséquence, dit la loi. Évidemment, EDF attend la sortie du décret...

[Depuis la loi sur l'eau, on est passé 1/10^{ème} du module (1/20^{ème} du module pour la Durance ?) [Jacques Masson préfère qu'on vérifie l'ensemble de ces données avec des gens du domaine Eau de la DTG, ndlr...]

Illustration - les Contraintes environnementales sur l'Étang de Berre

par Jacques Masson, patron de l'Unité de Production Méditerranée de 1984 à 1995

Les anciens ont construit l'usine de St Chamas, qui présentait le double avantage, en déviant le bas de la Durance vers Berre plutôt que de la laisser couler dans le Rhône, de diminuer grandement la longueur des canaux, et d'augmenter la hauteur de chute (Berre étant au niveau de la mer...).

Au départ, tout le monde pensait qu'alimenter ce cloaque qu'était l'Étang de Berre avec de l'eau douce ne pourrait qu'améliorer la situation écologique de l'Étang. C'était sans compter sur le fait que l'eau salée et l'eau douce ne font pas bon ménage (eau salée plus lourde que l'eau douce - sorte de mur oblique entre les deux), et que des apports irréguliers (comme des turbinés), changeraient continuellement de place la frontière,

menaçant les éco-système purement salés, purement eau douce, et saumâtres... Quand les turbines étaient marqués, l'eau douce atteignait la mer, et quand s'en suivait une longue période sans turbines, l'eau salée remontait jusqu'aux berges de l'usine.

En 1985, le prédécesseur de Jacques Masson au GRPH Méditerranée venait de lancer une étude, et était confiant : ça va s'arranger ! Un an après, on a vécu de grosses manifestations devant la centrale pour exiger sa fermeture... Le sommet de la contestation a été organisé autour d'un référendum d'initiative populaire, en 1990, validé par toutes les communes riveraines (sauf par le maire de Martigues, un communiste proche d'EDF) et demandant l'arrêt de la centrale.

De par le contrat de concession et le fort manque à gagner résultant d'une exploitation réduite, Jacques Masson résistait. C'est remonté jusqu'à Paris. Gilles Ménage (en 1994), un politique amené par la gauche de Mitterand à la direction d'EDF, tenait à rester à son poste avec l'arrivée de la droite au pouvoir, incarnée pour lui par Michel Barnier. Il souhaitait (dans cette optique personnelle de rester en place) faire un geste, lâcher quelque chose...

L'association de défense de l'environnement a porté l'affaire jusqu'à la Cour de Justice Européenne qui a condamné la France pour atteinte à l'environnement. La réaction française n'a pas tardé : limitation annuelle à 1 000 hm³ dans Berre, quand on y turbinait auparavant 3 600 hm³ en moyenne par an !

Cet outil performant, conçu dans l'intérêt général, en prenant en compte dès l'origine (ce qui est assez rare pour être souligné), les contraintes énergétiques, en eau potable et pour l'irrigation, n'a quand même pas tout prévu, et les contraintes touristiques et environnementales ont été largement sous-estimées !

Exemple de conséquences pour les endroits où la concession a déjà été renouvelée : Sainte-Tulle, où le débit réservé est passé au 1/20^{ème} ...

2.5.5. L'exemple très contraint et beaucoup moins cadré du Sud-Ouest...

Gérard Casanova, Délégué régional d'EDF pour le Grand Sud-Ouest de 1989 à 1999, nous a raconté cette autre illustration, qui démontre combien l'hydro-électricité française est variée, et comment ce qu'on retient d'un endroit n'est pas applicable au massif voisin. Voici comment il nous parle de l'arrivée progressive des multi-usages de l'eau dans les Pyrénées et dans le Massif Central.

**Citation - « Contrairement au Sud-Est, dans le Sud-ouest, tout a davantage tenu de l'improvisation ! »
Gérard CASANOVA, Délégué Régional EDF pour le Grand Sud-Ouest de 1989 à 1999**

Illustration - Les sécheresses de la vallée de l'Ariège

par Gérard Casanova, Patron de l'Unité de Production Régionale Pyrénées de 1984 à 1989

En 1984, il y a eu un premier épisode de sécheresse sur la vallée de l'Ariège, avec des besoins en eau non satisfaits. Gérard Casanova a, logiquement, indiqué un prix de l'eau, puisque les lâchures d'été ne seraient plus disponibles pour la pointe en hiver, et ce prix a été très fortement discuté avec des gens qui n'avaient pas du tout notre culture sur le calcul de la valeur de l'eau (ce sont des financiers, pas des économistes). On a fini par tomber d'accord sur un tarif pas négligeable, qui couvrirait l'essentiel des coûts. 2 années plus tard, en 1986, il y a eu une grosse alerte. Préfecture et Ministère pris de court, EDF a été amené à leur proposer certaines lâchures, pour éviter que nous soient imposées des mesures excessives de lâchures d'eau depuis les Pyrénées et le Tarn. Fait à un tarif raisonnable, correct, mais uniquement pour des lâchures agricoles. Le Ministère de l'Agriculture a subventionné le tout, en pensant que c'était pour une seule année, que ça ne se reproduirait pas. Mais rien ne s'est calmé, donc au fil du temps, un organisme piloté par la région, le SMEAG (le syndicat mixte d'études et d'aménagement de la Garonne), et le bassin Adour-Garonne également, comme interlocuteurs, nous conduisant à établir des conventions de lâchures pour quelques années, à des tarifs longuement discutés, puis acceptés par toutes les parties. Ce n'était pas une mauvaise affaire pour les agriculteurs puisqu'une partie des coûts était prise en charge par la collectivité.

Par la suite, presque simultanément, sont venus se greffer des usages que la sécheresse mettait en évidence comme déficitaires (cotes touristiques de retenues sur le Tarn, problèmes de navigation canoë-kayak sur le Lot,

Les plus grosses contraintes agricoles se trouvent sur la Garonne et l'Ariège, à cause des cultures de maïs. A propos des cultures de maïs, il y en a aussi beaucoup dans le Lot et dans le Gers. Or le Gers est isolé des Pyrénées par un sillon qui dévie tous ces affluents SUD-de la Garonne en épargnant (pour son plus grand désespoir) le Gers... L'eau des Pyrénées ne va pas dans le Gers ! Mais qui dit Gers, dit foie gras, et qui dit foie gras, dit maïs ! Donc il faut réalimenter le Gers depuis la Garonne, à l'aval, et par le biais d'un canal (construit sous Napoléon III) alimenté par des lâchures depuis les Pyrénées eux-mêmes. Et le problème s'est aggravé depuis : un barrage supplémentaire serait donc utile pour le Gers, mais suite aux incidents de Sivens, un peu plus au Nord, il y a fort à parier que pareil projet ne verra plus le jour sur le Gers, bien qu'à l'ordre du jour depuis plus de 30 ans. Et la Garonne est partie pour continuer longtemps à être sollicitée pour alimenter ces Côteaux de Gascogne. Les problèmes de multi-usages de l'eau sont vraiment importants et variés dans le Sud-Ouest, et ne sont pas suffisamment règlementés, notamment parce qu'il n'y a pas de financement. EDF n'a pas d'interlocuteur prêt à financer pour co-contracter. Les compensations qui ont été trouvées là où existait un financement possible, sont basées sur des statistiques hydrologiques, puisque la période à compenser (l'hiver), n'est pas encore arrivée au moment de l'été où EDF fournit l'eau.

Dernier exemple dont il nous parle, la centrale nucléaire de Golfech, et ses besoins en soutien d'étiage, pour le refroidissement de ses réacteurs. Golfech posait un problème côté soutien d'étiage : parce que cette centrale nucléaire consommait de l'eau, et que la température de l'eau rejetée dans la Garonne devait rester limitée [survie des poissons à l'aval, ndlr...], ce qui amenait à déstocker de l'eau des barrages des Pyrénées pour le nucléaire. Dans cet exemple, c'est le même concessionnaire, EDF, qui gère la centrale consommatrice d'eau et les centrales qui assurent le soutien d'étiage. Gérard Casanova se demande ce qu'il adviendrait si l'opérateur des ouvrages hydro-électriques devenait un concurrent de celui de la centrale nucléaire de Golfech.

2.5.6. Réseau d'observation hydro-climatologique

Pour nous parler de ce réseau, le plus simple était d'aller voir un des deux responsables du Réseau Hydrométrique et Climatologique d'EDF. Par souci d'efficacité, on est allé voir celui de Grenoble, Frédéric Gottardi, qui gère toute la moitié Est du pays : en France, le suivi de la ressource en eau fait partie des missions de plusieurs organismes (Météo-France, Ministère de l'Environnement, BRGM notamment), mais très tôt dans son histoire, EDF a gréé des réseaux de mesure, des équipes de prévision et mis au point des méthodes et des modèles adaptés à ses besoins. Ainsi, pour les réseaux de mesure hydro-météorologique, ceci a abouti à un « partage du territoire », où EDF mesure les pluies et les débits pour l'essentiel en zone de montagne, en complément de Météo-France et du Ministère de l'Environnement sur les autres zones du territoire, notamment en plaine, autour des grands bassins de population. EDF a également développé des technologies de mesure innovantes et des modèles spécifiques (notamment autour de la neige), bien adaptés à ses besoins d'estimation des apports et à l'hydrologie de montagne.

En matière d'hydro-météorologie, la complémentarité des réseaux et des savoir-faire d'EDF et des services de l'État est remarquable, et souvent saluée internationalement. Encore une fois, la position d'EDF d'opérateur intégré historique lui a donné les moyens et la légitimité pour développer ces réseaux de mesure et ces savoir-faire, avec un partage des missions clair et efficace avec les services de l'État.

Le réseau d'observations au sol de DTG (près de 1 000 points de mesure aujourd'hui) est né en 1946, à la création d'EDF. D'abord dédié à la prospection hydraulique, il est en partie issu du réseau d'observations des Eaux et Forêt mis en place au début du XX° siècle. On distingue ainsi un réseau d'observation déployé en montagne, dédié à la connaissance des précipitations (pluviomètres, thermomètres et mesures d'enneigement), et un réseau hydrométrique, chargé d'engranger de la connaissance sur les débits des rivières de montagne. Ce réseau a atteint une densité spatiale très importante au milieu des années 1970, où l'on

prospectait encore pour de nouvelles installations. Il s'est peu à peu rationalisé et concentré sur le suivi des bassins versants équipés d'ouvrages hydroélectriques.

Ce n'est pourtant pas un réseau dédié uniquement à l'exploitation de moyens de production. C'est également un réseau dédié à la connaissance fine des bassins versants de montagne. Il revêt ici une mission forte d'intérêt général : c'est la matière première permettant l'estimation des risques et des aléas des rivières de montagnes, ainsi que des données précieuses pour l'étude du changement climatique.

« Le patrimoine de données ainsi constitué et encore alimenté aujourd'hui est absolument inestimable. Il est le socle indéniable de l'hydrologie de montagne en France. C'est sur ce socle que s'est construite et se construit encore l'expertise d'EDF, unanimement reconnu en France mais aussi à l'international. C'est sur ce socle que la méthode du Gradex ou de la méthode du Schadex (estimation des crues extrêmes) plus récente ont été élaborées par exemple. C'est sur ce socle que se bâtit en France la sûreté des installations face aux risques de crue. C'est un socle indispensable à préserver en l'état.

Les phénomènes météorologiques ne s'arrêtent pas aux schémas de vallée. Pour les appréhender et les comprendre, il faut les suivre à l'échelle régionale au moins, même nationale. C'est le maillage spatial de ce réseau qui fait sa force, maillage travaillé en plus en intelligence avec Météo-France et les Unités Hydrométriques des DREAL ».

Frédéric GOTTARDI, responsable du réseau hydrométrique et climatologique de la moitié Est de la France

2.6. Spécificité n°6 : R&D et Ingénierie Intégrées

2.6.1. La DTG, le CIH et la DOAAT - Ingénieries diagnostic, conception et optimisation...

650 personnes à la DTG (Unité d'ingénierie de Mesure et D'Expertise, d'Appui à l'Exploitation), 850 personnes au CIH (unité d'ingénierie d'expertise, de conception et de maintenance des aménagements hydrauliques et des galeries), et 50 personnes au sein de la DOAAT (direction optimisation amont-aval & trading) constituent un socle intégré (dans l'entreprise EDF qui exploite et maintient les installations de production) et centralisé.

La DTG est la seule unité d'EDF à avoir traversé toute l'histoire de l'entreprise sans changer de nom, ni connaître de réforme d'organisation majeure. Elle est une unité d'ingénierie de 650 personnes, de mesure et d'expertise en appui aux exploitants dans leurs soucis quotidiens, découpée en deux grands départements, Performance (des turbines, du matériel électrique, des régulations, des conduites forcées...), et Surveillance (avec un domaine "ouvrage", qui surveille les grands barrages, dans leur partie génie civil, et un domaine "eau", qui aide à la Gestion de la Ressource en Eau). C'est un exemple unique au monde, avec une « porte d'entrée » unique et de confiance pour l'ensemble des exploitants, leur permettant de traiter de domaines très divers. Ailleurs dans le monde, ce sont souvent des bureaux d'étude multiples qui remplissent cette fonction, avec peu de passerelles possibles entre les différents métiers, et aussi des clauses contractuelles, qui limitent la relation de confiance.

Le CIH est l'unité d'EDF qui rassemble l'ingénierie chargée de la conception, de la construction et de la rénovation d'aménagements hydroélectriques nouveaux ou anciens, en France et à l'international, depuis plus de 25 ans. Maître d'œuvre de la conception jusqu'à la mise en service, assistant au maître d'ouvrage pour l'amélioration des performances (économiques, environnementales, et de sûreté), il intervient dans tous les domaines techniques, mais aussi sociétaux et environnementaux. Le CIH participe ainsi à maintenir, et même augmenter la sûreté des ouvrages, et participe également à l'élaboration de la réglementation Française pour l'amélioration des savoirs faire et des méthodes.

La DOAAT a pour mission l'optimisation de l'équilibre permanent nécessaire entre production et consommation d'électricité. Garantir la disponibilité de nos ressources afin d'approvisionner les clients d'EDF, tel est l'objectif au quotidien des 1 500 salarié·e·s qui travaillent au sein de la Direction Optimisation Amont

Aval & Trading d'EDF à Paris, Londres et Lyon. Leur mission :

- ⇒ assurer la gestion stratégique et opérationnelle de l'équilibre des portefeuilles amont (actifs de production) et aval (portefeuille clients) en France ;
- ⇒ effectuer les achats et ventes d'énergies pour EDF (électricité, gaz, charbon, pétrole) ;
- ⇒ élaborer les politiques de risques des activités d'EDF, en conformité avec la politique de risque du Groupe et préparer les positions d'EDF sur les grands enjeux relatifs à l'organisation et à la régulation des marchés de l'électricité.

Au sein de la DOAAT, les 50 personnes de l'équipe CPO Hydro ont la responsabilité de la programmation des centrales hydrauliques du producteur EDF à tous les horizons de temps.

2.6.2. La R&D - Recherche et Développement...

Autant laisser nos chercheurs se décrire eux-mêmes ! EDF dispose d'une R&D (Recherche et Développement) encore très importante, avec environ 2000 salariés (dont 80% d'ingénieurs-chercheurs), auxquels s'ajoutent environ 150 doctorants (menant des thèses co-encadrées par EDF et par les meilleures universités ou écoles), même si l'ouverture du secteur électrique à la concurrence, à la fin des années 90, l'a affaiblie (elle comptait 2700 personnes avant l'ouverture des marchés). La Direction d'EDF a mis en avant, lors de nombreux Comités d'Établissement, que cette baisse était un moindre mal, puisque puisque tous les grands opérateurs européens ont supprimé la leur (ou presque) à la suite de la libéralisation du secteur.

L'utilité d'une R&D intégrée :

Il est très utile d'avoir une R&D intégrée à l'entreprise, avec des liens très forts tant avec le monde de la Recherche académique qu'avec les directions opérationnelles. Elle permet de faire un lien entre les intérêts et la stratégie d'un industriel et l'univers de la recherche académique. Elle produit une recherche bien ciblée, et donne une visibilité scientifique à l'entreprise, ce qui permet de la crédibiliser sur des dossiers à enjeux et/ou très novateurs.

La multiplication des acteurs en concurrence les uns par rapport aux autres est un très gros frein à la Recherche :

- ⇒ d'une part, cela se traduit généralement par une baisse globale du volume de recherche ;
- ⇒ d'autre part, elle est bien plus difficile à organiser, en particulier pour la recherche de long terme. Ce sont généralement des organismes publics qui s'en chargent, université ou organismes dédiés, comme l'EPRI (Electric Power Research Institute) aux États-Unis, financés par la multitude d'acteurs, ou via des projets multi-acteurs financés au coup par coup, ce qui impose des interfaces sans fin pour essayer de construire un programme de recherche avec des intérêts divergents ;
- ⇒ une telle organisation ne permet généralement pas de couvrir tous les domaines, d'avoir un programme de recherche complet avec une cohérence globale ;
- ⇒ enfin, dans une telle configuration, la recherche se heurte à un véritable embargo sur les données, chacun considérant que ses informations constituent un avantage concurrentiel et sont donc confidentielles. Certes, des règles sont progressivement mises en place pour imposer la mise à disposition de certaines données (voir par exemple ENTSO Transparency), mais cela reste très parcellaire et ne peut remplacer l'accès qu'a une entreprise sur ses propres données.

Illustration - le secteur de l'éolien

par Anne DEBRÉGEAS, ingénieure-chercheuse à la R&D

En France, le secteur de l'éolien illustre cette difficulté : compte tenu de l'éclatement du secteur, aucune structure ne peut faire la R&D nécessaire. On tente actuellement de mettre en place une structure qui ferait cette recherche sur la maintenance, mais une telle structure devrait fédérer 600 structures juridiques distinctes ... et concurrentes ! On imagine aisément la complexité de la tâche.

Et les données concernant l'éolien semblent encore plus secrètes que les données sur le nucléaire ! Or elles sont essentielles à une Recherche de qualité, notamment au développement d'outils de simulation et de prévision.

Cette tendance se fait déjà sentir : depuis que l'on anticipe l'ouverture des concessions à la concurrence, on constate plusieurs évolutions à la R&D d'EDF :

- *Certaines études ne se font plus, ou partent vers des entités plus opérationnelles : on fait moins de recherche publique, sur des sujets pourtant importants ;*
- *Pour la recherche qui est maintenue, les résultats sont plus confidentiels, on partage beaucoup moins (même si EDF n'était pas irréprochable avant).*

Les études sont de plus en plus multi-métiers afin de mutualiser les approches méthodologiques et l'expertise des chercheurs. L'hydraulique bénéficie d'études commanditées et payées par le nucléaire, pour l'évaluation et la réduction des impacts des installations sur la biodiversité terrestre par exemple. Les besoins des métiers sont les mêmes, mais pas leur capacité de financement des études. De nouveaux opérateurs ne bénéficieraient donc pas des résultats en faveur d'une meilleure prise en compte de l'environnement dans la gestion des ouvrages de production d'électricité... ce qui serait dommageable pour la collectivité !

Il est très difficile de dénombrer les ingénieurs-chercheurs travaillant sur des thématiques en lien avec l'hydraulique, car beaucoup de compétences sont croisées (simulation numérique, informatique scientifique, thermodynamique, optimisation, statistiques, études probabilistes de sûreté, génie civil, résistance des matériaux, chimie en lien avec l'impact environnemental, sociologie, mécanique des fluides, prévision météorologique, traitement d'image, contrôle commande, etc.). Ainsi, il est difficile d'évaluer la perte de savoir-faire liée à un éclatement du parc hydraulique.

Il est en revanche incontestable qu'EDF dispose d'une R&D unique par sa taille, par la complétude des thèmes couverts et par la diversité et la qualité des compétences qui s'y trouvent. Elle dispose également de moyens d'essais (laboratoires expérimentaux) de grande taille, équipés pour la modélisation physique en hydraulique des écoulements et du transport sédimentaire. Elle contribue depuis 1947 à minimiser l'impact des ouvrages de production sur l'environnement aquatique et à les protéger contre les agressions de ce même environnement (crues, tempêtes...).

(voir en annexe des exemples de thèmes de recherche et une description des laboratoires d'essai).

2.6.3. Particularités de ces structures intégrées et centralisées...

Là, ce sont nos collègues du CIH qui nous l'ont appris, cette démarche étant menée à la DTG sous le sceau du secret : en 2017, une cinquantaine de compétences indispensables au maintien des structures hydrauliques ont été identifiées au CIH et à la DTG. Mais au-delà de l'industrie hydraulique, ces compétences sont également mises au service du nucléaire, (pour les digues de protections et des ouvrages souterrains) de la thermique, de l'hydrolien et de l'éolien off-shore. Ces métiers sont divers : mécanique, électrotechnique, automatique, informatique industrielle, génie civil, économistes, juristes, gestion des projets, environnement, social, etc. Ces compétences sont rares, parfois même uniques à EDF, mais aussi en France ou à l'international. Elles comprennent très souvent elles-mêmes plusieurs métiers.

Pour exemple, les métiers du domaine des ouvrages souterrains : on peut penser qu'avec les chantiers du Lyon-Turin Ferroviaire ou les grands chantiers d'extension du réseau du métro Parisien, les compétences sont bien maîtrisées par les constructeurs et leurs bureaux d'étude. Mais en réalité, ces compétences ne sont pas suffisantes, et beaucoup de bureaux d'études, bien que compétents en ouvrages souterrains, sont inexpérimentés aux problématiques hydrauliques.

Écoutons à ce sujet Marion Parise, experte en contrôle mécanique des conduites forcées à la DTG : avec une vision globale du parc, EDF sait s’organiser pour mettre au point des méthodes, les améliorer, et structurer la capitalisation des études dans diverses bases de données. Bien souvent, des réseaux de mesure embarqués dans les installations et autour engagent l’évolution des mêmes phénomènes physiques primordiaux depuis des décennies.

La constitution de bases de données sur les diagnostics, pour ce parc extrêmement hétérogène (cf point 2.1), est un plus pour la performance, car on peut faire des exploitations qualitatives et quantitatives des résultats (analyses statistiques, réponses en terme de fiabilité quantifiée. C’est la notion de la « juste maintenance » que nous envient certains voisins (suisses, italiens d’Edison).

Chacun des nombreux métiers embarqués dans ces quatre structures (DTG, CIH, R&D, DOAAT) sont portés par des équipes proches des tailles critiques (des collectifs de 10 à 20 personnes qui ont en charge un aspect technique particulier). Sur certains secteurs, il n’y a qu’une ou deux personnes qui ont la compétence, sur des domaines pourtant stratégiques ! La fragilité de ces compétences est déjà une réalité sur certains sujets...

Nos services achats nous ont poussés à fonctionner en contrats cadre avec un nombre réduit de prestataires. [Côté SUD-ÉNERGIE, on combat cette sous-traitance qui rogne nos cœurs de métiers, permet une transition sociale (sous-traitants pas au statut), et nous oblige à tout ré-expliquer et à tout recommencer à chaque changement de fournisseur, ou à chaque départ de personnel (et oui, l’absence de statut permet moins facilement de conserver les gens longtemps dans une entreprise..., ndlr]. Au fil du temps (besoins pérennes, centralisés), une vraie relation de confiance s’est établie, nos prestataires historiques montent en compétence en même temps que nous, on peut leur demander des précisions une fois l’affaire terminée, même des années après, il y a un vrai service après-vente, car la relation s’établit dans la durée et pas en « one shot » sur une prestation. Des données et des retours d’expérience, voire des méthodes, peuvent également être partagés avec eux. C’est très sécurisant et bénéfique pour la qualité des études, et in fine, pour la sûreté hydraulique. De leur côté, cette vision de long terme leur permet d’investir dans du matériel, de former du personnel...

Et nos chercheurs de conclure : pour les exploitants des aménagements, les compétences sont très longues à constituer (plusieurs années) et nécessitent des équipes importantes. Il est à noter que le turnover est faible dans ce secteur, les salariés ne « tournent » pas sur les différentes vallées, car le coût d’entrée est important : aux savoirs techniques de génériques (hydraulique, mécanique, électrotechnique, génie-civil, etc.) s’ajoutent des connaissances « terrain » très précises, les relations avec les acteurs locaux, les spécificités écologiques locales, celles du territoire, de l’agriculture, des contraintes touristiques...

Et pour prendre un exemple parmi les appuis de la DTG, il faut au minimum deux années de formation pour qualifier un prévisionniste hydro-météorologue, pertinent notamment sur les phénomènes dangereux ou la prévision des apports de fonte, sujets cruciaux pour le pilotage du parc hydraulique.

2.7. Spécificité n°7 : Une Gestion Intégrée par Vallée

Nos meilleurs chercheurs de la R&D nous ont écrit ce qui suit :

La France met en œuvre une gestion intégrée des multi-usages des ouvrages de production d’hydro-électricité et de la ressource en eau permettant de mieux répondre aux enjeux économiques et environnementaux à la maille des bassins versants.

Outre leur rôle dans la production d’énergie, les infrastructures hydrauliques ont, en France comme dans de nombreux autres pays dans le monde, de multiples usages et contribuent à nombreux services : fourniture en

eau potable, gestion des crues et atténuation des sécheresses, irrigation des terres agricoles, navigation, activités de loisirs, pêche, services environnementaux, etc (cf paragraphe 2.5.3). La gestion intégrée de tous ces usages et services participe au développement économique des vallées et des territoires associés. Sa mise en œuvre est indissociable d'une gouvernance adaptée. La France s'est ainsi dotée d'un cadre juridique et institutionnel permettant une gestion de la ressource en eau par bassin versant impliquant l'État, les organismes de bassins, les collectivités territoriales, les acteurs économiques et la société civile. Le partage de la ressource eau en France entre les différentes parties prenantes constitue une réponse aux questions de gestion durable de la ressource en eau via des ouvrages à buts multiples.

Une gestion par bassin versant prise comme référence internationale à l'instar de la chaîne Durance-Verdon :

La gestion par bassin versant adoptée en France est citée en exemple par de nombreux pays. Elle l'est récemment dans l'étude de l'OCDE publiée en 2015 sur la gouvernance des ressources en eau au Brésil. Le système Durance-Verdon illustre parfaitement les avantages associés à un tel mode de gestion. Les 30 aménagements hydrauliques de ces deux vallées peuvent en effet fournir au réseau électrique l'équivalent de deux tranches nucléaires en quelques minutes et ce, grâce à leur gestion intégrée qui permet de mobiliser quasi-instantanément d'importants volumes d'eau. Ils permettent aussi en toute saison d'alimenter en eau la population et les industriels de toute une région, d'irriguer des terres agricoles, de maîtriser les crues et de gérer les sécheresses, de respecter les côtes touristiques des grandes retenues propices aux activités récréatives ou encore de respecter les normes de rejets de qualité d'eau dans l'étang de Berre. En bref, une gestion intégrée par bassin versant constituant un élément clé du développement durable, sur l'ensemble de ses composantes, des territoires qui le constituent.

Une gestion intégrée qui assure une gestion optimale des événements extrêmes (crues et sécheresses) et la maîtrise des impacts environnementaux :

En situation de crues, la coordination de la gestion des ouvrages le long de vallées d'un bassin versant permet de réguler les débits de crue afin d'éviter les sur-déversements en aval. A l'inverse, la multiplicité des gestionnaires d'ouvrages met à mal l'unité d'action généralement souhaitée pour gérer les crues et, plus généralement, tout événement hydrologique extrême. Elle pourrait même aggraver de façon notable les phénomènes en conséquence d'actions non-coordonnées entre elles.

En cas de sécheresse, il s'agit de faciliter une solidarité amont-aval pour le partage de l'eau, entre les stockages amont et les zones à forts besoins, généralement situées à l'aval des vallées. À l'époque des sécheresses de la fin des années 2000, la gestion intégrée a permis de n'avoir qu'un seul interlocuteur (coté gestion de l'eau) en face des représentants institutionnels (préfets) et politiques lors des nécessaires arbitrages entre besoins contradictoires.

Enfin, du point de vue environnemental, les ouvrages hydrauliques intermédiaires d'une vallée peuvent être gérés pour stocker l'eau issue des lâchers des ouvrages amont de façon à limiter les pointes de débit et leurs impacts sur les habitats aquatiques. Ces ouvrages assurent donc un véritable service de « démodulation » des pointes des débits. Le rétablissement efficace de la continuité écologique de la migration des poissons et des sédiments, contribuant à l'atteinte du Bon État Écologique recherché par la Directive Cadre sur l'Eau, ne peut être assuré par essence que dans une logique de vallée amont-aval et de bassin versant plus globalement, et ceci indépendamment des limites de concessions hydroélectriques.

L'hydro-électricité a un rôle clé à jouer dans l'atténuation et l'adaptation au changement climatique à condition d'avoir une gestion intégrée par bassin versant :

Les scientifiques du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) sont formels : la catastrophe climatique en cours va modifier le régime des précipitations et les événements météorologiques extrêmes (sécheresses, pluies diluviennes, crues, inondations...) vont devenir plus fréquents et plus intenses avec d'inévitables conséquences sur l'approvisionnement en eau. Il suffit pour s'en convaincre d'observer ce

Rapport SUD-ÉNERGIE – Paroles d’Expert-e.s EDF – Hydro-Électricité - 2° PARTIE - PRODUIT PAS COMME LES AUTRES qui se passe en Californie, frappée par une sécheresse historique, puis par des pluies extrêmes. Dans un tel contexte, le choix d’une gestion intégrée de la ressource en eau par bassin versant apparaît encore plus pertinent pour s’y préparer. L’adaptabilité et la résilience de ce mode de gestion et d’exploitation des infrastructures sur l’ensemble de la chaîne hydraulique seront en effet primordiales pour l’avenir, notamment en termes de sécurité et de sûreté.

De l’opportunité d’un regroupement des concessions par grande vallée hydraulique dans le cadre de la loi de transition énergétique :

Les ouvrages hydro-électriques forment un continuum d’équipements adaptés aux caractéristiques physiques de la vallée. Historiquement, cette continuité d’équipements ne s’est pas traduite par l’attribution d’une concession unique à l’échelle de la vallée, mais au contraire par une suite de petites concessions attribuées au fur et à mesure de la construction des ouvrages. Dans la majorité des cas, chaque vallée est composée d’une succession de concessions arrivant à échéance à des dates différentes, mais géré par un opérateur unique.

Le regroupement de ces concessions par vallée (cf paragraphe 3.7) permettrait, dans le cadre d’une mise en concurrence, de maintenir la gestion intégrée des bassins versants concernés et l’optimisation des bénéfices économiques et environnementaux des territoires qui s’y rattachent.

La logique fonctionnelle d’une gestion d’une chaîne d’ouvrages au sein d’un bassin versant, s’impose ainsi du triple point de vue de la performance économique, de la sécurité civile et de la protection de l’environnement.

Pour Jean-François Astolfi, cette gestion intégrée par vallée constitue un des deux arguments intuitifs forts à répéter sans cesse pour expliquer les raisons du besoin d’un service public intégré :

- ⇒ besoin d’une gestion globale ;*
- ⇒ nécessité d’une gestion de l’eau intégrée par vallée.*

Il se souvient des interlocuteurs institutionnels et politiques, à l’époque des sécheresses de la fin des années 2000, qui soulignaient l’intérêt de n’avoir qu’un seul interlocuteur (côté gestion de l’eau) en face d’eux lors des nécessaires arbitrages entre besoins contradictoires (multi-usages de l’eau). Et l’on sait que les temps qui arrivent, avec les changements climatiques en cours, seront des temps où les stresses hydriques seront plus fréquents et plus sévères.

EDF est un exploitant qui peut faire valoir, en plus de son savoir-faire industriel, de belles avancées et prises en compte sérieuses de problématiques environnementales et d’une gestion responsable de la ressource en eau et du développement économique des territoires. Qu’en sera-t-il d’exploitants 100% privés, attirés avant tout par le profit à court terme ? Jean-François Astolfi laisse cette question volontairement ouverte...

2.8. Spécificité n°8 : Une Gestion Économique Très Complexe

Là aussi, il est plus prudent de laisser parler nos chercheurs de la R&D...

La flexibilité de l’outil hydraulique a pour contrepartie une complexité opérationnelle qui rend sa gestion difficile à optimiser. Elle nécessite :

- ⇒ une vision de l’ensemble du parc de production ;*
- ⇒ une gestion aux différents horizons de temps, du pluriannuel à l’infra-journalier, en environnement aléatoire ;*

- ⇒ des outils mathématiques complexes permettant une optimisation mathématique du coût de production, dans le respect de contraintes multiples, en univers incertain ;
- ⇒ une connaissance très fine des phénomènes météorologiques en lien avec l'hydrologie ;
- ⇒ des compétences pointues, à la fois scientifiques et de terrain.

2.8.1. Les grands principes de gestion du parc de production...

La stratégie de gestion du parc électrique doit garantir à tout instant l'équilibre parfait entre la production et la consommation, dans un univers incertain (dépendant notamment des conditions climatiques), sous peine d'écroulement du réseau.

Elle fait appel à des programmes d'optimisation très complexes qui, en fonction des informations connues à un instant t , vont « empiler » les moyens de production à chaque pas de temps (heures), du moins cher au plus cher (en coûts variables), selon un ordre appelé « Merit Order », et définir ainsi le programme de production pour l'ensemble du parc.

Cet exercice est fait aux différents horizons de temps, pour répondre à des types de problèmes distincts :

- ⇒ à long terme, pour définir les stratégies d'investissement ou de déclassement, évaluer les effets de telle ou telle évolution sur l'équilibre du système, les prix, les émissions de CO_2 , etc. (développement des énergies intermittentes, de l'autoconsommation, etc.)
- ⇒ à moyen terme, pour optimiser le placement de la maintenance notamment ;
- ⇒ à court terme, pour définir le programme d'appel des différentes centrales.

Sur les horizons de long terme, les scénarios sont nombreux pour prendre en compte tous les « possibles » (ex : scénarios météo). Lorsque l'horizon de prévision se rapproche, le nombre de scénarios diminue mais des données de plus en plus précises sont intégrées. La prévision long-terme permet de préparer au mieux le parc pour le jour J .

2.8.2. Une gestion intégrant l'ensemble du parc de production...

Une intégration forte des réservoirs d'une même vallée :

Confier des ouvrages d'une même vallée à des acteurs différents conduirait à une grande complexité, avec des risques importants de dysfonctionnement, car les ouvrages sont fortement interdépendants entre eux.

Illustration – Quelques vallées complexes

par les chercheurs de la R&D

Dans la vallée de l'Ain, la centrale de tête (le barrage de Vouglans) représente environ un tiers de l'énergie, le deuxième tiers étant produit par les centrales à l'aval de la vallée et le dernier tiers sur le Rhône. Pour maximiser la production de l'ensemble de la chaîne, il faut démarrer Vouglans à 5h du matin, soit bien avant la pointe de consommation du matin, ce que fera un acteur disposant de l'ensemble de la vallée, mais pas nécessairement un acteur qui ne gèrerait que la centrale de Vouglans.

Certaines vallées sont particulièrement contraintes, entraînant une gestion de l'eau extrêmement complexe. Un découpage de telles vallées serait une absurdité. Il s'agit notamment des vallées de la Romanche, de la Durance, de l'Arc. Pour cette dernière par exemple, les réservoirs aval sont de petite contenance mais les ouvrages sont de forte puissance. La gestion des réservoirs amont doit donc tenir compte de ces contraintes aval pour ne pas risquer des crues ou au contraire une perte de production du fait d'un niveau trop faible des réservoirs.

Et à moins de définir des vallées très vastes, en particulier dans les Alpes (il faudrait par exemple attribuer toute la vallée du Rhône, avec tous ses affluents, à un même acteur), il existera des interdépendances qui pourraient rendre très complexe la réglementation entre acteurs et empêcher d'optimiser le système.

Quelques exemples :

- ⇒ le bon fonctionnement de l'activité d'un grand lac dépend de la gestion des ouvrages en aval : si les ouvrages aval ne turbinent pas l'eau délivrée par le grand lac, par exemple en cas de maintenance imprévue, cela peut créer des dysfonctionnements (crues par exemple), une désoptimisation de la chaîne (cascade) ;
- ⇒ dans le cas de « Vallée en Y » (deux lacs alimentant un même cours d'eau en aval), il est nécessaire de respecter un débit minimal en aval. Si les deux lacs amont sont gérés par deux acteurs différents, lequel devra turbiner, dans des cas où aucun n'y aurait intérêt (par exemple en cas d'anticipation de prix futurs élevés). Cela implique une vraie complexité pour la gestion dynamique des ouvrages et une non moins grande complexité contractuelle.

Au-delà, une intégration de l'hydraulique avec l'ensemble du parc :

Au-delà de l'interdépendance des vallées, c'est l'ensemble des moyens de production du parc français qui doit être géré de manière coordonnée, en utilisant la complémentarité des moyens de production.

Dans ces programmes très complexes d'optimisation du parc de production, l'hydraulique joue un rôle central : une grande partie de l'optimisation va consister à évaluer à quel moment pomper (pour les STEP) et turbiner l'eau des lacs, afin d'éviter au maximum de devoir déclencher des moyens de production plus coûteux et polluants – donc in fine de faire bénéficier l'utilisateur d'un prix de l'électricité moins cher – tout en respectant les multiples contraintes qui pèsent sur la gestion hydraulique :

- ⇒ contrainte d'équilibre du réseau électrique tout au long de l'année ;
- ⇒ contraintes techniques liées à chaque barrage, à chaque vallée ;
- ⇒ contraintes débordant le cadre électrique : environnementales, agricoles, touristiques, etc.

En effet, à la différence des autres moyens de production (hors production fatale), la production électrique hydraulique utilise un « combustible » gratuit, mais en quantité limitée : l'eau. Tout l'enjeu est donc de l'utiliser aux moments les plus tendus (ceux où le prix de l'électricité est le plus élevé et où la seule alternative est le démarrage de centrales thermiques, polluantes). On calcule pour cela une "valeur de l'eau", qui correspond au coût de production du KWh évité, c'est-à-dire au coût du moyen de production le plus cher qui aurait été appelé si on n'avait pas turbiné. Ce calcul se fait en univers incertain, il prend en compte un grand nombre de scénarios possibles. Il fait appel à des outils d'optimisation mathématique sophistiqués (programmation dynamique stochastique).

La complexité de ces problèmes est telle qu'elle impose des simplifications. Rajouter de la complexité au système en multipliant les acteurs dégradera donc les résultats, ce qui se traduira in fine par une désoptimisation, une augmentation des coûts, donc des prix de l'électricité pour l'utilisateur.

Par ailleurs, pour optimiser correctement le parc hydraulique, il est impératif qu'un même acteur ait une vision complète de tout le parc pour définir une stratégie globale de gestion des barrages aux différents horizons de temps, qui respecte l'ensemble des contraintes physiques et minimise le coût global de l'électricité. Un acteur qui ne disposerait que d'un prix de marché associé aux contraintes propres à ses barrages ou sa vallée, ne pourrait que sous-optimiser la gestion de son parc. (cf. annexe 1). Cela a été démontré mathématiquement et par des études, et on peut s'attendre à des hausses de coûts variables selon les types d'ouvrages, qui se répercuteront dans les prix aux usagers.

2.8.3. Une gestion qui doit s'assurer du respect des contraintes avant d'optimiser...

Les modèles de gestion du parc hydraulique font passer le respect des contraintes physiques avant l'optimisation financière :

- ⇒ *dans une première étape, le modèle définit un « couloir » de gestion des stocks des grands réservoirs sur un horizon annuel ou pluriannuel, qui vise à garantir qu'on a assez mais pas trop d'eau pour respecter l'ensemble des contraintes physiques en tenant compte de la topologie de chaque vallée, sans considérations économiques. Ces contraintes sont multiples, complexes, de différentes natures : contraintes physiques des ouvrages, soutien de source froide pour les centrales nucléaires, contraintes agricoles, touristiques, environnementales ;*
- ⇒ *ce couloir est complété par un ensemble de jalons qui visent à en anticiper le respect. Ces ensembles de courbes sont un élément essentiel pour la définition des politiques hydrauliques d'EDF ;*
- ⇒ *puis, dans ce couloir de gestion, le modèle procède à une optimisation financière, elle-même très complexe, sur la base du calcul des valeurs d'usage.*

Il est impératif de respecter cette logique et de ne pas faire intervenir des considérations financières avant les contraintes physiques : cela sera-t-il fait par des acteurs privés et insuffisamment expérimentés ? On vous avait prévenu, il était plus prudent pour nous de laisser parler nos chercheurs. Vous avez droit à une pause. Elle est bien méritée ;-)

2.9. Spécificité n°9 : Les Barrages, des Concessions pas comme les Autres

Monsieur CD parle de confusion des genres à cause du mot concession. Pour lui, les concessions hydro-électriques sont souvent (à tort) associées à d'autres concessions (parkings, gestion de l'eau d'une collectivité, autoroutes...).

Alors qu'il existe une différence majeure : dans tous les autres cas évoqués, la concession correspond au périmètre global d'une entreprise. En tout cas, même si l'activité est intégrée dans un plus grand groupe, l'exercice de chiffre, au périmètre de la concession, de ce que ça coûte et de ce que ça rapporte, ainsi que le périmètre des salariés embarqués dans la concession est aisé. En faire une entité à part, quand ces concessions sont fondues dans une plus grosse entreprise, ne poserait ainsi aucun problème. Tout ceci est absolument faux dans le cas des concessions hydro-électriques :

- ⇒ *les concessions hydrauliques ont leurs dépenses propres, mais aussi plein de dépenses induites, pas si faciles que ça à cerner ;*
- ⇒ *côté salariés, beaucoup, en exploitation, travaillent sur plusieurs concessions, et tous les services d'appui (ingénierie, R&D...) sont toujours multi-ouvrages, et souvent multi-parc (exemple flagrant de la DTG). Il est très difficile, donc, de tracer le contour des effectifs et activités rattachés à une concession ;*
- ⇒ *troisième différence, monumentale : les concessions hydrauliques ne dégagent pas de recettes. Aucun tarif n'est associé directement à la concession, pas de chiffre d'affaire non plus... Tout se fonde dans un périmètre d'équilibre, dans des moyens de production que chaque acteur cherche à optimiser, EDF en tête, pour fournir le client au moindre coût. Les concessions rentables financent les concessions « non rentables ». C'est la péréquation de la production.*

Chercher à tout prix à gérer les fins de concessions hydrauliques comme les autres [activités concédées, ndlr] conduit à faire une erreur juridico-économique majeure. La différence est énorme. Merci, Monsieur CD, pour ces explications cruciales.

2.10. Spécificité n°10 : Les Barrages, Outil Décisif pour la Transition Énergétique

Monsieur EH, notre exploitant fictif du Massif Central, fait, lui, l'apologie de l'hydraulique qui est dans le paysage français depuis longtemps si bien que l'opinion publique, et souvent même les décideurs ont oublié que la France disposait d'ouvrages qui, s'il restent gérés de manière patrimoniale, ne connaissent quasiment pas de limite d'âge (le plus vieux barrage de France, Saint Ferreol, qui alimente le canal du Midi, a 350 ans ! c'est exceptionnel dans le monde d'aujourd'hui...), qui utilisent une ressource renouvelable (la pluie, la neige qui fond), stockable naturellement dans des retenues existantes, pilotables à souhait...un vrai atout dans la lutte contre le changement climatique dont les alternatives nécessitent de mobiliser de nouvelles ressources finies, pour la production comme pour le stockage, avec des durées de vie (beaucoup) plus courtes.

Avec la montée en puissance des nouvelles EnR, l'hydro-électricité devient une des pierres angulaires d'une transition énergétique réussie. Sa maîtrise redevient stratégique, comme elle le fût longtemps au XXème siècle. Des cahier des charges de concessions suffiront-ils à garantir un pilotage stratégique de ce secteur ?

On peut douter qu'un système morcelé, avec des centres de décisions multiples et lointains, soit plus efficace dans ce contexte qu'un secteur organisé autour d'un acteur public inscrit dans la durée.

Illustration - Barrages & Catastrophe Climatique en cours...

par Patrick Divoux, docteur-ingénieur en Génie-Civil au CIH

Les barrages sont impactant localement et surtout à court terme, lors de leur construction. Travaux, bruit, poussière, Ils perturbent la rivière et la vie piscicole, déplacent des populations, noient des terres et des forêts, changent le régime sédimentaire et génèrent un risque sûreté.

Sur le long terme, ce sont des ouvrages souvent beaux et majestueux qui vieillissent bien et s'intègrent de manière assez parfaite dans nos vallées. Ils rendent des services importants : production d'énergie renouvelable, protection contre les inondations, irrigation, alimentation en eau potable, ...

Ils deviennent un héritage précieux laissé par nos aînés (pour qui nous étions les générations futures) et un héritage utile et indispensable pour envisager la vie sur une planète avec 10 milliards d'habitants.

Les aménagements hydrauliques ont une valeur globale bien différente de leur valeur financière issue des modèles économiques utilisés actuellement. Ces modèles mettent au second plan, et parfois oublient, la très forte valeur ajoutée environnementale, sociale et durable des aménagements hydrauliques.

Aujourd'hui, même les meilleurs experts ne savent pas objectivement quelle est la valeur globale des aménagements hydroélectriques. Celle qui prend en compte les « plus » et les « moins » sur le plan environnemental, social et durable :

- **Le bilan carbone de la construction,**
- **La déforestation et les impacts de la retenue (faunes, flores, CO₂, ...),**
- **Les modifications du transit sédimentaire,**
- **Les problématiques de sûreté hydraulique,**
- **Les impacts sur la migration des poissons, la vie aquatique et les zones humides (biodiversité),**
- ± **Les impacts sur les populations locales (déplacement, enrichissement, développement,...),**
- ± **Le développement touristique,**
- ± **Le développement des accès,**
- + **La création de plan d'eau, de zones humides (maintien de la biodiversité),**
- + **Les inondations évitées,**
- + **Les impôts et taxes pour la collectivité,**
- + **Les surfaces irriguées (maintien de la biodiversité),**
- + **Les approvisionnements en eau potable,**
- + **Les créations d'emploi,**
- + **L'énergie renouvelable produite (pollution évitée, lutte contre la catastrophe climatique),**
- + **Le legs pour les générations futures,**

Ce que l'on sait en revanche, c'est que cette valeur globale est importante et va augmenter dans le futur dans une proportion importante. Le réchauffement climatique, la démographie galopante, l'état des nappes phréatiques, la disparition de la biodiversité ... sont des rouleaux compresseurs environnementaux et sociaux qui nous arrivent dessus. Les aménagements hydrauliques seront des atouts précieux pour gérer ces problématiques. Il faut considérer le village et la décharge à côté du village sur le long terme.

La mise en concurrence des aménagements hydroélectriques mettrait inévitablement en avant le profit à court terme. Il n'y aurait pas de gestion d'ensemble et les valeurs environnementale, sociale et durable des aménagements hydrauliques passeraient au second plan. Ce n'est pas la solution qui a permis de construire les services publics de l'Eau (gestion des crues, irrigation, approvisionnement, soutien d'étiage, ...) et de l'Électricité.

Il y a également la sûreté hydraulique, la spécificité et la complexité des ouvrages, l'importance du suivi à long terme, la régulation du réseau électrique, le stockage des énergies intermittentes Autant d'enjeux qui s'accordent très mal avec une mise en concurrence des concessions hydrauliques.

Un regard approfondi sur l'histoire et le rôle des aménagements hydrauliques, sur les multi-usages de l'eau et sur les enjeux futurs ne devrait pas aboutir à une mise en concurrence des concessions hydrauliques. Les aménagements hydroélectriques sont des ouvrages stratégiques sur les fleuves et les rivières. Leur exploitation doit être confiée à une structure proche de la collectivité et qui s'adapte à ses besoins, à une structure en mesure de dispenser les services publics de demain.

TROISIÈME PARTIE
L'HYDRO-ÉLECTRICITÉ
UN PRODUIT
INADAPTÉ À LA CONCURRENCE

3. Un produit inadapté à la concurrence

3.1. Problème n°1 : le Contrôle par les Services de l’État

On écoute à nouveau Michel Poupart sur le sujet : *La présence depuis 70 ans d’un acteur monopolistique (unique, donc) public investi de ses missions de Service Public, porteur de la sûreté et de la sécurité comme des préoccupations prioritaires a conduit les Services de l’État à utiliser le travail de l’entreprise et à reprendre bien souvent des réglementations internes à l’Entreprise (cf paragraphe 2.4). EDF tient ainsi, dans ce domaine, et depuis toujours, le rôle de leadership technique en France. Il demeure une force de proposition incontournable.*

Citation - « En France, avec la position d’abord monopolistique puis toujours très majoritaire de notre entreprise, couplé à des missions de service public, EDF est à l’origine d’une part notable de la réglementation technique des barrages en France ».

Michel POUPART, animateur de la Sûreté Hydraulique à EDF de 2002 à 2007

Pour l’hydroélectricité française deux modèles sont possibles :

- ⇒ Le modèle actuel, qui voit EDF être acteur principal de l’hydro-électricité en France. Dans ce modèle, EDF possède sa propre ingénierie intégrée qui possède un retour d’expérience sans commune mesure et une gestion homogène des concessions. EDF est encore rattachée à l’État et donc très sensible à sa mission du multi-usage de l’eau, de l’efficacité énergétique, tout en gardant un haut niveau de sûreté pour les populations exigeant. Dans ce modèle, les moyens alloués directement par l’État Français vis-à-vis de ces problématiques d’ordre sociales sont restreints ;
- ⇒ Un modèle morcelé entre plusieurs maîtres d’ouvrages ayant des intérêts différents, et n’ayant pas forcément leur propre ingénierie intégrée. Ce modèle se rapproche du modèle américain qui conduit, jusqu’au début du XX^e siècle, à des catastrophes meurtrières, et qui a poussé l’État fédéral américain à revenir à un modèle centralisé autour d’un bureau d’études (USBR), aux moyens beaucoup plus importants qu’un CFBR et qu’un BETCGB en France.

Un changement complet de perspective induit par une mise en concurrence nécessiterait deux conditions parallèles pour contrer les effets de taille critique :

- ⇒ Une administration, une réglementation et une régulation fortes. Bien que les contrôles et les compétences du BETCGB (Bureau d’Étude Technique et de Contrôle des Grands Barrages, la structure d’expertise appuyant l’Administration dans le domaine de la sûreté des barrages) soient à un bon niveau aujourd’hui avec une quinzaine d’ingénieurs très compétents, de nombreux signaux sont inquiétants pour l’avenir, notamment du fait des cadrages budgétaires actuels. Et sans contrôle expert et intelligent de tous les exploitants, on aura des raisons d’être inquiets.
- ⇒ Une mutualisation des savoirs et des savoir-faire, via notamment des sociétés savantes telles que le CFBR ou la SHF (Société Hydrotechnique de France), qui s’appuient essentiellement sur EDF aujourd’hui, mais dont on peut imaginer qu’elles restent pérennes dans un environnement plus fractionné. Cependant, les moyens techniques et humains de ces instances, ainsi que le degré de partage des connaissances et des enjeux resteront cependant limités à la bonne volonté de ses contributeurs, et ne sont absolument pas garantis dans un univers de concurrence marquée.

À cet égard il serait judicieux que les parlementaires se saisissent d’une étude comparative des moyens de l’État dévolus aux installations nucléaires ou aux installations ICPE (Classées pour l’Environnement, Seveso, en clair).

De plus, la volonté manifeste et durable d’amaigrir l’État risque de ne pas aider les services concernés.

Citation - « les services de l'État accompagnant l'hydro-électricité (DREAL, DGEC) ne pourront mener un Appel d'Offre qu'en se faisant fortement épauler par des experts externes aguerris. Or, tous les Bureaux d'Étude de premier rang (TRACTEBEL, ISL, ARTÉLIA, POYRY, STUCKY, LAHMEYER, etc...) soutiennent des candidats à la reprise de concessions. Ils n'auront donc à leur disposition que des experts de second rang ».

Expert en hydrologie, international et renouvellement de concession d'EDF

Même si, à terme, ils choisissaient (et avaient la possibilité) de construire (comme en Angleterre, par exemple), un système de contrôleurs et d'inspecteurs, qui rendent directement compte à l'État, ceux-ci auraient l'obligation de ne pas être liés à des Bureaux d'Étude ou à des Exploitants (pour éviter les conflits d'intérêt...), par obligation de transparence et d'indépendance. Les limites d'une telle organisation résident alors dans le maintien des compétences : comment des acteurs aussi isolés peuvent-ils rester ou monter en compétence ? La plupart d'entre eux viennent du système intégré, mais qu'en sera-t-il quand cette première génération sera partie ? Nous questionne Michel Poupart... Comment un individu isolé devient-il expert de domaines aussi vastes et à forts enjeux ? La question reste posée.

Illustration – Arrêté Technique sur les crues et les séismes pour le dimensionnement des barrages

par Michel POUPART, animateur de la Sûreté Hydraulique à EDF de 2002 à 2007

Un arrêté technique est en projet sur ces deux points. Ce projet a connu beaucoup de vicissitudes : les premières versions étaient très (trop ?) exigeantes en matière de crues et a donné lieu à une opposition des exploitants (dont EDF). Une seconde version, très récente, a notablement assoupli les exigences en matière de crues, au point d'être maintenant en deçà des « bonnes pratiques » françaises et internationales. Pour les séismes rien n'a beaucoup changé, et on pourrait même reprendre un bon mot de collègues japonais : « la France est devenu un pays sismique par réglementation » !

Cet assouplissement vis-à-vis des crues est lié à une volonté de déboucher sur un texte réglementaire sans plus de retard et, potentiellement aussi, à la crainte de se faire « retoquer » par l'OPECST (l'Office Parlementaire d'Évaluation des Choix Scientifiques et Techniques) ou par le CNEN (Comité National d'Évaluation des Normes). La loi est bien sûr votée par les parlementaires, mais les décrets et arrêtés sont ensuite rédigés par les services dans les Ministères, et l'OPECST et le CNEN valident ces décrets sur le fond (conformité avec la loi, ni trop, ni trop peu...). On peut légitimement se demander si l'État ne prend pas des risques en sous-estimant le dimensionnement des évacuateurs de crue. L'accidentologie mondiale récente de ces vingt dernières années montre bien pourtant que les ruptures ont presque toujours eu lieu lors d'une crue.

Citation - « Il faudrait aussi rappeler que l'objectif n°1 d'EDF pour les concessions hydrauliques est la sécurité des ouvrages et que seule une grosse entreprise peut mener à bien des travaux importants de confortement ou de rénovation. Cependant la "surveillance" d'une grande entreprise privée peut être compliquée aujourd'hui avec des personnels de l'État en baisse. On en voit l'illustration dans le domaine de l'eau (cf. les attributions des marchés par le SIAAP) où les montages financiers sont complexes et parfois opaques. Seule une entreprise publique ou détenue principalement par l'État peut gérer les concessions hydrauliques dans l'intérêt de la Nation et des citoyens ».

Grégory ROLANDEZ, Ingénieur en Essais Hydrauliques à la DTG

3.2. Problème n°2 : La Quête du Profit Inadaptée aux Contraintes Sûreté/Environnement

Rémy Garçon, Expert Hydro-Météo à la DTG, nous a parlé très clairement de ce point-là. On l'écoute : l'hydro-électricité, c'est produire de l'électricité à partir de rivières et de réservoirs d'eau. L'intérêt privé, là comme

ailleurs, sera donc de maximiser les profits et de minimiser les coûts. Or, ce métier d'exploitant hydraulique, porte en son sein, comme on l'a vu, bien d'autres dimensions :

- ⇒ gérer au mieux cette ressource naturelle (sur cet aspect, on peut espérer que la chasse au gaspillage aura quelques chances de fonctionner, même pour des intérêts privés) ;
- ⇒ respecter les multi-usages de l'eau (prise en compte de l'environnement dans son sens le plus large) ;
- ⇒ respecter la sûreté (des installations et des populations, à l'aval comme à l'amont – exemple de la population de la petite ville de Saint Claude, dans le Jura, sur la Bienne, dont le préfet a la charge d'évacuer les bas quartiers en cas de crue majeure, ou certains quartiers de la ville de Sisteron, potentiellement impactés par des crues sur la Durance en amont du barrage de l'Escale).

Sur ces deux derniers aspects, il est essentiel de se poser la question : Quelle motivation trouvera un exploitant privé pour assurer ces deux fonctions (environnement et sûreté) qui, par principe, ne rapportent rien, ont même tendance à coûter, parfois très cher ? Une autre question que DOIT se poser l'État, et qui rejoint le point précédent, est : Quels moyens pour contrôler un producteur privé néophyte (Total ?) qui n'a aucun intérêt de court terme à assurer ces fonctions.

Sur les aspects sûreté, Total, qui pointe très visiblement le bout de son nez dans le marché de l'électricité, avec son récent rachat de Direct Énergie, et qui ne cache pas ses velleités à devenir un acteur français majeur du domaine, restera quand même pour longtemps aux yeux des français, comme l'entreprise en charge de l'Erika et d'AZF. Qui assurera, et comment, le contrôle d'un acteur avec un tel palmarès en matière de sûreté ?

Une récente analyse du crash du vol Air-France Rio-Paris pointait que la concurrence low-cost et la course aux prix les moins chers n'était pas propice à une politique ambitieuse de maintenance, de surveillance et de gestion des compétences. Les profits à court terme ont toujours pour parent pauvre la sûreté des installations. Fukushima... Bhopal... Il serait intéressant de comptabiliser dans les catastrophes industrielles la part des accidents arrivés dans le privé en regard de la part des activités à risque gérées par le privé, conclut Rémy Garçon.

Illustration - La surenchère sur la sûreté pourrait-être aussi prétexte à une surfacturation

par Jean-Jacques Fry, Expert Barrage du CIH

La sûreté et la sécurité sont les garanties que demande la société pour que les barrages soient en exploitation. Si l'on a écrit que certains producteurs pouvaient avoir tendance à minimiser la maintenance, d'autres plus habiles ont compris que la surenchère à la sûreté pouvait s'avérer rentable. L'exemple est apparu suite à la mise en concurrence des concessions autoroutières : certains surcoûts de travaux autoroutiers n'ont-ils pas fait le profit de filiales de quelques concessionnaires privés ? Une ingénierie intégrée sous le contrôle de l'Administration évite cette dérive, car son objectif est de minimiser les dépenses du concessionnaire. A cette fin, l'ingénierie intégrée évalue objectivement les risques, trouve la meilleure solution pour la sécurité des populations et l'économie du maître d'ouvrage, en minimisant le coût global. Le calcul du coût global fait la somme des dépenses sur le long terme comprenant le coût de construction, celui de la maintenance et le risque résiduel (coût annualisé d'une rupture). Depuis le début, c'est la mission de l'ingénierie d'EDF de se préoccuper de la sûreté des populations ET de contrôler les dépenses publiques (le tarif réglementé). Deux exemples illustrent cette pratique :

- ⇒ EDF est souvent confrontée dans les travaux souterrains à des entrepreneurs qui stoppent les travaux et demandent des compensations de dédommagement sous un prétexte de sûreté ou de sécurité. Sans l'expérience de ses 1 000 km de galerie, qui d'autre qu'EDF pourrait résister à la pression de l'entreprise, quand cette dernière est payée au nombre de boulons posés. Cet exemple illustre que le morcellement de l'expérience par la privatisation peut engendrer des surcoûts au nom de la sûreté, alors que la vraie raison serait pécuniaire. Un contrat adapté permet de mieux contrôler ces dépenses, mais sur les enjeux de sûreté hydraulique, avec une réglementation et un climat en constante évolution, la contractualisation ne garantira pas ces excès ;

⇒ Les 200 km de digues du canal de la Durance sont en cours de ré-évaluation, pour être mises en conformité avec les recommandations du Comité Français des Barrages et Réservoirs. La première estimation du coût des travaux pouvait atteindre plusieurs centaines de millions d'euros, en appliquant les méthodes d'analyse traditionnelle. EDF a alors décidé d'innover, dans la reconnaissance géotechnique, en développant de nouveaux essais et de nouvelles approches. Des approches plus détaillées ont alors permis de démontrer la stabilité de la majorité du linéaire de digue. L'ampleur des travaux a alors été considérablement réduite. Par son ingénierie compétente et innovante apte à démontrer le bien fondé de ses outils à l'administration, pour garantir le meilleur niveau de sûreté, au coût optimisé, EDF a le souci la fois d'économiser de l'argent public mais aussi d'améliorer ses connaissances et de les faire partager à la profession. Ses acquis sont ensuite partagés, au sein des associations savantes, comme le CFBR ou la SHF, par d'autres maîtres d'ouvrage. Pourquoi un concessionnaire privé proposerait cette solution ? La question ne se pose même pas si ce concessionnaire avait des parts de marché dans des entreprises de réalisation de travaux.

Sur les aspects environnement, est-il besoin d'aller plus loin que le plus urgent des défis environnementaux d'ampleur mondiale : la catastrophe climatique en cours ? Au sommet de Rio en 1992, 1 700 scientifiques exhortaient à réagir face cette destruction de l'environnement, craignant que « l'humanité ne pousse les écosystèmes au-delà de leurs capacités à entretenir le tissu de la vie ». Ils pointaient notamment que notre espèce était « sur une trajectoire de collision avec le monde naturel » si elle ne réagissait pas. 25 années plus tard, ce sont cette fois-ci plus de 15 000 scientifiques de 184 pays qui ont lancé leur cri d'alarme fin 2017 : « il sera bientôt trop tard ». « Particulièrement troublante est la trajectoire actuelle d'un changement climatique potentiellement catastrophique » nous disent-ils. Avec la sortie des USA de l'accord du climat, avec ces 25 années perdues à aggraver la situation, qui peut encore croire que la main invisible du marché réussit à intégrer des préoccupations environnementales ?

3.3. Problème n°3 : Maintien des Compétences - Avenir de R&D et de l'Ingénierie ?

Aujourd'hui, nous raconte Marion Parise, Experte en Contrôle Mécanique des Conduites Forcées à la DTG, les méthodes développées dans nos services d'appui ne sont pas utilisées que par nous-mêmes... Mais déjà aussi par certains de nos sous-traitants et par certaines de nos filiales, comme HydroStadiumM... qui n'en paient pas les développements. Tant qu'à la fin, ça reste dans EDF, puisque le livrable est pour notre parc, peu importe, à la limite. On commence également à envisager d'ouvrir nos bases documentaires sûreté aux mêmes partenaires, dans un souci d'agilité, de fluidité, de réactivité. Mais qu'advient-il de ces outils, de cette documentation, dans un monde ouvert ?

Par ailleurs, si l'ingénierie n'est pas intégrée, le bureau d'étude ou de contrôles qui fera les diagnostics et donc les préconisations de maintenance sera peut-être indépendant mais n'aura pas d'intérêt à creuser pour affiner les modèles, rechercher les données les plus fiables. Et dans le monde de prototypes de l'hydro-électricité, pourront en résulter des guides reposant sur des valeurs plancher de données d'entrée universelles, qui conduiront à des préconisations certes du côté de la sûreté, mais qui seront parfois lourdes financièrement en rénovations et maintenances, peut-être pas toujours tout à fait justifiées. Perte possible de la maintenance adaptée au site. C'est le cas aussi en géotechnique (stabilité des digues et ouvrages en terre anciens), en structure (barrage en maçonnerie), où les ouvrages anciens ne respectent pas les valeurs planchers exigés par la réglementation pour les ouvrages neufs. Des études poussées de justifications sont alors réalisées pour réduire les zones de rénovation.

Sur les aspects d'organisation, de mutualisation, de structuration des retours d'expérience, il est difficile de savoir comment vont s'organiser les nouveaux entrants pour leur ingénierie. Leurs préoccupations ressembleront aux nôtres, c'est un fait. Sur l'exemple de la CNR, qui n'a pas tardé à dupliquer, au début des années 2000, des services d'appui calqués sur les nôtres, on peut imaginer qu'au-dessus d'une certaine taille

critique, les entreprises s'appuieront sur des bureaux d'étude et de diagnostic, internes ou externes, qui assureront localement une qualité équivalente à ce que l'on fait actuellement. À ceci près que l'absence de mutualisation entraînera sans aucun doute une moindre efficacité, une moindre pertinence des résultats et un moindre bénéfice de la structuration du retour d'expérience et de la capitalisation des résultats.

Reste également le problème, en cas d'externalisation de ces structures, le risque de voir surgir des bureaux d'études proches de certains réparateurs, et enclins à leur trouver du business...

Chacun va s'en trouver fragilisé, avec une pertinence en baisse. Écoutons la conclure à ce sujet :

Citation - « Je ne vais pas faire profiter mes concurrents de ce que je sais qu'il advient à mes matériels, et eux non plus, ne le feront pas. Pourtant des affaires « parc » existent, même si on n'a pas les notions de « palier » du nucléaire. Sur des technologies spécifiques de fabrication de conduites forcées qui présentent certaines pathologies de dégradation, sur des composants sous pressions dans certains matériaux fragiles qui ont déjà présenté des avaries... »

Marion PARISE, Experte en Contrôle Mécanique des Conduites Forcées à la DTG

En lien avec la sous-traitance déjà effective d'un certain nombre de prestations d'appui à HydroStadiumM, les exploitants continuent de se tourner vers la DTG ou le CIH quand ils ont des doutes sur la qualité du service rendu, sur des moutons à 5 pattes, sur du multi-métiers... Mais sans lien étroits entre les structures, on vit là sur un acquis qui ne durera pas : à force d'être coupée des mesures originelles et des méthodes, notre expertise s'effritera, forcément. On n'est en mesure d'apporter un regard critique sur ce travail sous-traité que parce que ce travail, nous l'avons fait nous-même dans un passé proche. Qu'en sera-t-il lorsque des acteurs qui ne connaîtront plus le métier qu'ils devront expertiser nous succéderont ? La criticité des compétences a déjà été diagnostiquée au CIH, par exemple sur les métiers mécaniques, où les ingénieurs du CIH doivent trouver de nouvelles solutions pour former et exercer son métier au quotidien « sans perdre la main ». C'était plus couramment fait sur des petites structures, aujourd'hui à la charge de notre filiale.

Un réel problème résidera dans le maintien des compétences : en recherchant le profit court terme, les métiers de spécialistes vont disparaître (a minima de l'entreprise) pour évoluer vers des chargés d'affaire spécialisés dans la rédaction de cahiers des charges, pour finir par sélectionner le moins disant au bout.

Sur ce sujet, « Orange Stressé » nous apprend de façon très argumentée qu'à force de se reposer sur des sous-traitants pour la maîtrise technique, en les étouffant financièrement pour avoir le moins disant, au final à force de se retourner, le dernier de la file s'est retourné, et il n'y avait plus personne qui maîtrisait les aspects techniques ;-)

Illustration – Les équipes de prévision hydro-météorologique de la DTG

Par Rémy Garçon, expert EDF-DTG en hydro-météo

Un électricien comme EDF, qui produit et vend 40 TWh d'hydro-électricité par an sur le territoire, peut se permettre de payer 150 personnes dans le domaine Eau de la DTG. Qu'advierait-il de ces équipes si on passait à 10 producteurs de 4 TWh/an ?

Une pirouette intellectuelle consiste à dire : on créera un service public de la DTG "Eau". Avec l'illustration de la CNR qui s'est dotée au bout d'un an d'un service prévisions+mesure+méthode+CCH+trading alors qu'on lui fournissait tout ça, on peut se le demander : l'organisation du « marché de l'électricité » pousse les producteurs à garder leurs prévisions comme des secrets stratégiques. Cette question qu'on peut étendre à la DTG domaine Ouvrages et au Département Performance...

Cette notion de taille critique impacte évidemment le renouvellement et le maintien des compétences. Certes, la Norvège a réussi à mutualiser certains services entre producteurs. Mais la Norvège n'a pas toutes les contraintes de multi-usage de l'eau que l'on connaît en France, notamment parce que son climat a tendance à

beaucoup moins tendre les choses et que d'une manière globale, l'eau y est moins précieuse, parce qu'omni-présente.

Rémy Garçon pointe deux points fondamentaux :

1- l'importance des investissements pour la qualité des études hydrologiques ;

2- l'importance des prévisions pour la gestion des aménagements en crue.

Le choix d'organisation retenu par EDF (une équipe réseau-presta-prévision à Toulouse et une autre à Grenoble – tout en gardant en tête l'unicité de DMM, le service de développement des méthodes) démontre qu'on aurait peut-être s'en sortir avec une demi-France, mais pas sur du plus petit. Sinon, EDF aurait sans doute fait le choix (limitation des déplacements et des frais induits) de mettre en place trois équipes... Plus petit (plus que deux gros acteurs qui se partageraient le gâteau, donc) conduira fatalement à dégrader le service (réseau + prévi).

L'astreinte (2 à 3 agents mobilisés 24h/24 - 7j/7) mise en place côté Prévi tourne dans des équipes de 10 à 12 personnes, pas très loin, donc, de la taille critique.

Michel Poupart attire notre attention sur l'exemple Nord-Américain où, même si les concurrents savent organiser une R&D mutualisée, celle-ci reste court-termiste. Le principal défaut du monde concurrentiel appliqué aux barrages est cette échelle des temps insuffisante, accrochée au temps court des rendements exigés par la finance. On peut aussi pointer ces insuffisances avec l'ANR (l'Agence Nationale de la Recherche) et avec les projets européens. Rares sont ceux qui dépassent 4 ou 5 ans. Pour prendre l'exemple du développement de la fibre optique : au départ, on imaginait 3 ou 4 années avant que cela ne devienne opérationnel. Au final, ça aura mis 16 ans. Et c'est impossible à concevoir dans un monde concurrentiel, où 10 ans paraissent un horizon indépassable.

Illustration – les atouts d'une ingénierie intégrée

Échanges entre Spécialistes du CIH

Avoir une ingénierie intégrée sur un très grand parc est un plus car cela permet de mutualiser les compétences sur l'ensemble des ouvrages et d'avoir une connaissance approfondie de toutes les problématiques liées à l'exploitation des barrages, depuis la construction jusqu'à l'exploitation, sur les métiers techniques comme sur les métiers sociétaux et environnementaux. Si on désintègre les concessions hydrauliques, l'ingénierie intégrée sera difficile à maintenir : elle sera plus chère et les connaissances deviendront de moins en moins pointues du fait de la gestion d'un parc limité. Par exemple, on sait que la CNR, qui a de bonnes connaissances sur les ouvrages au fil de l'eau, a en revanche du mal à travailler sur les concessions en montagne car ils manquent d'expérience (barrages différents, galeries...).

Aujourd'hui, on constate que notre ingénierie est très reconnue à l'international pour la conception des Stations de Turbinage et Pompage, l'exploitation des centrales mais aussi les connaissances sur la sûreté, les retours d'expérience notamment sur les aspects impact environnemental et sociétal des aménagements (exemple EDF sur Nam Theun 2 au Laos). Les réponses des bureaux d'étude concurrents montrent une compétence réellement moindre sur ces domaines. On cite l'exemple de Suez, qui n'a pas répondu de manière satisfaisante sur le domaine sociétal et environnemental sur un aménagement en Amérique du Sud. En France, les digues de la centrale nucléaire de Tricastin : à l'automne 2017, l'ASN sommait EDF de réaliser immédiatement des travaux de confortement de ces digues, en lien avec les faiblesses de la fondation, suite à la réévaluation du séisme. L'arrêt des 4 tranches de Tricastin engendrait un manque à gagner de 4 milliards d'euros/jour. La rapidité de réalisation de ces travaux provisoires a été le fruit d'une mobilisation efficace de toute l'ingénierie d'EDF, nucléaire et hydraulique. Cette coordination aurait été plus longue sans ingénierie intégrée.

Pour dernier exemple : la qualité des Études De Danger des aménagements hydrauliques n'est pas la même lorsqu'elle est réalisée par EDF et par d'autres concessionnaires. Cela révèle 2 atouts d'EDF : à EDF, nous ne nous conformons pas au simple cahier des charge, parce que nous avons le souci de livrer une analyse complète, mais c'est aussi possible parce que nous possédons l'ensemble des compétences requises.

Citation – « La DTG existe depuis 1946 grâce au modèle intégré de l'ingénierie d'EDF et parce que le nombre de concessions hydrauliques permet de mutualiser les ressources. Dans un modèle où chaque concession doit être rentable et où EDF n'en aurait qu'une partie, il est fort probable que les missions à moyen terme et à long terme (innovation, recherche, développement de nouvelles méthodes) soient réduites et que les objectifs soient recentrés vers des échéances à court terme ».

Grégory ROLANDEZ, ingénieur chargé d'Essais Hydrauliques à la DTG

Côté CIH, on n'est guère plus rassurés. Nous sommes allés rencontrer Fabien Nathan, le Référent Études Internationales du Service Environnement & Société du CIH. Il est assez inquiet des conséquences d'une ouverture à la concurrence sur les métiers du CIH :

Citation – « L'ingénierie intégrée à la DPIH d'EDF, adossée à la gestion d'un parc en exploitation, serait réduite à la portion congrue en cas de privatisation, comme on le voit avec les réductions d'effectifs et de coûts actuels en réponse aux logiques financière déjà à l'œuvre ».

Fabien NATHAN, Référent Études Internationales sur les aspects Environnement & Société au CIH

Il ajoute : cette ingénierie (Centre d'ingénierie hydraulique, CIH) contribue également à l'excellence de la production et de la gestion des aménagements à l'international. Dans un contexte de critique grandissante des aménagements hydro-électriques en milieu tropical, le CIH d'EDF est une ingénierie compétitive, qui gagne des appels d'offres à l'international et dont la compétence particulièrement reconnue lui vient justement de son parc en exploitation. Cet avantage comparatif est une spécificité du modèle unique de l'ingénierie intégrée.

Des développeurs et des exploitants consultent régulièrement le CIH pour des études ou des travaux de maintenance, ainsi que pour des études environnementales et sociales. Le CIH et la DPIH reçoivent souvent des délégations étrangères qui viennent visiter les aménagements existants. L'image du Groupe EDF à l'étranger est encore largement celle d'une entreprise nationale, reflet de l'industrie française, intégrant production, exploitation et distribution. C'est aussi celle d'un développeur responsable appliquant de hauts standards environnementaux et sociaux. Avec la privatisation, cette image sera remise en cause, ainsi que l'avantage commercial qui l'accompagne, et qui participe au rayonnement de la France à l'international.

Le modèle intégré ne s'arrête pas à l'ingénierie du parc mais comprend également les laboratoires de recherche et développement (R&D) d'EDF, permettant de tirer les retours d'expérience de la gestion du parc en France et à l'international. Ces efforts de recherche et de « préparation de l'avenir », expression consacrée à EDF, ne sont pas accessibles à des développeurs privés mus par la rentabilité à court terme.

Illustration - Exemples de contributions du CIH à l'International rendues possibles par notre modèle intégré

par Fabien Nathan, Référent Études Internationales sur les aspects Environnement & Société au CIH

Notre modèle intégré a permis à l'ingénierie du CIH à l'international de contribuer entre autres à :

- ⇒ la recherche de pointe en matière d'émissions de gaz à effets de serre des réservoirs tropicaux, avec des implications pratiques en matière de gestion. Des campagnes de mesures complètes ont été réalisées sur plusieurs réservoirs, ce qui reste inédit au niveau mondial. Aujourd'hui, cette expertise est valorisée dans des colloques et revues scientifiques mais également par des consultations et demandes de conseils de la part de développeurs divers de par le monde ;
- ⇒ la conception technique et l'application des plus hauts standards environnementaux et sociaux (E&S) de l'aménagement de Nachtigal au Cameroun (420 MW), comme reconnu par les grands bailleurs de fonds et les auditeurs indépendants. Les études E&S de Nachtigal très poussées ont permis par exemple de mieux connaître la faune et la flore aquatique du fleuve Sanaga, allant jusqu'à identifier une plante endémique des chutes qui mesure tout au plus 1,5 m de haut, et à moduler le débit réservé de l'aménagement en fonction de ses besoins (de 25 à 47m³/s), malgré de grosses pertes de production. En matière sociétale, EDF est à l'origine du Plan de Restauration des Moyens d'Existence (PRME) d'environ un millier de sabliers

artisans informels extrayant du sable de la rivière en amont et en aval. Ce PRME est actuellement ce qui se fait de mieux en matière d'accompagnement de sabliers affectés par un projet hydro-électrique. Des études socio-économiques et une consultation de chaque personne affectée ont été entreprises, afin de déterminer les options de reconversion et de compensation les plus adaptées à chacun. Par ailleurs, un fonds de plusieurs millions d'euros contribuera au développement local, conformément aux objectifs de responsabilité de l'entreprise visant à créer de la valeur locale ;

⇒ EDF possède la plus grosse part de la société Nam Theun Power Company (NTPC), exploitant depuis 2010 du barrage de Nam Theun 2 au Laos (1070 MW). Par sa conception multi-usages dès le départ et par sa gestion environnementale et sociale extrêmement ambitieuse, ce barrage est l'argument qui a permis à la Banque Mondiale de lever le moratoire sur le financement des grands barrages dans le monde. L'image d'EDF et son action à Nam Theun 2 a joué un rôle important dans cette décision. A titre d'exemple, après plus de 12 ans d'appui et de suivi, les personnes déplacées ont été sorties de la pauvreté et vivent selon un standard de confort qui n'a plus rien à voir avec leurs conditions d'origine. Dans un contexte de morcellement d'EDF et de la production hydro-électrique, il est peu probable que l'entreprise ait eu les moyens de se lancer dans une aventure aussi ambitieuse, appuyée à l'époque par l'État Français.

3.4. Problème n°4 : Le Privé, Inadapté aux Très Forts Coûts

Le parc des barrages est construit. Il est amorti. Et le potentiel de suréquipement est marginal par rapport à l'existant. Il est ainsi nécessaire sur ce sujet d'aller voir un peu plus loin, par exemple, avec la transition énergétique en cours, dans la construction du nouveau parc de production d'électricité renouvelable et intermittent du solaire photovoltaïque et éolien français.

Sur ce sujet précis, pas de meilleure illustration de l'impossibilité pour le privé d'investir des sommes d'argent colossales sur un temps long : c'est l'État qui met en place une subvention pour y parvenir, la CSPE... Mais contrairement aux parcs précédents, le parc hydro-électrique, essentiellement construit entre l'immédiate après-guerre et les années 60 (120 barrages construits entre 1945 et 1960, l'âge d'or de l'hydro-électricité), puis le parc nucléaire, mis en service pour l'essentiel dans les années 80 (75 milliards d'euros pour 63 GW de puissance installée, dicit François Sault in "EDF, chronique d'un désastre inéluctable"), ce nouveau parc n'appartiendra pas à la Nation. Il appartiendra à quelques investisseurs privés, dont il est très difficile de se procurer la liste, tant ce mécanisme de la CSPE est (volontairement ?) laissé obscur.

Lire à ce sujet le très instructif article de Sylvestre Huet "la Cour des Comptes alerte sur le coût des EnR" (Le Monde – Sciences²) : 121 milliards d'euros, financé par vos factures via la CSPE (mais pas par celles des gros industriels électro-intensifs ;-) pour 20 GW de solaire PV et d'éolien, et au final, un nouveau parc qui, à la différence du parc nucléaire ou du parc hydro-électrique, n'appartiendra pas aux français !

En résumé, ce parc existant de 20 GW aura coûté 6 fois plus cher que les précédents aux français, avec la petite différence qui compte : contrairement aux deux autres, il ne leur appartiendra pas...

3.5. Problème n°5 : Le Privé, Inadapté au Temps Long

Sur ce point, mieux vaut écouter un spécialiste en crues extrêmes. La parole à Emmanuel Paquet, Expert en Crues Extrêmes à la DTG : *un barrage a une probabilité annuelle de rupture de l'ordre de 1/100 000 dans les pays riches et vertueux en termes de sûreté des installations.*

Cette probabilité est la conséquence de règlements, de normes techniques et de pratiques basées sur la mise en conformité du niveau de risque de ces installations avec leur acceptabilité sociale et environnementale dans nos sociétés. Pour schématiser, les citoyens acceptent plus volontiers d'être mis en danger par l'utilisation de leur voiture personnelle que par un barrage à côté de chez eux, d'où ces niveaux de risque très faibles.

Mais un raisonnement purement basé sur les coûts et les profits tendra à faire « glisser » ces probabilités vers des valeurs qui semblent peu différentes à première vue (quelle différence entre 1/100 000 et 2/100 000 dans un argumentaire financier de court terme ?), mais qui permettent d'éviter des coûts importants. Autrement dit, quelle garantie aura-t-on que cette privatisation forcée ne conduira pas à une dégradation lente, donc peu sensible au début, mais continue du niveau de sûreté ? Les barrages vont durer plusieurs siècles... La gestion industrielle sous tutelle des impératifs financiers actuels est incapable de gérer un bien et ses risques associées sur de telles durées.

3.6. Problème n°6 : Contraintes Évolutives et Contractualisation Impossible

Les différents témoignages qui suivent illustrent l'impossibilité de contractualiser face la difficulté dans le temps à prévoir les effets de la catastrophe climatique (probablement plus de soutien d'étiage, probablement des crues plus importantes) et l'évolution de l'usage de l'eau.

C'est Jean-Yves Delacoux, Directeur de l'Unité de Production Régionale Alpes de 1999 à 2003, puis Directeur Délégué de toute l'hydraulique d'EDF, de 2003 à 2010 qui, le premier, nous a parlé de ce problème majeur à ses yeux. Aujourd'hui, s'engager pour une durée de 75 ans (durée des concessions précédentes) n'est plus envisageable : un temps aussi long n'est plus envisagé économiquement. Certains ont été jusqu'à envisager des durées de remise en concession très courtes (5 à 10 années, par analogie avec les autoroutes). L'importance du temps long (comme on l'a vu au paragraphe 2.2), argumenté par EDF, arrive aujourd'hui à un consensus autour de 40 ans pour les concessions à venir...

Mais même sur 40 ans, un problème majeur réside dans notre capacité à imaginer correctement les contraintes sur l'eau dans les prochaines décennies, et l'évolution des multi-usages. La question essentielle associée est : « Que mettre dans les cahiers des charges des concessionnaires ? »

Une chose est sûre : l'eau devient une denrée de plus en plus précieuse, et la spécificité majeure associée repose sur le fait que les multiples usages de l'eau apparus au fil du temps n'étaient pas du tout envisagés à l'établissement des contrats de concessions de l'immédiate après-guerre jusqu'aux années 1970. De la même façon que personne n'imaginait alors la place que prendrait l'électricité dans nos vies...

Deux exceptions seulement, intègrent dès l'origine un multi-usage de l'eau :

- ⇒ la retenue de Saint-Cassien, dont la contrainte d'alimentation en eau potable de la ville de Canne et la vocation agricole ont été officialisées à la suite de l'accident de Malpasset : Saint-Cassien avait une vocation énergétique, et Malpasset, une vocation agricole. Suite au manque généré avec l'accident/destruction du barrage de Malpasset, EDF a été chargé de compenser cette perte agricole avec l'ouvrage de Saint-Cassien ;*
- ⇒ la retenue de Serre-Ponçon, financée à plus de 10% par l'agriculture, et qui doit garantir 114 m³/s de débit sur la Durance aval aux agriculteurs, avec possibilité pour eux, en cas d'étiage sévère, de prélever jusqu'à 200 hm³ (millions de m³) dans Serre Ponçon, ce qui est prévu dès l'origine par la loi de 1955. Au final, les agriculteurs utilisent bien plus que 200 hm³, mais cette réserve est là pour garantir le débit de la Durance à l'aval.*

Dans tous les autres cas, à l'instar de l'aménagement de Brommat, par exemple, ou plus largement de l'ensemble des aménagements de la Truyère ou de la Dordogne, tous les barrages se voient ainsi affublés d'usages de l'eau absolument pas prévus initialement.

Les besoins sont apparus, et EDF a négocié un nombre incalculable d'arrangements au consensus... Comme le célèbre accord de 1992, négocié par Michel Rocard entre l'État et EDF pour l'acceptation par l'industriel de mettre à disposition une partie des ressources en eau qu'elle gérait pour d'autres usages, en solidarité

nationale, ou mission complémentaire de service public. Une chose est sûre : jamais aucune compensation n'a été donnée à EDF à la hauteur de la valeur économique « production hydro-électrique » de l'eau perdue (ou désoptimisée) en terme de production d'électricité pour la consacrer à d'autres usages.

Un des problèmes de l'eau réside dans le fait que c'est un combustible gratuit. Difficile d'expliquer aux autres acteurs qu'ils vont devoir payer pour une ressource qui tombe gratuitement du ciel. L'exercice pour EDF est par trop compliqué, et la plupart du temps la compensation, lorsqu'elle était demandée, était plutôt calculée en fonction de ce que le payeur était en mesure d'accepter. Toujours est-il qu'EDF a été en capacité de répondre au fil de l'eau favorablement, en intégrant ces nouveaux besoins naturellement, de par sa mission de service public.

Toute la question réside dans la capacité d'un grand groupe industriel privé à répondre favorablement à ce qui sera indéniablement des manques à gagner pour l'énergéticien qu'il sera devenu, quand cela n'aura pas été prévu dans le contrat de concession...

Les études de RTE montrent qu'on observe en France une baisse des niveaux des réservoirs ces 10 dernières années ce qui devrait entraîner une tension accrue sur l'accès en eau pour les différents usages : domestique, agricole et industriel. Dans ce contexte de changement climatique, la question de la gestion des barrages hydrauliques doit s'inscrire dans une réflexion plus globale considérant conjointement la gestion de l'eau et de l'énergie.

Illustration – Conséquences de la catastrophe climatique en cours sur les étiages

par Rémy Garçon, expert hydro-météo à la DTG

On sait maintenant qu'avec la catastrophe climatique en cours, la situation va s'aggraver d'elle-même, même sans rien faire. Pour les étiages des rivières de plaine, le débit va être divisé par deux dans les prochaines décennies. Sur la base de ce constat, de plus en plus de gens voudront prélever, jusqu'à l'échelle de très grands bassins fluviaux (pas vrai sur le Rhône, sauvé par le régime nivo-glaciaire d'une partie de son bassin et qui dispose de l'amont Léman et surtout de cet immense réservoir).

Sur les bassins Adour / Garonne, on constate déjà aujourd'hui quelques usages qui ne sont plus possibles.

Toutes les tensions du multi-usage de l'eau sont multipliées par 10 à l'étiage, précisément parce que ce sont les périodes estivales qui concentrent les besoins contraires de tous les multi-usages (cités au paragraphe 2.7).

La catastrophe climatique en cours entraîne déjà un réchauffement dont la plus grosse conséquence hydrologique sera l'augmentation sensible de l'évaporation. On a tendance à admettre sur ce dernier point qu'une hausse de 1°C de la température de l'air entraîne une perte d'environ 30 mm d'écoulements. Pour mieux quantifier ces 30 mm, il faut avoir en tête que les précipitations annuelles sont de l'ordre de 800 mm (en France métropolitaine, entre 400mm et 1800mm selon les régions), et que sur ces 800 mm, autour de 300 mm sont écoulés dans les rivières. Alors, me direz-vous, 10% (30 mm / 300 mm), ce n'est pas dramatique... Oui, sauf qu'au moment de l'été, ces 30mm de moins auront des conséquences bien plus dramatiques sur les débits d'étiage, qu'on estime potentiellement divisés par deux dans les décennies à venir. S'ajoute à cela (mais de second ordre) le risque de voir moins de précipitations annuelles...

Dans le modèle capitaliste vainqueur du moment, continue Rémy Garçon, tout est géré en euros. Mais il est très difficile de convertir en euros ce qui relève de la sûreté, de l'environnement, de l'éthique, de la qualité de l'énergie et de la stabilité du réseau... Sur ces dimensions, seule l'image peut influencer. Dans une société 100 % privée, tout ce qui n'est pas convertible en euros n'est pas considéré. Or, pour ce qui concerne les barrages, l'enjeu est bien plus vaste que la seule production de kWh : l'enjeu n'est pas de produire les 40 TWh d'hydro-électricité qu'EDF produit chaque année, mais tout le reste. L'aggravation des étiages en cours et la sensibilité accrue du public aux questions de sécurité, de sûreté et d'environnement déplacent les curseurs petit à petit. Le privé transformera ces enjeux « importants » en « chers » (parallèle avec les autoroutes).

Monsieur CD détaille, de son côté, ce qu'il qualifie de *bagarre idéologique inadaptée aux barrages*. Pour lui, on prend de plein fouet ce dossier sur les concessions hydro-électriques, parce que nos barrages opèrent sur le marché de l'électricité, réputé ouvert depuis 2000, parce qu'EDF est en position dominante sur ce marché, et que plein de personnes au pouvoir n'ont d'idée que de réduire toutes les positions fortes sur un marché. Et là, on fait une nouvelle erreur : certes, EDF est prépondérant dans l'hydraulique, mais l'hydraulique ne représente que de 12% à 15% de la production [en fonction de la générosité des pluies toute l'année et de l'enneigement de nos massifs en hiver, ndlr...]. Donc **la position dominante d'EDF n'est pas liée à sa part de barrages gérés**.

Et qui dit ouverture à la concurrence rend tout contractuel : dans les services associés à une concession, que ce soit pour la collectivité locale, régionale, ou nationale, on trouve des items presque aussi importants que la production d'électricité, mais ces items ont été très mal capturés dans le cadre des concessions au départ :

- ⇒ produits liés à l'électricité, comme la réserve de puissance [marché des capacités, ndlr...] qui s'ajoute à la production de MWh, mais peu prévu dès le départ ;
- ⇒ externalités comme les multi-usages de l'eau (irrigation, environnement, alimentation en eau potable, tourisme...) qui dépassent bien souvent le cadre de la concession, sont intégrées au cadre d'une vallée, et sont totalement absents du marché de l'électricité.

Quand on cherche, coûte que coûte, à faire rentrer ce produit pas comme les autres dans le cadre de la mise en concurrence, on tombe assez facilement et très vite sur des problèmes insolubles. Pour Monsieur CD, le fait qu'on ait mis 8 ans à ne pas réussir à mettre en concurrence les concessions, au-delà du fait qu'on a résisté, tous ensemble, traduit le fait que c'est très compliqué à faire. Notre résistance collective (direction & syndicats) n'aurait sans doute pas suffi si c'était si simple à réaliser. Compliqué, parce qu'on cherche à appeler une "concession" ce qui n'en est pas vraiment une pour toutes les raisons évoquées plus haut (cf paragraphe 2,9), à conserver en tête en permanence, là aussi.

3.7. Problème n°7 : Juridicisation et Judiciarisation des Contentieux

L'équipe Environnementale et Sociétale du CIH nous explique ça très bien :

Pour les prochaines concessions mises en concurrence, certaines sont peu (ou pas) rentables. Le gouvernement pourrait devoir baisser les exigences Environnementales & Sociétales pour attirer des entreprises privées. Les demandes des collectivités locales (pour maintenir une côte touristique ou fournir de l'eau par exemple) pourraient alors devenir payantes.

Le gouvernement affirme qu'il va bâtir un cahier des charges environnemental et sociétal robuste pour la privatisation. C'est largement illusoire pour plusieurs raisons. La contractualisation, forcément imparfaite et incomplète (comme on l'a vu dans le point précédent), au regard de l'échelle de temps long embarquée par les contrats de concessions, va induire une juridicisation (nouveaux domaines portables devant les tribunaux) de la gestion des aménagements, se traduisant d'une part par une interprétation a minima, et potentiellement de mauvaise foi, des cahiers des charges, la moindre faille étant exploitée par les juristes comme une possibilité de ne pas faire. D'autre part, les contentieux (judiciarisation) vont se multiplier au détriment de l'intérêt général. Un contentieux à traiter, c'est de l'argent, du temps perdu pour tout le monde. Les opérateurs privés maîtrisent cette technique, contrairement à l'administration. Un contentieux gagné par le concessionnaire signifie des charges qui augmentent pour le contribuable, et une gestion dégradée du multi-usage de l'eau, de la préservation de l'environnement, du dialogue territorial... Aujourd'hui, EDF et les collectivités n'ont pas de contentieux : "ils coopèrent".

Tous ces services rendus gratuitement par la division hydro-électrique d'EDF et ces conflits gérés à l'amiable vont donc se transformer en prestations tarifées et contentieux juridiques, induisant une très forte augmentation des tarifs de l'énergie pour le consommateur final et une dégradation marquée voire un arrêt

Citation – « Indissociable d'une démarche de mise en concurrence, viendront ensuite les contentieux : le processus pourrait être interminable et coûteux pour l'État. Alors que la puissance publique doit faire des économies, comment peut-elle consacrer des moyens humains (qu'elle n'a pas, ni en compétence adaptée, ni en quantité) pour un processus qui s'avèrera aussi long ? D'autant plus que l'État n'a absolument pas réfléchi à la question des approches différentes qu'il va falloir qu'il gère ensuite et de la création de valeur actuelle associée à une exploitation EDF qu'il pourrait perdre avec un autre concessionnaire. Par exemple, pour ne parler que de domaines couverts par DTG :

- la surveillance des barrages telle que l'opère EDF est très différente dans ses principes de celles des autres opérateurs (Suez, BRL, SCP sont des cousins, qui ont soit fait appel à DTG, soit ont repris ses procédures ; la DREAL a fait siennes toutes les méthodologies). Quid d'un opérateur étranger ? Est-ce à la DRIRE de s'adapter ou à l'opérateur ? L'État a-t-il seulement imaginé qu'il aura cette question à traiter ?

- dans un autre domaine, l'hydrologie & l'hydrométrie, qui peut nier aujourd'hui le rôle essentiel d'EDF dans le développement et la vie de l'activité ? Il faut savoir qu'à part nos concurrents franco-belges, les autres opérateurs sont à mille lieux de savoir qu'il va falloir qu'ils gèrent des réseaux de mesure... Chez eux, c'est souvent un service qui leur est rendu à peu de frais par l'État ».

Expert en Hydrologie, Hydrométrie, International et Concessions

3.8. Problème n°8 : Tissu de Fournisseurs Fragilisé

Un expert en matériels électriques de la DTG nous formule sa grande crainte en cas d'ouverture à la concurrence :

Citation - « Je pense que ça n'arrangera pas les choses pour les constructeurs européens qui ont déjà du mal à conserver leurs compétences. Pour les rénovations d'Alternateurs, le CIH n'a qualifié que des constructeurs Européens, aucun asiatique par exemple (mais ce n'est pas vrai côté transformateurs, il y a des Coréens). On peut imaginer qu'avec la mise en concurrence des concessions, les rénovations d'alternateurs partiront hors d'Europe parce que ça coûte moins cher, du coup encore plus de soucis pour maintenir les compétences chez les constructeurs Européens et un secteur industriel encore plus fragilisé qu'aujourd'hui (avec donc une qualité de fourniture peut-être encore tirée vers le bas pour EDF) ».

Expert en Matériels Électriques, EDF-DTG

SUD-ÉNERGIE a suivi de près la casse de l'usine Neyrpic (devenue Alstom puis GE, puis menacée par un plan de licenciements en cours qui prévoit la fermeture de l'atelier). Cet atelier a vu naître 25% des turbines hydrauliques mises en service dans le monde. Le côté prototypal de l'hydro-électricité exige des compétences ultra pointues. GE, avant de décider la fermeture de cet atelier, a pourtant déjà connu, pour EDF, une mésaventure en Inde avec les 2 roues de la station de pompage (STEP) de Revin.

Illustration – Roues de la STEP (station de pompage) de Revin

par Rosa MENDES, syndicaliste CGT chez GE

General Electric a préféré sous-traiter ce chantier en Inde. Résultat des courses, ne s'improvise pas fleuron industriel qui veut, la réception de ces roues a mis en évidence des problèmes de soudure empêchant la mise en service. Les deux roues ont été rapatriées sur le site de Grenoble pour réparation. Depuis, les patrons voyous de GE ont dérobé l'une d'entre elles – en prévision de la fermeture de l'usine – pour la transporter en Italie chez un nouveau sous-traitant, comme des voleurs. La deuxième sera la dernière œuvre de l'atelier de Grenoble.

Une roue de Revin, c'est plus de 4 mètres de diamètre, et plus de 30 tonnes de métal. Tous ces allers-retours et la perte définitive de ce fleuron industriel français doivent nous interroger sur le bien-fondé de ces décisions. Sans parler du coût de transport d'un bout du monde à l'autre, l'ouverture à la concurrence risque – pour causes de main d'œuvre moins chère – de délocaliser bon nombre de chantiers de réhabilitation dans tous les domaines techniques nécessaires au bon fonctionnement de nos centrales au bout du monde, fragilisant de fait le tissu industriel européen protégé par un acteur unique conscient de l'importance de compétences locales fortes.

On allait l'oublier : Revin, c'est une STEP stratégique, embarquée dans 4 scénarios de renvoi de tension pour réalimenter les circuits auxiliaires de 4 centrales nucléaires du Nord-Est de la France (Cattenom, Chooz, Nogent et Gravelines), et permettre la reconstitution rapide du réseau en cas de black-out.

Une dernière illustration des conséquences de la mise en danger de nos sous-traitants locaux : au Cheylas, EDF et Neyrpic étaient en collaboration étroite pour un projet de R&D de groupe à vitesse variable. La roue associée a coûté plusieurs millions d'euros à EDF... Elle ne sera vraisemblablement jamais mise en service...

Les exemples risquent de se multiplier, de fournisseurs fragilisés dont les conséquences (faillites, pertes de compétences...) seront subies directement par les producteurs d'hydro-électricité.

Difficile de ne pas parler ici d'un mécanisme inverse : la fragilisation d'un sous-traitant qui menace l'hydro-électricité, quand les exemples précédents mettaient en lumière le contraire. Nous voulons parler ici de Météo-France. L'idéologie dominante plonge Météo-France, au même titre que la SNCF, EDF ou tous les services publics, dans la tourmente. Et là, on préfère laisser Laurent Mérindol, de SOLIDAIRES MÉTÉO :

Illustration – Casse en cours de Météo-France

par Laurent MÉRINDOL, syndicaliste SOLIDAIRES MÉTÉO à Météo-France

La baisse des moyens, la politique d'austérité appliquée à Météo-France, vont entraîner un effondrement du nombre de stations du Réseau Climatologique d'État, le RCE (elles étaient au nombre de 3500 au début des années 2000, elles sont 2350 aujourd'hui, et seules 740 sont prévues de rester). Ces stations climato sont une donnée d'entrée essentielle pour toute la recherche et le développement technique climato-dépendant de la R&D et de la DTG (cf paragraphe 2.1.7). De même, la récente disparition de beaucoup de Centres Départementaux Météorologique (les CDM) et la fermeture annoncée de centres Alpains (comme Bourg-Saint-Maurice et Chamonix par exemple) particulièrement au fait des phénomènes météo de montagne préoccupent nos équipes Prévi au premier chef. Une dernière donnée d'entrée essentielle à la qualité de nos prévisions, les bulletins quotidiens de Météo-France, sont sous la menace d'une automatisation qui supprimera de fait toute la subtilité des analyses météo humaines et, de par les suppressions de postes associées, diminuera grandement nos interlocuteurs Météo en cas de perturbation météorologique exceptionnelle et généralisée.

3.9. Problème n°9 : Gestion par Vallée => Indemnisation du Non-Échu

Jean Yves Delacoux, Patron de l'Unité de Production Alpes de 1999 à 2003, Directeur Délégué de la Production Hydraulique d'EDF de 2003 à 2010, nous a expliqué ce point qui complexifie le dossier au point d'en expliquer, à ses yeux, son non-traitement depuis des années.

Citation - « Il est assez facile de convaincre les politiques (quels qu'ils soient) que pour ne pas désoptimiser une vallée (gestion intégrée), il est essentiel de remettre en jeu les concessions des différents ouvrages de ladite vallée au même moment (pour qu'elles soient attribuées au même candidat), ce qui implique d'étendre la durée des premières concessions d'un côté, et de mettre en concurrence des ouvrages non échus de l'autre (méthode du barycentre proposée par Marie-Noëlle Battistel, par exemple) ».

Jean-Yves DELACOUX, Directeur UP Alpes puis Directeur Délégué à la Production Hydraulique EDF

L'argument principal réside dans la physionomie de nos vallées, avec un lac de tête, qui, quand il se met à turbiner, « condamne » tous les aménagements aval à turbiner aussi pour ne pas perdre d'eau (production fatale).

Le problème réside ainsi dans l'aspect : « mettre en concurrence des ouvrages non échus ». Précisément parce qu'il s'agit alors de chiffrer le manque à gagner (valeur économique) de la non exploitation de l'ouvrage pendant toute la période d'anticipation de la remise en concurrence.

Illustration - Vallée de la Maurienne

par Jean-Yves Delacoux, Directeur Délégué de la Production Hydraulique de 2003 à 2010

Si on prend l'exemple de la vallée de la Maurienne, avec Bissorte et Super-Bissorte qui arrivent à échéance, alors que tous les aménagements aval, plus récents, ont des dates d'échéance plus proches de 2040 voire 2050. Pour ces derniers, il s'agit de chiffrer vingt à trente années de non-exploitation par EDF.

Le dédommagement d'EDF suppose d'abord de savoir prévoir le coefficient d'hydraulicité sur la période à dédommager, qui donnera naturellement la production (en MWh), et qu'il restera à multiplier par le prix moyen du marché sur la même période (en € / MWh) pour obtenir des euros. Ces 2 variables restent accessibles, même si elles contiennent (notamment le prix du marché à venir) déjà des grosses difficultés.

Le plus compliqué à décider, c'est le coût annuel dégressif, qui se calcule avec un coefficient d'actualisation de la valeur de l'argent. Et sur ce type de rentrée d'argent, deux logiques s'affrontent :

=> la logique capitaliste, qui prend en compte la rentabilité à deux chiffres exigée aujourd'hui par tout investisseur (mettons 15%), et fixe donc un taux d'actualisation, mettons, autour de 15% ;

=> la logique production publique, et fatale (l'aménagement étant là, il va produire...), qui aurait plutôt tendance à se caler sur le marché obligataire, sans risque (et le taux de rendement des obligations d'État sont plus proche de 1% que de 15%).

Sur trente ans, la différence de taux de réactualisation entre 15% et 1% amène à des montants qui varient de 1 à 4 ! Sur vingt ans, le dédommagement varie de 1 à 3 !

Et ce dédommagement du concessionnaire sortant par le concessionnaire entrant est décisif. Il est au cœur de la négociation : l'État ne sert ici que d'intermédiaire. L'équivalent de ce qu'il verse d'un côté au concessionnaire sortant pour dédommagement sera demandé au concessionnaire entrant comme soulté à verser initialement (droit d'entrée).

Et dans la méthode du barycentre, désormais inscrite (sur le principe) dans la loi (LTECV), d'abord proposée par EDF, puis proposée par Marie-Noëlle Battistel dans son rapport, le poids économique de chaque aménagement reste entier.

On pourrait tout aussi bien développer l'exemple du Drac, où tous les aménagements compris entre Le Sautet et Monteynard seraient remis en concurrence, mais Monteynard, construit largement après la guerre, n'arrive à échéance qu'en 2035 => même besoin et même incertitude de calcul de la valeur économique du dédommagement de la non-exploitation.

Le problème, dès qu'on a décidé de ne pas désoptimiser les vallées, ce que chaque gouvernement (et hauts fonctionnaires associés) a toujours compris rapidement, réside donc dans l'**estimation du dédommagement correspondant à la non-exploitation des concessions non échues.**

À chaque changement de gouvernement, les fonctionnaires et les politiques ont toujours réagi en disant que ce problème serait facile à régler, et au final, ils n'y sont jamais parvenus. Ce point rend indéniablement le dossier très compliqué. À cause de cette difficulté notamment, Jean-Yves Delacoux constate que l'ouverture des barrages à la concurrence est régulièrement ajournée et traverse les gouvernements qui se succèdent... (les gouvernements précédents ont reculé devant la complexité de la mise en œuvre, en dépit des pressions

européennes). D'abord, il y a agitation sur le sujet, avec la promesse de faire avancer les choses vite (ça a commencé au milieu des années 2000 avec Jean-Louis Borloo, qui a très vite écrit un courrier sur son souhait de mettre en concurrence 5000 MW d'hydro-électricité, avec un partage politique établi a priori entre EDF, SUEZ et la concurrence étrangère... À cette époque, on n'était pas encore sur les concessions de vallées : il n'y avait pas encore consensus sur la nécessité de conserver les vallées). Mais au final, rien ne bouge.

Les agitations d'Édouard Philippe, mandatant très clairement Nicolas Hulot en lui demandant de "clarifier la situation des concessions hydro-électriques en recherchant un accord avec la Commission Européenne" n'ont ainsi rien de nouveau. À ceci près que le temps passant, les pressions de la Commission Européenne se font de plus en plus pressantes, et qu'il faudra bien à terme traiter le problème !

Une récente fuite sur le courrier envoyé par Nicolas Hulot à la Commission Européenne ferait état, pour la vallée du Drac, précisément, d'un découpage en lots (Monteynard séparé du Sautet !). Cette solution, si elle est mise en œuvre, résout ce problème de dédommagement des concessions non échues, mais désoptimise l'ensemble des vallées, et nous paraît incroyable et inenvisageable, pour une bonne gestion de l'hydro-électricité.

3.10. Problème n°10 : La Concurrence, Incompatible avec l'Optimisation Hydraulique

Citation - « L'optimisation actuelle des différents usages de l'eau par les électriciens qui en ont la charge prend en compte des critères qui ne sont pas tous explicités, en particulier sous forme monétaire (refroidissement des centrales à l'aval, irrigation, cotes et débits pour les activités de loisir, etc). Vouloir assurer cette optimisation via les signaux économiques véhiculés par les prix de marché conduirait à devoir expliciter finement les inter-relations entre tous les usages de l'eau, et valoriser le respect ou le relâchement de telle ou telle contrainte, ce qui est une tâche très complexe : cette explicitation et modélisation devrait être adaptée à la géographie et au contexte de chaque segment de vallée, autrement dit une modélisation unique globale ne suffirait pas. Le risque est, en appliquant des critères économiques trop frustes, de désoptimiser fortement l'usage de la ressource hydraulique, avec pour conséquences des surcoûts et mécontentements des parties prenantes (voire des risques induits sur l'approvisionnement électrique).

Dit autrement : à la question : « Peut-on optimiser l'usage de l'eau avec un signal économique unique (prix de marché) qui jouerait le rôle de coordinateur ? », la réponse est : « En pratique, très difficilement, compte tenu de la complexité des inter-relations à modéliser et gérer entre les usagers de l'eau ».

Marc TROTIGNON, Expert Groupe, Ingénieur Sénior et Économiste à la R&D

Ce paragraphe est indissociable des paragraphes 2.7 et 2.8. Après la R&D sur ce sujet, rien de tel que les équipes de CPO-Hydro pour nous expliquer ça. Direction : Lyon, et leurs équipes d'optimisation de l'hydro-électricité :

Le premier problème d'une vallée, c'est que l'eau, ça part d'en haut et que ça descend jusqu'à la mer, avec beaucoup de contraintes qui viennent s'ajouter au milieu de tout ça :

- ⇒ *la sûreté hydraulique, bien évidemment, au cœur du problème ;*
- ⇒ *la sûreté électrique, avec deux choses, essentiellement :*
 - *l'utilisation de l'eau pour produire de l'électricité au jour le jour ;*
 - *l'utilisation de l'eau dans les situations tendues ;*
- ⇒ *le tout géré par RTE, avec cette propriété qui est une des richesses de l'hydro-électricité : répondre très rapidement à l'appel ;*
- ⇒ *les ouvrages hydrauliques participent à la réserve rapide de RTE en pouvant être mobilisés massivement de façon très rapide.*

Si on prend pour exemple le gros délestage européen de 2006. La situation a pu être rétablie très rapidement puisque c'était un samedi soir, beaucoup d'hydro à l'arrêt, et en redémarrant tout cela très rapidement, on a pu reconstituer d'abord le système français, puis plus largement le système européen. Pour savoir faire cela, il faut que les vallées le permettent. Ainsi, sur certaines grandes vallées (l'Arc, notamment), où une succession de contraintes viennent s'empiler, on doit pouvoir conserver la capacité à préserver cette propriété de mobiliser rapidement l'hydraulique au service du système, tout en respectant les contraintes de sûreté.

Pour cela, la proximité des équipes des CCH (Centres de Téléconduites) d'EDF, pouvant discuter avec une équipe unique d'optimisation (CPO Hydro) d'EDF également, permet de respecter ces contraintes. En revanche, si on a plusieurs exploitants sur la vallée, les choses deviennent très compliquées. Les problèmes à régler dépendent des vallées.

L'Arc, avec la configuration-même de la vallée, est probablement l'une des vallées les plus compliquées à gérer. Pont des Chèvres est une source de contraintes très compliquées qui se répercutent à l'amont (multiple, en plus). Sûrement la vallée la plus problématique si on accepte la multiplication des opérateurs.

Sur la Dordogne, la SHEM est déjà présente et cohabite avec EDF. Cette cohabitation nous amène à avoir pas mal d'échanges et de contractualisations. Si demain, le découpage de la vallée s'amplifie, quelques nouveaux problèmes désoptimiseront la chaîne à coup sûr, avec moins d'utilisation efficace de l'eau au bon moment pour le système électrique", et la question du respect des contraintes aval (respect des débits minimums...) : comment l'opérateur à l'aval peut-il garantir le respect des contraintes si c'est un concurrent à l'amont qui gère et possède l'essentiel des ressources nécessaires pour le faire ? Ceci pointe un vrai risque :

⇒ de désoptimisation (ne pas placer l'eau au même moment) ;

⇒ de ne pas avoir toute la capacité dynamique de la vallée pour faire face à des demandes de RTE (sûreté système)

pour tout ce qui existe en dehors de la production d'électricité (respect des cotes à l'amont, des débits réservés à l'aval...), ça va devenir de plus en plus compliqué, sauf à imaginer des contractualisations très fortes entre des acteurs différents à l'amont et à l'aval.

Illustration - La Complexité extrême de la vallée de l'Arc

par l'équipe de CPO-Hydro

Voilà le schéma d'ensemble, sans oublier que chaque vallée posera des problèmes différents, et que l'Arc (vallée en "W") est sans aucun doute la vallée la plus complexe : à Pont des Chèvres, l'exutoire est à la fois pour la chaîne Bissorte / Super-Bissorte, et pour l'autre branche, le Freney, Plan d'amont, Plan d'Aval, Aussois... Si deux opérateurs différents sur les deux branches, qui devra supporter les contraintes sur le marnage à l'exutoire commun (Pont des Chèvres) ?

Les plannings sont préparés de la veille pour le lendemain, mais en infra-journalier, quelques aléas peuvent affecter le système (incertitude météo pouvant engendrer des arrivées massives d'eau imprévues par exemple, besoins du système électrique...). La gestion en temps réel de toutes ces contraintes de dernière minutes, si tout est dans une seule main, marche bien, mais si on assiste à la multiplication des acteurs, (dès qu'on aura 2 acteurs, amenés à négocier qui fait quoi), on perd instantanément la capacité à réagir vite.

Illustration - La vallée de la Dordogne

par l'équipe de CPO-Hydro

Pour la vallée de la Dordogne, toute la partie de la basse vallée posera problème. Tout système d'ouverture à la concurrence risque d'aboutir à des conventions dans tous les sens, et on verra sur le pont plus de juristes que d'ingénieurs. L'équipe CPO-Hydro réaborde ici l'exemple de Jacques Masson sur Marège et St-Pierre-de-Marège, héritage du passé [où EDF gérait l'ensemble des aménagements, Marège de la SHEM et St Pierre de Marège, d'EDF, avant qu'en 2001, le rachat de la SHEM par Suez termine cette exploitation conjointe, et

impose des conventions, ndr...]. Si ces difficultés s'étendent à la Basse Dordogne, les contraintes, même gérées, entraîneront une baisse de la valeur.

Conséquences de l'incertitude météo sur la désoptimisation ?

Quand vous prenez des engagements face à des situations météo qui sont par nature difficiles à prévoir avec certitude, et que l'on aborde plutôt en termes de probabilités, vous prenez des marges [souvent, l'erreur météo se produit sur l'emplacement de l'épisode, dont à échelle globale, le problème a tendance à se réduire, mais si tout le système de production est éclaté entre différents acteurs, si chacun prend sa marge, alors on peut avoir la certitude que la somme des marges sera supérieure à la marge d'un seul acteur global, ndr...]. Et ces marges, finalement, ne sont plus dans le système. Elles ne lui profitent plus.

1/ Le fait de multiplier le nombre d'acteurs, certes dépend de la configuration de la vallée (la vallée la plus complexe est l'Arc, et avec Bissorte dans le viseur, il faut rester très vigilants), mais fera perdre de la dynamique, complexifiera les relations... Toutes ces conséquences seront quasiment inéluctables.

2/ L'Eau n'est pas là que pour produire de l'électricité, elle est aussi là pour satisfaire tous les multi-usages de l'eau, et pour aboutir à la satisfaction de toutes ces contraintes. Mais tout cela est connu depuis très longtemps et n'a toujours pas réussi à infléchir cette démarche initiée par les pouvoirs publics et la Commission Européenne.

Pourquoi le marché de l'électricité est-il dysfonctionnant ?

Un marché (et ce n'est pas vrai que pour l'électricité, mais dans tous les domaines où un marché existe), une fois que vous avez payé un équipement, pose la question "est-ce que j'utilise cet équipement, ou bien est-ce que j'utilise une solution alternative moins onéreuse ?". Et c'est cette question qui établit les équilibres partout où un marché existe.

"Combien me coûte de produire 1 MWh supplémentaire ?", en gros (puisque c'est la question qui se pose dans le monde de l'électricité), c'est du combustible, qui résume le coût du dernier moyen utilisé. Pour construire un équipement, du temps où EDF possédait ou gérait le monopole, on confrontait l'investissement avec les gains espérés futurs. Là où le système marchait pas trop mal par le passé, avec du nucléaire, du charbon, un peu de fioul, et même l'hydro qui marchait peu ou prou de cette façon, avec l'arrivée de décisions politiques (d'abord allemandes, puis sur notre territoire avec la CSPE) favorisant la construction d'un parc d'énergies renouvelables (éolien et solaire photovoltaïque surtout), ces dernières ne se sont pas retrouvées, elles, dans une logique de marché, mais ont été très largement aidées (pour favoriser leur développement. Ces nouveaux moyens de production sont arrivés sur le marché à coût nul, favorisant une utilisation moindre des autres moyens, et effondrant par là-même les prix de marché. Pour l'ensemble des nouveaux équipements d'énergies renouvelables, leur coût du capital ayant été payé par d'autres moyens que par le marché, le système global s'en trouve complètement perturbé. Cette problématique globale commence à être comprise jusqu'aux ultra-libéraux de Bruxelles : des équipements de production d'électricité qui doivent vivre longtemps ne peuvent pas être sainement exposés à des prix du marché court terme qui dépendent de tout et n'importe quoi (hier, Trump a annoncé que les USA quittaient l'accord avec l'Iran, les prix de l'élec ont bondi...). Le système électrique ne peut pas survivre sainement dans ces conditions.

En résumé, d'un côté, les choix de long terme sont impossibles face à des prix volatiles, mais de l'autre, c'est normal que les prix de court terme reflètent la valeur des équipements, parce que c'est la manière dont les décisions se prennent dans le marché.

Quid de l'avenir des STEP dans ce système ?

Les STEP ont un très mauvais rendement physique (de l'ordre de 70%, pas plus...) [il est compris entre 70 et 85%, ce qui n'est pas si mauvais que ça, ndlr]. On a conçu ce programme de STEP en parallèle avec la production en ruban du nucléaire : la nuit, trop de nucléaire (à 10€/MWh) effondrait les prix, et le jour, on finissait par mettre en route du charbon beaucoup plus cher. Grosso modo, les pompés de la nuit (1,3 x coût du nucléaire [en tenant compte du rendement des STEP, ndlr...]) demeuraient dans cette situation bien moins chers que la pointe de la journée, et engendraient de fait un bilan économique très favorable (différentiel de prix heures pleines / heures creuses fort).

Aujourd'hui, avec le développement facilité des ENR, ce différentiel s'est complètement écrasé, atténuant au passage l'intérêt économique même des STEP. Face aux énormes investissements que représentent le développement des STEP, plus la marge dégagée en les utilisant se réduit, moins le marché envoie de signaux positifs pour en développer. Les STEP journalières, de type Revin, (on pompe la nuit et on turbine la journée) perdent de leur intérêt, avec le solaire massif qui a effondré les prix de journée.

Leur avenir va évidemment dépendre des scénarios, c'est vraiment une problématique assez nouvelle, et l'arrivée des ENR amène à s'interroger sur ces système-là.

Comment le marché peut-il intégrer le coût de la défaillance, qui sera porté par la collectivité ?

À l'évocation de la théorie économique de Marcel Boiteux, de l'empilement des moyens de production, et de l'intégration du coût exorbitant de la non-fourniture (défaillance), à l'époque 20 fois plus cher que le moyen de production le moins rentable, Monsieur M, tout en pointant la vérité de ce raisonnement, nous décrit un certain nombre de barrières que les pouvoirs publics ont mis en place comme parade à ce problème fondamental (comment garantir la permanence de l'alimentation électrique). Première parade : le mécanisme de capacité. Deux théories s'affrontent sur la qualité de service, et celle de Philippe Thorion, qui date d'il y a un peu plus de 30 ans, continue d'être appliquée aujourd'hui, avec pas plus d'une défaillance tous les dix ans. Les pouvoirs publics parlent d'un critère de 3 heures en espérance, que porte RTE (visé, donc, par les Pouvoirs Publics). Avec cette parade, le marché n'a pas dégradé la valeur ciblée. On pourrait résumer cette problématique en disant que si les acteurs n'arrivent pas à livrer, si RTE n'arrive pas à équilibrer, les prix vont flamber à 3000 € / MWh, etc... Là-dessus, les pouvoirs publics, n'ayant pas une confiance énorme dans le marché ni dans ses acteurs, a mis en place un mécanisme de capacité (défaillance limitée à 3h de coupure, une année sur 10, en espérance), qui oblige chacun des acteurs qui livre des clients (EDF, Direct Énergie, Engie...) à avoir disponible (en propre ou achetée) une capacité qui garantisse la satisfaction de la demande de leurs clients (en gros, qui permet de tenir trois heures) cohérent avec le critère de 3 heures. C'est EDF (part de production réelle) qui vend l'essentiel, mais vu sa part prépondérante côté clients, c'est aussi EDF qui en achète l'essentiel. En Allemagne, la parade équivalente s'appelle "réserve stratégique", et couvre les mêmes aspects. L'électricité est un produit bien particulier, et l'on se doit de s'interroger et de réguler le marché électrique pour garantir la fourniture dudit produit (en cas de vague de froid, d'aléas, ou de sécheresse notamment). Ce sont les PSO qui mettent en place ces régulations demandées par les pouvoirs publics.

Est-ce que le morcellement fragilise autant CPO Hydro que R&D, CIH et DTG ?

Même si EDF perd des concessions, il en conservera l'essentiel, CPO Hydro devra continuer de gérer et d'optimiser les vallées. En revanche, il est indéniable que sa tâche sera rendue plus complexe qu'aujourd'hui. Si on reprend un instant l'exemple de la Dordogne, où CPO doit en permanence gérer la vallée en respectant les conventions établies avec la SHEM. Sur le Rhône, idem, avec la CNR, donc CPO Hydro aura une tâche compliquée par la multiplication des contrats. EDF va en plus tout mettre en œuvre pour gagner le maximum

de concessions, même si on voit apparaître avec leur mécanisme de paquets que la volonté politique établit comme principe qu'EDF n'ait pas tout. Et parmi les nouveaux concurrents, on imagine bien qu'un certain nombre d'entre eux ne saura pas gérer, et sera à la recherche d'un optimiseur de sa vallée [acceptera-t-il de confier cette tâche à un concurrent ?, ndlr...]. Si on aborde à nouveau la problématique de l'Arc, même si la partie concernée par le renouvellement de concession (Bissorte, 800 MW) est importante, a priori, on conservera de la marge sur tout le reste de la vallée.

Sûreté hydraulique...

Pour respecter la sûreté hydraulique (les écoulements, les débits, ...), il faudra que les contraintes soient abordées et détaillées dans les cahiers des charges. Aujourd'hui, pour gérer les lacs, EDF prévoit les apports de fonte nivale, en cas de crue, EDF réfléchit à comment éclater la crue au maximum en gérant la courbe de remontée. Quand les différents acteurs regardent une vallée ensemble, ils abordent l'ensemble des leviers possibles, pour optimiser les courbes de remontées. Demain, pour réussir à gérer avec le même niveau de sûreté contre les crues, dans un système à plusieurs exploitants, chacun devra prendre des marges. Pour garantir la même chose, il va falloir (somme des marges locales supérieure à la marge globale) accepter de moins bien utiliser l'eau. On trouvera des systèmes (mais qui restent à inventer) pour assurer le même niveau de garantie (lutte contre les crues, niveaux de lacs aval respectés pour le kayak...), mais chaque acteur devra prendre des marges pour compenser le fait qu'il n'aura pas les leviers aval. Par exemple dans la gestion des courbes de descente, vous savez que vous serez amené à lâcher un peu d'eau, et si vous ne possédez pas l'ouvrage aval pour vous refaire, vous serez obligé de gérer la courbe de descente un peu plus haut. Tout ceci participe à obtenir une moins bonne optimisation de l'ensemble.

Difficulté de contractualiser sur des besoins qu'on ne connaît pas...

Il a existé des simulations passées très poussées pour l'utilisation des ouvrages des Pyrénées pour soutenir la culture du maïs du Gers [foie gras, ndlr...]. Est-ce que la ville de Toulouse, dans les 40 ans à venir, n'aura pas besoin de beaucoup plus d'eau pour son développement, en intégrant les conséquences de la catastrophe climatique en cours ? Qui sait répondre précisément à ce type de question ? Prévoir qu'on saura tout prévoir dans les cahiers des charges n'est pas raisonnable. La situation qu'on a connue avec un EDF monopolistique, prêt à discuter des toutes les évolutions de contraintes, de manière constructive, est révolue. Même EDF, dans un environnement plus concurrentiel, ne pourra pas continuer à "raser gratis !". Quand on a construit les grands barrages, qui imaginait qu'on en utiliserait une partie pour faire de la neige artificielle ? Sachant cette incertitude sur les multi-usages de l'eau, il est possible que les cahiers des charges incluent des clauses de révision tous les 5 ans. Mais de toute façon, la valeur de l'hydro-électricité, avec le système de redevance qui sera mis en place, va être prise par d'autres (collectivités locales).

QUATRIÈME PARTIE
LA PREUVE !
ILLUSTRATIONS DANS
LE DÉJÀ-LÀ...

4. La Preuve... Illustrations dans le Déjà-Là

4.1. Preuve n°1 : Les USA, Temple du Néo-Libéralisme, Font le Contraire chez Eux

« Aux États-Unis, si comme on s'y attend, l'éparpillement est de mise, force est de constater que les grands barrages sont restés sous le contrôle de puissantes agences fédérales de service public et de régulation, qui ont les moyens de développement de méthodes, de recherche et développement, etc (l'USBR - bureau des réclamations - et l'USACE– US army corps of engineers)».

Michel POUPART, animateur de la Sûreté Hydraulique à EDF de 2002 à 2007

Et les États-Unis gardent en souvenir le scandale d'Enron en Californie : au début des années 2000, la libéralisation du marché de l'électricité a conduit à des manipulations de marché (les opérateurs, ENRON en tête, ont fabriqué de toute pièce une pénurie en gonflant les immobilisations pour cause de maintenance, dans le seul but de faire flamber les prix). Ces manipulations ont fini par des coupures de plus en plus fréquentes, et l'intervention des autorités de l'État s'est soldée par la fin de cette expérience malheureuse.

Aux États-Unis (et au Canada), continue M. Poupart, il est jugé extravagant d'ouvrir les grands barrages de l'hydro-électricité à la concurrence. Ils ont beau être convaincus par la main invisible du marché pour le reste de leur économie, ils ont su mettre à l'abri les activités stratégiques au sein desquelles on retrouve la météorologie, l'hydrométrie et les grands barrages.

Ils ont été plusieurs, au sein de ce Monsieur CD fictif, à nous confirmer les propos de Michel Poupart :

Aux USA, toutes les grandes installations hydro-électriques appartiennent à des entités constituées par l'État fédéral ou l'État local, pour les mêmes raisons qui rendent compliquées la mise en concurrence en France : à savoir que les grandes entités rendent des services fondamentaux pour le système électrique, bien au-delà de "combien me rapporte le MWh produit ?" et embarque des enjeux de gestion de l'eau.

Les grands opérateurs hydro-électriques aux États-Unis sont ainsi une partie du corps de l'armée américaine qui gère un grand nombre de concessions hydrauliques, Tennessee Valley Authority dans le Tennessee, et des autorités qui sont rattachées aux États de la Californie ou de l'Arizona pour la rivière Colorado. A chaque fois, ce sont des entités publiques qui gèrent.

Ce qui est fascinant, quand même, c'est que dans le pays emblématique de la propriété privée, l'hydro-électricité soit publique. Et ce n'est pas le fruit du hasard. Autant en France, on part du public pour privatiser, on l'a vu à maintes reprises, autant aux USA, le chemin est inverse : les choses sont par essence privées ; elles ne sont publiques que quand le privé ne peut pas. Il ne peut pas pour la police, il ne peut pas pour l'armée, il ne peut pas pour la défense. Pour tous les services essentiels, là-bas, les choses sont publiques. Et comme par hasard, c'est le cas pour les grandes concessions hydro-électriques. Dans un pays comme les USA, il n'est pas possible d'attribuer cela au hasard !

Pour Monsieur CD, il ne faut pas hésiter à se servir de ces exemples-là. Et de continuer :

Les USA ont ouvert leur marché fin des années 1980, quand c'est arrivé en Europe plutôt début des années 2000. Avec leur grosse production liée aux gaz de schistes, ils ont pu redévelopper une phase de marché depuis 10 ans, mais globalement, plein de patrons d'entreprises américaines disaient en 2003 : "gagnez 10 ans sur nous, profitez de notre erreur ! N'ouvrez pas ce marché ! Ça ne marche pas...". Quand même étonnant, de la part de CEOs qui parlaient à des actionnaires 24h/24 !

Ces gens-là sont tout sauf des apôtres du service public, mais ça ne les empêchait pas de nous dire : "Le marché de l'électricité est complexe. La notion de marché doit servir à régler les échanges entre acteurs, mais pas du tout l'économie profonde du système électrique qui, elle, doit rester fondée par des choix politiques, sur de vrais enjeux d'emplois, d'indépendance énergétique, de décarbonation, et sur ce qu'on accepte de mettre comme argent public, au titre de régulation, pour garantir la viabilité du système..."

Et au titre de l'argent public, on peut entendre à la fois des mécanismes de subvention directe de l'État, ou une contribution des usagers, façon CSPE aussi... Partout sur le sol américain : on est en train de refermer, ne faites pas l'erreur d'ouvrir chez vous... On peut jouer à la marchande 2 ans, mais on ne peut pas faire vivre un système électrique sur le marché. Ça n'existe nulle part dans le monde !

4.2. Preuve n°2 : Non Réciprocité en Europe ou dans le Monde

Citation - « Si l'on regarde en Europe, ce qui se passe chez nos concurrents potentiels, on constate que la réciprocité n'est pas de mise. Soit ils bénéficient d'un régime d'autorisation « longue durée », comme en Allemagne, soit les concessions en cours ont été prolongées ou protégées. Soit encore le régime bénéficie de restrictions (comme en Norvège, où les concessions ne peuvent être accordées qu'à des entités à majorité norvégienne). En fait, la France serait le seul pays où la concurrence pourrait être totalement ouverte ».

Jean François ASTOLFI, patron de l'hydraulique d'EDF de 2005 à 2014

Seule l'Italie présente des similitudes, continue-t-il, mais il est intéressant de noter que l'ENEL est pour l'instant protégée par des dates de fin de concession très lointaines, et que seul Edison, filiale d'EDF, est confrontée elle aussi à la même problématique de mise en concurrence qu'EDF sur le sol national. EDF, modèle à abattre ?

Citation – « L'absence de réciprocité chez nos voisins européens pose quand même un sérieux problème ».

Jean-Yves DELACOUX, Directeur UP Alpes puis Directeur Délégué à la Production Hydraulique EDF

Un expert en hydrologie, international et concessions va même jusqu'à affirmer que « la mise en concurrence d'installations hydro-électriques opérationnelles n'a jamais été mise en œuvre dans des pays de sociologie et d'économie comparables. Il y a bien-sûr le Chili de Pinochet, le Kirghizstan, la Macédoine... Mais enfin, rien de similaire, même aux États-Unis, en Grande Bretagne et dans les pays développés les plus libéraux (et les États-Unis ont pourtant leur hydro-électricité sous le régime de la concession) ».

Cette non-réciprocité dans le monde, Monsieur CD la trouve injuste. Pour lui, ce discours largement diffusé, à la fois par la direction d'EDF et par ses organisations syndicales, doit continuer d'être inlassablement répété : si le système de concessions est assez répandu en Espagne, en Italie, en France, un peu au Portugal [même si personne n'est touché avec des échéances aussi courtes que la France, sauf peut-être Edison, filiale d'EDF, en Italie, ndlr...], il n'existe pas dans les autres pays de l'Union Européenne. Cette distorsion crée une injustice et une inégalité de traitement qu'il faut avoir à l'esprit en permanence.

4.3. Preuve n°3 : CNR / EDF - Dysfonctionnements Existants

Jacques Masson nous a raconté cette histoire en détail dans le paragraphe 1.4 : la concurrence est déjà développée sur le Rhône, depuis les années 2001 à 2006. Toutes les usines hydro-électriques du Rhône (sauf l'usine de Cusset), en 2001, puis le personnel, en 2006, sont passés d'EDF à la CNR. À noter l'entrée de Suez-Électrabel dans le capital de la CNR en 2003. Cette concurrence n'est pas sans poser de problèmes : le Rhône héberge également 4 centrales nucléaires en activité (Bugey, St Alban, Cruas et Tricastin, de l'amont vers l'aval) qui, elles, sont évidemment restées sous le contrôle d'EDF, mais ont besoin du Rhône et de son hydro-électricité, notamment pour les refroidir.

« L'expérience avec la CNR nous permet de confronter le mythe (imposer à la CNR des obligations de refroidissement comme autant d'impératifs sûreté pour les centrales nucléaires du Rhône) à la réalité (dans les faits ce sont non seulement des impératifs de sûreté qu'il faut satisfaire, mais aussi des besoins en eau liés au bon fonctionnement normal des ouvrages. Et si l'on peut envisager d'imposer les premiers cités dans les cahiers des charges des concessions, il est plus difficile d'en faire de même pour les autres qui relèvent d'une logique économique) ».

Jean François ASTOLFI, patron de l'hydraulique d'EDF de 2005 à 2014

Les différends entre EDF et la CNR se règlent de deux manières : soit par des dédommagements conséquents, soit au contentieux juridique. Dans tous les cas, ils coûtent à chaque fois (plusieurs dizaines de fois par an) des millions d'euros à EDF en direction de la CNR, et ces millions d'euros ne vont pas à la collectivité, ils sont là pour accroître la rentabilité de la CNR et enrichir son actionnaire privé.

Monsieur CD modère un peu nos propos, jugeant *trop politiquement incorrect et peut-être la demande de trop que de vouloir en profiter pour réabsorber la CNR. Explications... Pour lui, si dès 1946, EDF avait tout obtenu (Rhône inclus), évidemment ça aurait été beaucoup mieux pour l'intérêt général. Souvenons-nous qu'en 1946, Édouard Herriot, maire de Lyon, a mis ça dans la balance la nuit du vote [de la création d'EDF ?, ndlr...], et le gouvernement de De Gaulle et Marcel Paul, déjà un peu fragilisé, n'a pas voulu prendre le risque de reporter les débats, forcé d'accepter que ça se fasse sans l'énergie du Rhône. Avec, ça aurait été mieux, c'est indéniable... Mais vouloir refusionner le tout aujourd'hui est extrêmement compliqué.*

Bien sûr qu'il faut utiliser toutes les illustrations d'un déjà-là défailant dans la cohabitation EDF / CNR, pour mettre en lumière le début de tout ce qui deviendrait très délicat à gérer si on généralisait cet éclatement.

Mais Monsieur CD pense qu'une partie de ces problèmes sont liés aussi au management de la CNR actuel, qui n'a pas de bons résultats (son dernier bilan est quasiment honteux, en regard de ce qu'est cette entreprise), qui est en train de démotiver les gens en-dessous, et d'abîmer l'outil [on dirait la DPIH, ndlr ;-(...].

Mais dans un contexte sorti des concessions hydrauliques, où l'on arriverait à construire des relations saines, une meilleure coopération avec la CNR serait facile à imaginer. C'est surtout parce qu'arracher la CNR sera hyper-complexe [par pragmatisme, donc, ndlr...]. Il est déjà très délicat de se débarrasser de cette mise en concurrence qui nous menace, et ça risque d'être le trophée de trop que ce combat pour ré-internaliser la CNR.

À l'époque où la CNR gérait les barrages, les berges et les écluses (époque Magne ou Mathieu Bonnet), et où EDF exploitait les usines, tout était fait bien plus intelligemment. Avant 2001, la CNR était le concessionnaire, mais c'est EDF qui exploitait les usines et faisait son affaire de la vente d'électricité. EDF versait deux redevances astronomiques à la CNR (la première pour les salaires des agents d'exploitation, l'autre pour l'entretien des barrages). La transition [de 2001 à 2006, ndlr...] a tout rendu à la CNR, mais EDF a conservé un contrat d'exploitation, avec l'Unité d'Exploitation Rhône, puis la CNR a tout repris [cf histoire complète dans interview de Jacques Masson, ndlr...].

4.3.1. Refroidissement de la centrale nucléaire du Bugey...

C'est Jean Fluchère, ancien Délégué Régional EDF pour Rhône Alpes, qui nous a raconté l'origine de cet exemple qui est sûrement le pire exemple déjà-là de tous. On l'écoute...

*Illustration - Génissiat (CNR) fournisseur très désoptimisé de l'eau de refroidissement du Bugey (EDF)
par Jean Fluchère, ancien délégué régional EDF Rhône Alpes
En 2001, la CNR est passée entre les mains de SUEZ [cf histoire complète de Jacques Masson, ndlr...]. Pour*

garantir le bon fonctionnement de la centrale nucléaire du Bugey, il faut 140 m³/s de débit au droit de la centrale. Il était facile auparavant aux dispatcheurs d'EDF de demander aux Suisses des Eaux d'Arve [une partie de l'Arve, capturée dans le barrage d'Émosson, est turbinée par l'usine de la Batiаз vers la Suisse. En compensation, une convention permet à la France de récupérer 0,01% de la capacité totale du Léman par an. C'est ce qu'on appelle les Eaux d'Arve, ndlr...] pour garantir ces 140 m³/s. Quand la CNR est passée sous contrôle de SUEZ-Électrabel, Jean Fluchère a insisté pour que cette clause figure dans le contrat de concession de la CNR qui récupérait l'exploitation des usines du Rhône [parce qu'entre le lac Léman et la centrale nucléaire du Bugey, un réservoir CNR, le barrage de Génissiat, 20 hm³, permet de fausser sur une journée le débit de 200 m³/s, sur deux jours, de 100m³/s..., ndlr...]. Il était à cette époque politiquement incorrect d'espérer voir quelque contrainte que ce soit imposée à la CNR. La demande de Jean Fluchère a été enterrée. Ainsi, dans plusieurs fois dans les nuits de Vendredi à Samedi, quand la valeur commerciale du MWh est faible, la CNR a baissé le débit sortant du barrage de Génissiat à 80 m³/s [pas d'apports suffisants entre Génissiat et la centrale du Bugey, Fier + Guiers ndlr...], entraînant l'arrêt volontaire et rapide des tranches 2 et 3 de la centrale nucléaire du Bugey. On imagine l'alerte déclenchée par EDF auprès du Préfet de l'Ain, du Préfet de Région en tant que coordonnateur du bassin RMC et de la DRIRE (DREAL de l'époque). EDF a obtenu l'inscription dans le contrat de concession de la CNR d'un additif garantissant les 140 m³/s en permanence, mais bien entendu cet additif comprend une compensation financière [1 à 2 M€ / week-end, période de la semaine pendant laquelle la CNR invoque l'intérêt limité de turbiner, du fait des prix de marché plus bas - moins de consommation, ndlr...] !

Pour Jean Fluchère [et pour nous aussi, ndlr...], cet exemple est le plus flagrant en terme de désoptimisation du système couplé de production hydraulique et thermique.

4.3.2. Problème de digues de la centrale nucléaire du Tricastin...

Côté génie civil, nous avons eu l'illustration avec les digues de Tricastin, où, en lien avec les faiblesses que l'ASN (l'Autorité de Sûreté Nucléaire) pointait sur ces digues, EDF avait deux moyens de régler ce problème, mais les deux nécessitaient l'accord ou un devis de son concurrent, la CNR :

- ⇒ baisser le niveau d'exploitation des canaux, pour ne pas atteindre la zone problématique (mais ce posait alors le problème de refroidissement de la centrale),
- ⇒ faire réaliser des travaux de renforcement de la digue (mais les digues sont sous la responsabilité de la CNR).

Dans un cas comme dans l'autre, rien n'a pu être fait à cause de coûts exorbitants ou de relations tendues entre concurrents. La conséquence ne s'est pas fait attendre : l'ASN a exigé qu'EDF arrête ses 4 tranches nucléaires de la centrale de Tricastin à l'entrée de l'hiver, provoquant une alerte du CCE d'EDF sur le risque de black-out cet hiver. Fort heureusement, pas de vague de froid cet hiver... On a eu chaud !

4.3.3. Chasses EDF de l'Isère / Chasses CNR du Rhône...

Une dernière illustration possible de la judiciarisation à venir concerne les chasses des retenues. Cette manœuvre d'exploitation provient du fait que les nombreux sédiments charriés par les rivières pendant les crues se déposent dans les retenues et finissent par les envaser. L'Arc, particulièrement riche en sédiments, a ainsi envasé bien des barrages sur l'Isère Aval. Quand les exploitants veulent chasser, une coordination se met en place, mais l'Isère (gérée par EDF) se jette dans le Rhône (géré par la CNR). Ces manœuvres délicates ont déjà fini au contentieux (deux affaires successives) avec des jeux de dupe pour obtenir les plus gros dédommagements. Au final, bien sûr, ce sont les usagers qui en paient les frais.

La gestion sédimentaire de la confluence Isère Rhône fait l'objet de deux contentieux juridiques successifs depuis la séparation EDF et CNR.

4.3.4. Petite illustration dans le Sud-Ouest entre ENGIE et EDF...

Point n'est question de la CNR ici, mais de la SHEM. Qu'importe, on parle toujours d'ENGIE... C'est Jacques Masson qui nous a raconté cette histoire : le barrage de Marège, de la SHEM, est situé entre Liginiac et St-Pierre, sur la Dordogne. L'usine de Marège, une usine de la SHEM, était exploitée par EDF avant 2001, comme on l'a vu au paragraphe 1.4. Et EDF, exploitant Marège, y a construit une seconde usine, St Pierre de Marège, pour faire de la pointe optimisée. L'utilisation en parallèle de Marège et de St Pierre de Marège n'a de sens que si les deux usines sont exploitées par le même opérateur. Depuis 2001, c'est ENGIE qui a récupéré Marège, et St Pierre de Marège, restée propriété d'EDF, a perdu toute utilité...

4.4. Preuve n°4 : Conséquences de la Contractualisation Impossible

Michel Poupart, ancien Animateur Sûreté Hydraulique d'EDF, nous signale que dans certains pays, les craintes d'une contractualisation impossible sont déjà une réalité, et les conséquences se paient déjà au prix fort :

Citation – « Aux Etats-Unis, comme en Scandinavie, quand l'État change une réglementation (exemple de la loi sur l'Eau en France, qui a augmenté significativement les débits réservés dans les rivières – débit minimal pour la préservation des écosystèmes – en les portant au dixième du module), si rien n'était prévu dans les contrats initiaux, les exploitants demandent à l'Etat de contribuer financièrement à la mise en conformité de leurs installations (si impact sur le dimensionnement des organes de sécurité par exemple) ou au manque à gagner résultant de la nouvelle loi (dans le cas des débits réservés, moins d'eau disponible pour la production d'électricité) ».

Michel POUPART, animateur de la Sûreté Hydraulique à EDF de 2002 à 2007

A toute petite échelle, Gérard Casanova se souvient d'un exemple flagrant qui démontre que donner un barrage au privé peut le dévier de sa mission première...

Illustration - le barrage de Montbel, dans le Piémont de l'Ariège

par Gérard Casanova, ex-Délégué Régional EDF pour le Grand Sud-Ouest

Anecdote savoureuse dans le Piémont de l'Ariège, où le barrage de Montbel a été construit pour l'agriculture et le soutien d'étiage (l'été, donc), jusqu'au moment où le gestionnaire de ce barrage a eu l'idée d'y installer une turbine au pied... On s'est bien vite aperçu que la turbine avait tendance à fonctionner beaucoup plus en hiver qu'en été... La seule chose dont on est sûr, c'est que si un opérateur privé récupère un barrage, ce sera pour engendrer le maximum de profits dans sa gestion.

4.5. Preuve n°5 : EDF déjà Défaillant pour Préparer sa Privatisation

EDF a déjà connu deux périodes dans son histoire longue de l'hydro-électricité, pendant lesquelles sa mission de concessionnaire a de bonnes raisons d'être interrogée. Ainsi, en décembre 1996, la première directive sur l'ouverture du marché de l'électricité lance-t-elle une période où EDF diminue drastiquement sa politique de maintenance dans l'hydraulique. Les budgets de maintenance tombent au plus bas :

Citation - « Ce défaut de maintenance, vécu dans l'hydraulique, aurait pu être interprété comme un défaut d'obligation du concessionnaire. Un tel comportement devrait ne jamais pouvoir avoir lieu. À EDF, il a duré plus de 10 années ! On est tombés en-dessous de 60M€ de budget annuel de maintenance de l'ensemble du parc ! SUPER-HYDRO est typiquement un projet qui ne devrait jamais avoir eu besoin d'exister. C'est un rattrapage de ces années sombres ».

Jean François ASTOLFI, Directeur Hydraulique d'EDF de 2005 à 2014

Super-Hydro est le projet qui tente depuis de compenser ces années sombres. On chiffre ainsi à 800 M€ le surcoût de remise à niveau engendré par ces économies.

Illustration – L'accident de Tuilières

par Jean-François ASTOLFI, Patron de l'Hydraulique d'EDF de 2005 à 2014

Dans la nuit du Samedi 28 au Dimanche 29 janvier 2006, vers 3 heures du matin, la rupture d'une vanne du Barrage de Tuilières a libéré 5 millions de m³ en quelques heures. Si elle s'était produite en journée, en plein été, avec des touristes à l'aval, elle aurait probablement fait de nombreuses victimes et la "une" du journal de 20h. Sa remise à niveau a coûté à elle seule (EDF gère 450 barrages) plus de 50% du budget maintenance de l'époque... On a donc déjà les prémises de ce que peut provoquer une baisse des budgets de maintenance quand les raisons économiques (austérité) l'emportent sur les préoccupations de sûreté.

D'autres problèmes (conduite forcée de Pragnères, transformateurs de Grand'Maison, explosion en série de disjoncteurs en porcelaine dans les postes) ont tristement illustré cette période où EDF devait montrer patte blanche pour "réussir" sa privatisation.

Il poursuit : dans les années 90, principalement à cause de difficultés financières (tarifs de vente d'électricité pas à la hauteur des besoins d'EDF), EDF s'est lancé dans une politique de réduction des coûts extrêmement sévère (y compris sur les effectifs...). Tous les parcs en ont souffert (le thermique, le nucléaire - projet correctif plus tard, appelé O2EI sauf aspects sûreté, mais frontière délicate à définir - et l'hydraulique bien sûr).

Et quand on parle sûreté hydraulique, tout le monde se limite à penser « accident du barrage de Malpasset », alors que la problématique sûreté dans l'hydraulique est bien plus large (conduites forcées, vannes...). JFA est arrivé à la fin de cette période sombre. Et l'accident de la rupture de vanne de Tuilières, sur la Dordogne, est arrivé au bon moment pour lui pour convaincre la direction d'EDF d'arrêter de jouer avec le feu.

Le rapport de Capital sur la santé des barrages français, en 2007, même s'il était entâché d'erreurs et d'approximations très grossières, et même s'il a été en grande partie contredit par un rapport de l'Office Parlementaire, a quand même eu un effet catastrophique sur l'opinion publique et la perception d'EDF aux yeux du plus grand nombre.

Au moment où Jean-François Astolfi a pris les rennes de la production hydraulique, il est arrivé dans un milieu industriel où tout le monde avait conscience de l'absurdité de cette baisse drastique de la maintenance, mais aussi où tout le monde dans les équipes hydrauliques était épuisé de l'avoir dit et redit, et la phase dominante était sans conteste la résignation.

Rémy Garçon, notre Expert Hydro-Météo, s'en souvient lui aussi : EDF n'a pas toujours été irréprochable... À EDF dans les années 1990, grosse restriction des dépenses, au-delà du raisonnable, notamment dans l'hydraulique. Était-ce pour montrer patte blanche ? Était-ce pour rendre EDF actionnarisable, privatisable ? Était-ce pour démontrer qu'on avait nous aussi des managers, des vrais ? Cela a beaucoup choqué dans le corps de l'entreprise dont la culture était essentiellement technique jusque là (ce qui n'empêchait pas l'optimisation économique).

Dès les années 93-94 (sous Bergougnoux), l'objectif annoncé et tenu a été de réduire (pendant plus d'une décennie) de plus de 7% par an le budget de maintenance, pour finir par le réduire à peau de chagrin (cf témoignage de Jean-François Astolfi, ndlr). La conséquence de cette gestion inconséquente sera évidemment SUPER-HYDRO (560 M€ investis entre 2007 et 2011). Super HYDRO existe d'ailleurs encore.

Beaucoup d'accidents et de presque accidents assez costauds, en hausse constante sur la période, le plus célèbre étant bien sûr la rupture de la vanne de Tuilières sur la Dordogne (c'est la goutte qui a fait déborder le vase vers SUPER-HYDRO), mais grosse liste, des incidents transfos sur Grand-Maison en passant par les ruptures de conduites forcées de Pragnères. Le 28 janvier 2006, par chance de nuit et en janvier, une vanne du

Rapport SUD-ÉNERGIE – Paroles d’Expert.e.s EDF – Hydro-Électricité - 4° PARTIE - LA PREUVE DANS LE DÉJÀ-LÀ barrage de Tuilières est donc emportée. Les conséquences pour l’image d’EDF sont désastreuses : avec en apothéose l’article de Capital du 22 février 2007, fuitant un rapport EDF.

4.6. Preuve n°6 : EDF à nouveau Défaillant devant l’Incertitude des Renouvellements

Ces derniers temps, une nouvelle période menaçant notre mission de Service Public, engendre la même consternation chez les salariés, jusqu’au plus haut niveau, à cause des incertitudes liées au renouvellement des concessions. Avec le statut d’EDF (Société Anonyme) qui l’amène à se fixer davantage d’objectifs financiers (cash flow positif) que techniques, EDF se remet à négliger des ouvrages qu’il risque de perdre bientôt. Les choix sont faits dans la logique Profits and Losses déployée ces derniers temps dans l’hydraulique. Cette logique à court terme accepte de dégrader les performances, voire carrément d’arrêter de faire tourner des groupes pas rentables financièrement.

Citation - « Les performances sont volontairement laissées à l’abandon, elles se dégradent, la position d’EDF revenant à dire : tant pis si on va jusqu’au contentieux. La maintenance est aujourd’hui priorisée selon un axe prioritaire : est-ce qu’on risque de perdre tel ou tel aménagement ? ».

Expert en Stabilité de Réseau à la DTG

Deux exemples peuvent illustrer cette gestion à court terme :

Illustration - Deux incidents ont émaillé l’hiver tendu de 2016-2017

par un expert en stabilité de réseau à la DTG

Avec des problèmes sur Revin et sur Le Cheylas (où 2 transformateurs ayant été mis hors d’usage sur avarie). Au final, la Direction était sur le point de laisser tomber des groupes de Revin et du Cheylas en les arrêtant définitivement (sorte de mise sous cocon). Heureusement, il fallait pallier le déficit temporaire de production nucléaire, et par ailleurs Revin et Le Cheylas interviennent dans des scénarios de renvoi de tension (pour 4 CNPE concernant Revin : Cattenom, Chooz Nogent et Gravelines – et pour Bugey concernant le Cheylas). Cette situation a démontré l’intérêt d’un parc mixte intégré, et surtout d’une vision industrielle à moyen et long termes qui ne semble pas très compatible avec la démarche en cours de Profits and Losses. Mais la poursuite de la rénovation de Revin est toujours incertaine (gros travaux de rénovation alternateur, contrôle commande,...)

Un autre expert, du CIH, en électromécanique, nous livre à peu près le même témoignage : « devant l’indécision des dirigeants, il est évident que la position d’EDF tend à limiter la dispersion et à se concentrer sur les centrales importantes à fort enjeux. Par conséquent nous sommes passés de l’objectif « gagner toutes les concessions » à l’objectif « parvenir à participer aux appels d’offres pour les centrales stratégiques et essayer de perdre le moins de concessions ». Mais avec cette mise en concurrence, EDF SA veut en profiter également pour perdre les non rentables. Ce ne sera pas possible si la logique des concessions par lots (par vallées) est réalisée. La mise en concurrence non décidée ne permet pas d’envisager avec quelques perspectives d’avenir, le comment investir dans les centrales et sur quels matériels. Ce stand-by dégrade les performances des centrales et biaise très sérieusement les choix de maintenance qui pourtant sont urgents. Ainsi, et notamment sur les matériels électriques et hydromécaniques, nous laissons pourrir la situation, en limitant les dépenses au maximum, dans l’attente de cette soi-disant mise en concurrence. De ce fait, l’État, qui reste l’actionnaire majoritaire d’EDF, tire une balle dans le pied d’EDF (comme il l’a peut-être aussi fait avec la SNCF). Ceci affaiblit l’entreprise en figeant la situation ». Il en est de même sur nos projets d’investissements de type suréquipement, qui sont stoppés sur les concessions bientôt mises en concurrence.

Marion Parise, Experte en Contrôle Mécanique des Conduites Forcées à la DTG, décrit, côté vision de long terme, comment on voit déjà arriver (depuis fin 2015, comme par hasard...) des raisonnements industriels de court terme. On ne cherche plus à investir sur des matériels qui durent longtemps mais sur des matériels qui

Rapport SUD-ÉNERGIE – Paroles d'Expert·e·s EDF – Hydro-Électricité - 4° PARTIE - LA PREUVE DANS LE DÉJÀ-LÀ
peuvent remplir la fonction vite et pas cher, à « un horizon de temps d'actif industriel ». Pas très développement durable et pas du tout patrimonial...

Pour ceux qui se dégradent, on ne cherche plus à assurer leur pérennité en faisant de la maintenance préventive qui permet d'étaler dans le temps l'investissement qui nous permettra d'en profiter longtemps, mais à s'assurer qu'il remplit la fonction en sûreté pour une durée qui permet d'aller jusqu'à la fin de concession sans trop d'ennuis, mais pas plus. Quel que soit le nouvel entrant sur la concession (EDF y compris) il y aura immanquablement un réinvestissement à faire puisque le matériel sera un peu en bout de course.

Zéro bénéfice pour le client final : de la même façon qu'avec Super-Hydro, il faudra s'attendre dans un premier temps à des frais de remise à niveau. Et également à des contentieux pour EDF lorsque EDF va perdre les concessions

4.7. Preuve n°7 : EDF, Société Anonyme depuis 2004, Mute en Acteur Privé

Un nombre important de personnes interrogées a évoqué (anonymement, bien sûr) le changement radical ces dernières années des cadres dirigeants d'EDF, autrefois des industriels, amoureux de la technique, issus de l'entreprise EDF et des métiers dont nous vous avons parlé (production, ingénierie, recherche...) et investis de notre mission de Service Public, et remplacés depuis peu par des financiers (les meilleurs exemples sont sans doute Antoine Cahuzac, directeur sortant du Pôle Énergies Renouvelables, et précédemment directeur d'HSBC France, ou François Roussely, le patron d'EDF au moment de sa privatisation partielle, devenu vice-président du Crédit Suisse en Europe, puis parti rejoindre come associé Jean-Marie Messier chez Messier Maris et Associés) qui nous font muter progressivement de visions et d'enjeux à long terme, où les experts techniques, précisément ceux qu'on a interrogés, avaient toute leur place, et étaient fréquemment interrogés, vers des visions court-termistes (objectif de retour à un cash flow positif sous 2 ans), où ces mêmes experts ont le blues, et s'interrogent sur leur place, et constatent trop souvent leur mise à l'écart des processus de décision. *EDF est donc déjà privatisé partiellement depuis 2004. Et la direction se tourne depuis plusieurs années déjà sur l'économie comme priorité. On le voyait sur la maintenance des installations. Les concessions bientôt terminées se voient dotées d'un budget minimaliste pour maintenir les installations. Sur les concessions qui se terminent plus tard, il y a une volonté d'économie, mais moindre. Ce qui est plus alarmant, c'est que la volonté d'économie se traduit par une minimisation de l'ingénierie. Des contrôles de maintenance au rabais, une augmentation de la sous-traitance amènent forcément des défauts de contrôles et donc des travaux qui sont parfois moins pérennes. C'est logique pour une entreprise qui n'a une concession que sur une certaine durée, mais ce n'est pas une vision à long terme.*

Du fait des pressions déjà induites par la logique économique court terme, sous-jacente au contexte de mise en concurrence, et qui ne manquera pas de s'amplifier en cas de mise en œuvre des injonctions de l'Union Européenne et du Gouvernement, la direction d'EDF tend depuis quelques années à minimiser de plus en plus les aspects écologiques et sociétaux au profit de la rentabilité économique à court terme. EDF annonce même son intention de faire payer les services de l'eau aujourd'hui gratuits (vis-à-vis des agriculteurs, des collectivités, comme le maintien d'une cote touristique).

Citation - « on constate déjà sur le terrain une dégradation des relations, par exemple avec les pêcheurs sur la vallée de l'Ain, ou après pas mal d'années de progrès et de confiance, la situation se tend fortement sur la gestion des éclusées et des niveaux des lacs (des plaintes ont d'ailleurs été déposées récemment). »

Expert du Service Environnemental et Sociétal du CIH

- ⇒ À ce jour on constate que les exigences environnementales de la part des collectivités et administrations sont supérieures quand il s'agit d'un gros opérateur comme EDF. Cela permet de tirer les actions de progrès par le haut. En revanche, il y a beaucoup plus de laxisme pour un petit concessionnaire.
- ⇒ Le fil conducteur économique de la gestion dans ce domaine E&S était moins marqué que dans le génie-civil, mécanique, électro-mécanique et contrôle commande il y a quelques temps (2ans), mais il devient clairement prédominant au détriment de l'intérêt commun du partage de l'eau, de l'écologie.
- ⇒ D'ailleurs ces mots "multi-usage, sociétal et environnement" disparaissent des discours des directeurs de la direction hydraulique d'EDF (DPIH).
- ⇒ Nous avons séparé le nucléaire, l'hydroélectricité et le transport d'énergie. Ainsi les flux d'énergie qui avant permettaient de compenser les pointes et les creux, deviennent des flux d'argent. Par exemple les STEP (stations de pompage pour remonter l'eau dans les retenues) aujourd'hui ne sont pas rentables car au lieu de gérer les flux d'énergie, on gère des flux financiers vu qu'on doit payer le transfert, des dédommagements...
- ⇒ On vit déjà aujourd'hui les conséquences de multiplicité des concessionnaires sur un même cours d'eau, avec la CNR et la Suisse sur le Rhône : des compensations financières énormes sont en permanence négociées pour la sûreté nucléaire (refroidissement des centrales). Ce sont plusieurs millions d'euros de compensations annuelles, que le contribuable paye. Plus il y aura d'opérateurs, plus ces gestions financières seront lourdes et coûteuses.

4.8. Preuve n°8 : Ingénierie déjà Défaillante à l'Époque où les Méthodes Naissaient

Dans cette partie, on pointe une défaillance de l'ingénierie liée à l'incertitude météo. Cette anecdote, vécue par Jacques Masson, alors patron de l'Unité Régionale de Production hydro-électrique Méditerranée, date, il est vrai de presque 30 ans. Mais on peut imaginer que de telles erreurs puissent se reproduire aujourd'hui, si l'ingénierie est morcelée, et se dégrade, pour certains exploitants moins bien armés que d'autres.

Illustration - Serre-Ponçon presque vide à l'été 1990 (son pire souvenir d'exploitant)

par Jacques Masson, alors patron de l'Unité de Production Méditerranée

1989 fut une année très sèche, où il fut bien difficile de remplir Serre-Ponçon pour l'été (contrainte de cote non contractuelle), mais on y est presque arrivés, par une gestion prudente des turbinés au printemps.

L'année d'après, en 1990, le printemps voit la retenue turbiner beaucoup, sur la base de prévisions d'apports DTG (prévisions liées à la quantité d'eau libérée par les reliefs lors de la fonte des neiges) ultra sur-estimées. Le premier juillet, on constate un creux de 13 mètres ! Avec toujours l'obligation de réserver 200 hm³ (et un peu plus pour les années de sécheresse) pour l'agriculture si l'été est sec, ce qui ne manque pas d'arriver dans le quart Sud-Est du pays...

Les plaintes des élus ne se font pas attendre. Et dès le début, EDF annonce qu'il n'utilisera pas le réservoir à des fins énergétiques (produire du kWh...). Mais l'agriculture a eu besoin des 200 hm³ auxquels elle a droit, et par cette unique raison, la retenue de Serre-Ponçon a fini l'été avec 20 mètres de creux !

Deux élus se mettent à la tête de la contestation officielle contre EDF : un jeune loup président du Conseil Général, mort depuis, Bayrou, et un député des Hautes Alpes, Patrick Ollier (compagnon de Alliot Marie), parachuté là faute de pouvoir se faire élire à Rueil Malmaison). EDF est irréprochable au sens de la loi (seule la retenue d'Embrun a des obligations pour le tourisme d'été, la retenue de Serre-Ponçon n'étant quant à elle mobilisable légalement que pour l'agriculture – loi de 1955).

Au pire moment des tensions estivales, le préfet a réuni tout le monde, a bien évidemment donné la priorité à l'agriculture (irrigation prioritaire). EDF a négocié avec les élus qui voulaient contraindre EDF à garantir bénévolement le remplissage 9 années sur 10, suite à ces deux années sèches avec des apports surestimés. Depuis, les outils de prévision d'apport se sont tellement affinés qu'EDF, sans rien promettre, garantit bien plus que 9 chances sur 10 de remplissage. Ces accords tacites n'ont résulté que de la prise en compte consentie par EDF des contraintes des autres.

Les élus de l'époque ont affirmé que 40% du chiffre d'affaire du tourisme d'été du département des Hautes-Alpes résultait de l'exploitation du lac de Serre-Ponçon ! Sans doute ont-ils légèrement surestimé ce chiffre pour faire plier le préfet, mais quand même... cf article de Jacques Masson sur le sujet pour IED : « la Durance, réalisation exemplaire, mais sous contraintes ! ».

Dans cet exemple, on imagine la catastrophe touristique qu'entraînerait aujourd'hui une gestion ratée par insuffisance des fonctions d'ingénierie support. Pour mieux illustrer ces conséquences désastreuses, on a fait appel à notre plus grand Expert du lac de Serre-Ponçon à la DTG, Pierre Bernard, qui nous a ramené d'un périple là-bas ce printemps, des images de ce que serait un lac de Serre-Ponçon vide l'été, et qui parlent d'elles-mêmes :



4.9. Preuve n°9 : Ingénierie déjà Défaillante, à l'Époque où Elle Était Morcelée

Il nous a fallu aller rencontrer un ancien directeur du CIH, Jean-David Méchali, pour nous rendre compte que *l'ingénierie morcelée, ça avait déjà existé à EDF*. À la DTG, en effet, seule unité d'EDF qui existe depuis l'origine, comme on est eu peu passés à travers les gouttes des réorganisations perpétuelles de la maison, on n'en avait pas vraiment conscience. Mais le CIH (très récent, dans l'histoire d'EDF, puisque créé en 2001 par Jean-François Astolfi), a dans son histoire déjà vécu une ingénierie morcelée et désoptimisée.

Pour mieux comprendre tout ça, commençons par un peu d'histoire...

4.9.1. EDF a tenté de se mettre à l'abri d'une casse organisée...

C'est en tout cas la vision de Gérard Casanova, ancien Délégué Régional EDF pour le Grand Sud-Ouest. Dès le début des années 1990, alors qu'il était encore patron de l'unité Énergie Sud-Ouest, il se souvient de Pierre Delaporte, Président d'EDF de 1987 à 1992, qui, rentrant d'un congrès en Écosse, leur avait dit :

Citation - « On nous prépare un massacre à la tronçonneuse ! ».

Pierre DELAPORTE, président d'EDF de 1987 à 1992

Tout cela rejoint un peu le paragraphe 1.3 (EDF, un modèle à abattre...). *Par la suite, Jean Bergougnoux a voulu regrouper les différents métiers (sauf le nucléaire... sans doute moins exposé), pour rendre EDF incassable, insécable, c'était là son idée. Ainsi, dans son unité énergie, Gérard Casanova avait 3 sous unités*

Rapport SUD-ÉNERGIE – Paroles d'Expert.e.s EDF – Hydro-Électricité - 4^e PARTIE - LA PREUVE DANS LE DÉJÀ-LÀ (hydraulique), 1 sous unité (thermique classique) et 2 sous unités (transport). Mais il a suffi d'attendre la fin du XX^e siècle, moins de 7 ans après, pour voir tout ça voler en éclat.

Le but de Jean Bergougnoux était que chacun à sa place, quel que soit son métier, prenne conscience qu'on avait en bout de chaîne un client (consommateur privé, qui souhaitait le kWh le moins cher possible - ou client industriel, qui avait besoin d'une fiabilité sans rupture d'approvisionnement, un des exemples étant celui des papetiers, pour qui l'arrêt d'une machine à papier est une catastrophe), et que chacun, à sa manière, pouvait contribuer à cette mission de service public au cœur des priorités d'EDF. Aujourd'hui, Gérard Casanova ne peut que constater l'évolution en cours... [Tout est redécoupé aujourd'hui, avec la démarche P&L - Profits & Losses - déployée dans chaque unité, chacun a localement l'obligation d'avoir un résultat financier immédiat... ndlr].

4.9.2. Effet secondaire : moins de conscience hydro-électrique à la tête de l'entreprise...

Quand Jacques Masson nous a raconté la naissance du premier gros concurrent d'EDF dans les années 2000, SUEZ devenu ENGIE (que SUD-ÉNERGIE considère vraiment comme un virage raté pour l'intérêt général), concernant l'inaction d'EDF sur ce dossier, il a bien sûr évoqué l'idéologie politique en œuvre, mais il a également pointé une conséquence fâcheuse de la parade du précédent paragraphe : l'érosion d'une conscience hydro-électrique à la tête d'EDF. On l'écoute :

À l'époque, il faut dire qu'il y avait peu de monde à Paris pour s'occuper de l'hydro-électricité : le service de la production hydraulique (SPH) n'existait plus et il n'y avait qu'un directeur délégué [Jacques Masson lui-même, ndlr...] identifié comme hydraulicien, noyé dans une organisation complexe (la DEPT – production – surtout nucléaire, mais aussi thermique classique et hydro + transport !).

Avant l'accident du Drac (décembre 1995), à Paris, l'état-major d'EDF n'imaginait pas l'hydro-électricité comme potentiellement clé. Avec les questions d'image associées, cet accident a un peu réveillé la direction d'EDF sur ce sujet. À l'époque, le CIH n'existe pas encore (regroupement à venir du CNEH et des services ingénierie hydro des USI, les Unités Service et Ingénierie – qui contenaient en leur essence l'idée – irréaliste – d'une possible transversalité entre thermique, hydro et transport. Dans les faits, ces domaines ont simplement cohabité dans les USI. Pas de synergie obtenue, mais ça, les techniciens le savaient avant la réforme qui créa les USI). Le CIH sera créé en 2000, sur un projet de Jean-François Astolfi et de Jacques Masson, et par décision de Bernard Dupraz, une division hydraulique sera créée à EDF en 2004.

Avant cette période, le SPH (Service de la Production Hydraulique) contenait 8 GRPH (Mulhouse, Marseille, Grenoble, Annecy, Toulouse, Béziers, St Étienne et Brive) + une 9^{ème} unité, la DTG ! Côté ingénierie conception, rien au SPH : le CNEH appartient encore à la Direction de l'Équipement qui a encore un sens... Dans les GRPH, des Services Études et Travaux sont là pour réaliser de petits travaux et des suréquipements qui n'intéressent pas la Direction de l'Équipement.

En 1993, arrivée de Jean Bergougnoux à la tête de l'entreprise, et la DPT de Bénat devient la DEPT d'Albert. À part pour le nucléaire qui demeure géré à part, le reste des métiers est regroupé régionalement, avec les UE (unités énergie) qui regroupent transport, thermique classique et hydraulique. Quand RTE s'est affirmé (1999-2000), un lent processus s'est entamé pour associer les transports avec les mouvements d'énergie pour petit à petit arriver à la création de RTE (Système Électrique).

C'est Bergougnoux qui a eu cette idée de réorganisation par région plutôt que par filière, et Bourdier (patron de l'hydro devenu patron de l'environnement) voulait faire venir à Paris Jacques Masson pour une organisation qu'il lui présentait comme conçue pour durer 50 ans ! Dans les faits, la DEPT est née en 1993, et le départ de RTE (qui a conduit à sa perte), Jacques Masson le date à 2000 +/- 1 an... Toujours est-il que pendant ces 7 à 8

*Rapport SUD-ÉNERGIE – Paroles d'Expert·e·s EDF – Hydro-Électricité - 4° PARTIE - LA PREUVE DANS LE DÉJÀ-LÀ
années pendant lesquels s'est déroulé ce rendez-vous manqué avec l'histoire, la direction d'EDF n'avait pas de
direction métier de l'hydro-électricité.*

*Jean Bergougnoux avait cette idée de casser les cultures métier, de favoriser la transversalité, ...
C'est donc seulement en 2004/2005 que l'Hydraulique a retrouvé une réelle Direction, confiée à Jean-François
Astolfi. Il faut noter que l'accident du Drac en décembre 1995 a fait prendre conscience de l'importance de
l'hydraulique et c'est à ce moment qu'a été lancé le concept de sûreté hydraulique.*

Jacques Masson se souvient avoir organisé en 1996, quelques mois après l'accident du Drac, un colloque
sûreté hydraulique, à la Grande Arche de la Défense à Paris. A cette occasion, il fait venir Pierre Carlier, patron
du nucléaire, pour qu'il leur parle de la culture sûreté du nucléaire.

4.9.3. Conséquences d'une ingénierie morcelée (période 1993-2001)...

Ce qu'on peut retenir de cette période, c'est que l'ingénierie hydraulique s'est trouvée dispersée, de fait entre
beaucoup d'acteurs, dispersés dans plusieurs divisions différentes, et quiconque connaît EDF, sait que la
transversalité entre les divisions n'est pas à proprement parler le fort de notre entreprise.

Maintenant que les anciens ont planté le contexte, suivons la réflexion de Jean-David Méchali, patron du CIH
de 2010 à 2015 :

ASPECTS NON ABORDÉS DANS CETTE LOI...

*Le statut et l'avenir des ingénieries n'est pas traité, et c'est sans doute là un oubli majeur aujourd'hui sur le
dossier pour JDM et ses 5 années d'expérience à la tête d'une unité d'ingénierie de la DPIH :*

⇒ *quid de l'optimisation apportée par une ingénierie intégrée et unique ?*

⇒ *quel rôle réserver à l'ingénierie et comment l'organiser dans une mise en concurrence ?*

⇒ *quel avenir pour le modèle existant (intégré et unifié d'ingénierie de maintenance comme de conception) ?*

Toutes ces questions restent étonnamment ouvertes.

TRÉSOR D'UNE INGÉNIERIE RASSEMBLÉE ET INTÉGRÉE...

*Une des forces d'EDF réside dans sa capacité à traiter l'ensemble des métiers de l'ingénierie et de
l'exploitation, de la conception jusqu'à la maintenance...*

Aujourd'hui, nous savons identifier la richesse de cette vision nationale sur l'ensemble des problématiques.

*Des programmes ambitieux de rénovation et de maintenance, comme SUPERHYDRO , qui fixe la sûreté des
ouvrages comme objectif prioritaire en renforçant leur performance , ou RENOUVEAU qui tend à améliorer le
fonctionnement des installations et les pratiques de maintenance des équipes qui les pilotent , n'ont pu être
mis en œuvre de façon cohérente qu'avec cette vision d'ensemble.*

*Mener des projets à certains endroits tout en conservant en mémoire ce qui s'est déjà fait ailleurs est tout
simplement essentiel pour une meilleure efficacité des services rendus par l'hydro-électricité, et rien n'est
pensé aujourd'hui sur la perte de cette capacité d'avoir une vision globale qu'une mise en concurrence pourrait
engendrer.*

Sur le plan du maintien des compétences, il existe évidemment au CIH des métiers rares :

⇒ *en matière de génie-civil, rares sont ceux qui savent correctement appréhender le comportement des
ouvrages anciens qui composent le parc ;*

⇒ *en matière de mécanique aussi, qu'il s'agisse de la modernisation de turbines ou de grandes vannes par
exemple ;*

⇒ *le même constat existe également en électricité pour le fonctionnement des alternateurs ou en contrôle
commande pour la conduite à distance d'aménagements liés pour ne citer que ces exemples.*

Cette richesse de compétences au sein d'une entité unique, résultant des économies d'échelle envisageables uniquement quand on possède cette vision globale, risque de s'affaiblir ou se perdre à terme si les acteurs sont dilués.

D'autres métiers, (connaissance du milieu aquatique, sujets environnementaux et sociétaux), développent au sein du CIH des niches de savoir tout aussi clé et menacés également dans leur performance en cas d'éclatement du secteur.

Et bien évidemment, ces problématiques CIH sont faciles à étendre à la DTG, sœur du CIH dans l'ingénierie, et sujette aux mêmes risques...

JDM s'étonne qu'un sujet aussi vital n'ait pour l'instant pas été suffisamment intégré dans la réflexion : l'organisation et la compétence des groupes qui se présenteront en répondant aux appels d'offre est évoquée dans la loi, à l'exception notable des aspects d'ingénierie et/ou de globalisation de ces savoirs supports pour le bien public.

La multiplication des acteurs affaiblira cette capacité de réponse globale à l'enjeu hydro-électrique, intégrant une bonne connaissance des problématiques d'exploitation, et va amener à se réinterroger pour trouver de nouvelles formes d'organisation. Pourquoi pas mais que d'énergie perdue qui pourrait plus utilement être dédiée à l'efficience du process hydro-électrique en soi !

DE L'IMPORTANCE DU BENCHMARK... ET DE LA RECONNAISSANCE D'EDF A L'ÉTRANGER

JDM se fonde sur sa grande expérience à l'international pour pointer que nous avons beaucoup à apprendre des ingénieries étrangères. Cela nous permet notamment de lutter contre la force des habitudes. Nous avons, au fil du temps, perdu ce réflexe de savoir expliquer nos choix de conception, pourquoi telle solution plutôt qu'une autre. Et pourtant, se réinterroger sur la méthode et sur les pratiques, avec en ligne de mire le croisement de nos habitudes avec des pratiques externes, tout cela est très riche...

En parallèle, les fruits de la réunification de l'ingénierie, regroupant l'ensemble des métiers, ont été indéniablement une force (rare et reconnue) pour EDF dans l'obtention de marchés à l'international.

À l'international et plus généralement hors périmètre des ouvrages EDF, l'ingénierie hydraulique d'EDF est présente et se frotte à d'autres modèles d'ingénierie puissantes et reconnues qui savent bien évidemment répondre aux appels d'offre, mais il leur manque souvent la connaissance fine de l'exploitation, dans sa compréhension globale. La force de l'ingénierie d'EDF dans le monde est vraiment cette intégration conception + maintenance + connaissance de l'exploitation, qui en font un atout majeur, notamment pour les problématiques de sûreté hydraulique, de performance ou de fonctionnement. Cet atout, nous devons nous battre pour le conserver et le renforcer.

Cette vision d'ensemble permet également de saisir que les enjeux ne sont pas tous d'ordre purement techniques. Ainsi, l'ingénierie s'est-elle largement diversifiée dans le temps. Le regroupement des ingénieries dispersées a ainsi permis de moderniser notre ingénierie, et de faire émerger de nouveaux métiers, moins traditionnels, l'ingénierie environnementale et sociétale, ou l'optimisation de la valeur économique au sens large. La création de filières d'expertise dans ces domaines est quelque chose de nouveau, et de possible uniquement quand on atteint une certaine taille/maturité (d'où le trésor de ce regroupement début XXI^e siècle).

A noter que ces injonctions à « se frotter au marché », « travailler hors de notre zone de confort » se retrouve souvent dans la panoplie argumentaire pour la mise en concurrence. Se confronter à d'autres savoir-faire et à d'autres contextes est évidemment un processus sain pour l'ingénierie notamment, mais qui peut (et doit) s'inscrire dans le cadre général d'une gestion publique et intégrée du parc, au service de la collectivité.

COMPARAISON DTG / CIH

À la DTG, 20 villages techniques d'une trentaine d'individus répartis en trois métiers regroupant à chaque fois une dizaine de personnes. JDM, interrogé sur la situation au CIH, évoque sa structure : 5 sites régionaux (1 par UP) fédérés par le Siège implanté au Bourget-du-Lac. Les sites ont davantage d'autonomie et une bonne connaissance des problématiques locales, mais toutes les compétences n'existent pas. Les équipes savent où

les trouver ailleurs, au Siège qui capitalise l'ensemble des savoirs ou sur un autre site, et il devient facile de les mobiliser nationalement, du coup. Ces compétences sont ainsi mutualisées et partagées de manière efficiente lorsque présentes au sein d'une ingénierie unique.

Pour revenir sur l'importance d'une ingénierie unifiée et sur les bienfaits d'un CIH réuni, la DTG, de son côté, a toujours existé, dans son modèle intégré, en démontrant son efficacité. Deux façons distinctes de prouver l'importance d'une ingénierie intégrée dans l'hydraulique, donc, avec le CIH d'un côté où l'éparpillement a posé de nombreux problèmes avant la réunification, et la DTG, présente depuis toujours, et donnant depuis toujours pleinement satisfaction aux exploitants, dans ce schéma d'organisation unifié.

***CINQUIÈME PARTIE
CONSÉQUENCES À PRÉVOIR...
SI ON LAISSE FAIRE***

5. Conséquences à prévoir... si on laisse faire

C'est dans les équipes de chercheurs de la R&D que nous avons trouvé l'essentiel de la matière de cette cinquième partie. La prospective faisant partie de leurs missions, bon nombre de leurs études illustre, de manière complexe, bien souvent, les conséquences néfastes de la mise en place d'une hydro-électricité concurrentielle. Dans toute cette partie, quand on cite sans préciser (*italiques...*), donc, la source est la R&D.

5.1. Conséquence n°1 : Une Désoptimisation Incontournable

Citation - « Pour essayer de garder une gestion du parc coordonnée intégrant différents acteurs, pour garantir le respect des multiples contraintes, il faudrait expliciter toutes les contraintes gérées implicitement, multiplier les clauses contractuelles entre acteurs.

Le coût financier d'une telle contractualisation (appelé coûts de transaction), imputable à la désintégration du système, serait sans doute assez élevé (ne faudrait-il d'ailleurs pas estimer ces coûts et les comparer aux bénéfices attendus pour juger de l'intérêt de l'opération ?) ».

Marc TROTIGNON, Expert Groupe, Ingénieur Sénior et Économiste à la R&D

En cas d'ouverture des barrages à la concurrence, nos chercheurs sont formels : la désoptimisation du système est démontrée. Dans tous les cas, par construction, un optimum global (d'un acteur unique) est toujours meilleur que la somme d'optimums locaux (d'une somme d'acteurs différents).

En univers concurrentiel, les acteurs vont utiliser des modèles simplifiés, même s'ils restent complexes. En particulier, parce qu'ils ne disposeront pas d'une description fine et exhaustive des caractéristiques du parc (malgré des obligations de transparence, impliquant la mise à disposition d'informations sur la gestion du parc), ils utiliseront les connaissances sur leur propre parc, alliées aux prix de marché, censés refléter les coûts marginaux de l'ensemble du parc.

Mais ces prix présentent plusieurs types de simplifications :

- ⇒ *ils ne sont pas scénarisés, pour prendre en compte les aléas ;*
- ⇒ *ils ne sont pas disponibles à la bonne granularité temporelle (horaire) ;*
- ⇒ *Ils ne peuvent pas intégrer dans le modèle la fourniture optimisée des services systèmes (réserve primaire et secondaire, correspondant à des capacités mobilisables très rapidement pour soutenir le réseau).*

Et de nombreuses études montrent que, du fait des propriétés du système électrique, l'établissement d'un programme de production à partir d'un prix de marché, même associé à une connaissance des contraintes locales d'un ouvrage, donnent des résultats sensiblement différents d'un programme de production optimum calculé à partir de l'ensemble des contraintes du parc.

Cette désoptimisation varie, selon le profil de l'ouvrage, selon le profil de la vallée. Elle dépendra des contrats de concession à venir dont on ne sait encore rien. Tout ce dont on est sûr, c'est qu'elle sera significative.

Une étude officielle et succincte a été menée par des experts de l'hydraulique à la R&D d'EDF pour chiffrer les pertes financières dues à la désoptimisation du parc, sur les aménagements des 5 vallées susceptibles d'être mis en concurrence dès cette année : L'Arc (step de Super-Bissorte), Dordogne (l'Aigle), la Cere, le Tarn, le Drac (Isère). Ces pertes (calculée comme l'écart sur le coût de gestion entre un placement du programme d'appel sur signal de prix, comme le feront des opérateurs alternatifs, et un placement résultant des programmes d'optimisation d'un acteur intégré comme EDF, se chiffre à plusieurs dizaines de milliers d'euros.

Cette étude ne demande qu'à être challengée : devant de telles sommes, la moindre des choses est de produire une étude contradictoire avant de mettre en concurrence les barrages. Les outils existent pour le faire.

Jean-François Astolfi, de son côté, se souvient de *Marc Ribière (actuel directeur de la DOAAT) comme fervent convaincu du risque de désoptimisation, si on ouvre à la concurrence le top 10 des vallées hydrauliques (Dordogne, Truyère, Durance, Rhin...).*

Gérard Casanova, quant à lui, nous livre son analyse : *pour lui, il est essentiel qu'EDF conserve la gestion des lacs, parce qu'ils sont déterminants dans les périodes de crise. Et ce sera de plus en plus vrai avec le développement des ENR intermittentes. On avait auparavant une manière de valoriser l'énergie de pointe qui permettait d'aligner les centrales dans un ordre croissant de prix, pour garder les plus chères pour la crise ultime. Aujourd'hui, le marché de l'électricité est régi par une bourse européenne, axée sur le court terme. On se demande si on réfléchit à 3 mois ou à 6 mois... On se retrouve dans une situation de concurrence potentielle forte où les aspects financiers immédiats peuvent l'emporter sur les analyses économiques et stratégiques.*

Et souvent d'ailleurs, à l'aval des lacs, il y avait des éclusées ou du fil de l'eau, qui rapportait encore un petit peu plus, dans la contribution à l'équilibre du réseau. Sur le Massif Central, comme dans les Alpes du Sud, une série de lacs amonts -> aval constituent régulièrement une chaîne capable de réagir instantanément aux problèmes de réseaux. Dans les Pyrénées, il existe des centrales de pointes (genre Pragnères ou L'Hospitalet) qui ont des chutes très fortes, entre 1000 et 1400 m de chute, qui réagissent instantanément. Grosse puissance mobilisable, mais petites retenues de tête => moins de 1000 heures / an.

Si on pense à la chaîne Durance-Verdon, il faudrait être fou pour démanteler ce bijou synchronisé (remarquez, on a bien découpé EDF en rondelles, alors...). Le même raisonnement peut être fait dans les Pyrénées et sur le Tarn, où quelques retenues sont très intéressantes pour un aval très consommateur d'eau et de tourisme.

Nadia Oudjane, mathématicienne à la R&D, qui élabore les méthodes mathématiques intégrées dans les logiciels de calcul de placement de l'eau utilisés à CPO-HYDRO, est sans appel :

Citation - « Satisfaire la demande au moindre coût, dans un système morcelé, impose la seule utilisation du prix de marché par chaque producteur pour optimiser son revenu : la rémunération de sa production. En mathématique, on appelle ça la décomposition par les prix.

Dans un système intégré, comme aujourd'hui, ceci ne constitue que la phase préliminaire, l'initialisation d'une deuxième phase (Apogène) qui coordonne bien plus finement l'ensemble des moyens de production de façon coordonnée, et change radicalement le programme d'appel de chaque moyen de production pour le lendemain.

Sans rentrer dans les détails mathématiques, les contraintes non convexes font qu'on ne s'arrête jamais à cette première phase de coordination par les prix. Regardez un tout petit peu la littérature mathématique sur le sujet, on appelle ça le « unit commitment » : personne, dans le monde, ne s'arrête à cette première phase de décomposition par les prix.

Utiliser le marché pour coordonner des producteurs n'est pas très malin, dans le domaine de l'électricité. Et l'hydro-électricité est le moyen le plus finement optimisé aujourd'hui. En cas d'ouverture à la concurrence, on va l'utiliser de manière très grossière, obligés de s'arrêter à la première phase de décomposition par les prix, qui conduira nécessairement à un planning pas bon du tout, qui ne satisfera pas la demande, et qui coûtera assez cher à la collectivité.

Pour l'usager, ça conduira fatalement à augmenter les prix ».

Nadia OUDJANE, mathématicienne à la R&D

5.2. **Conséquence n°2 : Un Risque de Manipulation des Prix**

Citation - « En situation tendue (i.e. de forte demande ou de problème de disponibilité du parc de production), n'importe quel acteur, même le plus petit, a un pouvoir de marché, donc un pouvoir de nuisance pour la collectivité. Multiplier le nombre d'acteurs ayant ce pouvoir de marché augmente donc le risque de hausse non fondée des prix et le risque de désoptimisation, et affaiblit également la sécurité d'approvisionnement ».

Marc TROTIGNON, Expert Groupe, Ingénieur Sénior et Économiste à la R&D

Pour rester dans le domaine de la gestion du système (et sans entrer encore sur le terrain des investissements et de la maintenance), les risques vont au-delà d'une simple désoptimisation du système par manque de compétence. Il existe un risque réel de manipulation du marché.

Le marché de l'électricité, qui porte sur une industrie de réseau, est particulièrement complexe à organiser. Les multiples ajustements que nous avons vécus par le passé en sont la preuve (mauvais calage des tarifs de rachats des énergies renouvelables, complexité à mettre en place un marché de capacité pour rémunérer les moyens de pointe, effondrement des prix en-deçà des coûts de production fragilisant les producteurs et laissant le champ libre aux traders, etc.).

Ce marché est très fragile car, comme toute industrie de réseau monopolistique (c'est-à-dire dans laquelle le réseau ne peut être dupliqué), sous réserve que le marché ne soit pas surcapacitaire, n'importe quel acteur, même le plus petit, dispose d'un pouvoir de marché très élevé en situation tendue (situation de forte consommation) puisque s'il cesse de produire, il peut provoquer l'effondrement du système et faire donc un chantage aux prix (ce qui s'est produit par exemple en Californie avec le scandale ENRON au début des années 2000).

Plus généralement, l'électricité étant un bien de première nécessité, les acteurs peuvent être incités à organiser la pénurie pour faire monter les prix, la demande ne pouvant pas s'ajuster à l'offre, afin d'éviter ces écueils, la CRE (Commission de Régulation de l'Électricité) impose que le prix soit égal au coût marginal, c'est-à-dire au coût variable de production d'un kWh supplémentaire. (Au passage, les fondements d'un marché libre et non faussé sont donc très loin : le concurrent n'a pas d'incitation à baisser ses coûts).

Les contrôles sont complexes, ils imposent de maîtriser les outils d'optimisation du parc de production. Mais pour l'hydraulique, cette complexité explose, car les contrôles ne portent pas sur les coûts variables de production (nuls), mais sur la Valeur d'Usage de l'eau, dont on a vu qu'elle était issue de programmes très lourds.

La CRE y parvient avec EDF car elle a mis en place une relation de long terme avec EDF, nécessitant un fort investissement. Elle ne pourrait faire de même avec des acteurs multiples. Les acteurs risquent donc de retenir leurs moyens de production pour faire monter les prix, même si ce risque est limité par la situation surcapacitaire actuelle du système électrique et la surveillance de la CRE.

Donc, contrairement à ce qu'avancent certains sans jamais le démontrer, les risques de manipulation de prix seraient accrus avec l'ouverture des concessions à la concurrence, comme le détaille, ci-après Marc Trotignon, expert du fonctionnement des marchés.

Illustration - Le contrôle de la CRE, très rigoureux, interdit tout abus de position dominante d'EDF

par Marc Trotignon, Expert Groupe, Ingénieur Sénior et Économiste à la R&D

Très régulièrement, la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) procède à un contrôle rigoureux des coûts marginaux déclarés par EDF, et qui servent de base à EDF pour faire ses offres sur le marché.

Ce contrôle a nécessité de nombreux échanges entre EDF et la CRE afin que celle-ci puisse s'approprier la connaissance des fondamentaux sous-jacents au problème de la gestion d'une ressource stockable.

Chaque année, la CRE publie l'écart entre les Coûts Marginaux d'EDF et la moyenne des prix de marché, et portent une appréciation sur l'écart. Elle estime par exemple qu'un écart de l'ordre de 2,5%, est raisonnable, qu'il est suffisamment faible pour considérer qu'EDF n'exerce pas de pouvoir de marché.

L'argument selon lequel il faut changer l'organisation de la gestion de l'hydraulique en France car les acteurs actuels sont en situation de pouvoir manipuler les prix de marché par leur action sur les centrales hydrauliques ne tient donc pas.

À la DTG, notre Expert Hydro-Météo, Rémy GARÇON, s'interroge : "si d'aventure on confiait une centrale nucléaire à un opérateur privé, celui-ci ne serait-il pas tenté en période de bas prix de marché d'arrêter sa centrale, juste pour faire monter les prix ?". Jean-Jacques FRY, l'Expert Barrages du CIH, a la réponse : l'histoire a déjà répondu en Suède au début de l'ouverture du marché de l'électricité: les prix de l'électricité après plusieurs années de baisse sont soudainement remontés suite à la fermeture d'une centrale nucléaire.

5.3. Conséquence n°3 : Des Surcoûts Très Élevés Liés à la Multiplication des Acteurs

Citation - « Pour essayer de garder une gestion du parc coordonnée intégrant différents acteurs, pour garantir le respect des multiples contraintes, il faudrait expliciter toutes les contraintes gérées implicitement, multiplier les clauses contractuelles entre acteurs.

Le coût financier d'une telle contractualisation (appelé coûts de transaction), imputable à la désintégration du système, serait sans doute assez élevé (ne faudrait-il d'ailleurs pas estimer ces coûts et les comparer aux bénéfices attendus pour juger de l'intérêt de l'opération ?) ».

Marc TROTIGNON, Expert Groupe, Ingénieur Sénior et Économiste à la R&D

Illustration – Canicule de 2003, impact sur la production nucléaire

par les chercheur·e·s de la R&D

La canicule de 2003 avait révélé des dysfonctionnements liés à un manque de coordination et d'échange d'informations entre la CNR et EDF qui gérait des centrales nucléaires en aval. Un protocole a donc été mis en place pour décrire les informations à échanger et permettre à chacun des acteurs de demander à l'autre des modifications dans la gestion de ses centrales, moyennant compensation financière. Ces demandes de modification sont relativement fréquentes (périodes d'étiage, de canicule).

(Il est à noter que, dans ce cas, les équipes EDF et CNR se connaissent très bien, ce qui facilite les échanges, puisque les salariés « de terrain » de la CNR sont constituées en fait d'anciens salariés d'EDF, qui sont passés à la CNR au moment du transfert de concessions).

Enfin, pour les collectivités concessionnaires, la multiplication des interlocuteurs va engendrer une charge supplémentaire et un suivi plus complexe.

Coûts de duplication

Enfin, la désintégration impliquera une duplication des systèmes, des outils, des données, des équipes travaillant sur l'optimisation du parc (cf paragraphe 3.3). Cela représente des sommes considérables.

5.4. Conséquence n°4 : Risque Inhérent à la Désintégration du Système - Black-Out

La contractualisation ne peut prévenir tous les cas : il subsistera donc des risques de non-respect de certaines contraintes, faute de les avoir anticipées. De plus, cela multiplie les risques de mauvaise coordination entre acteurs. Or la gestion du système électrique, très complexe, nécessite une réactivité très importante de la part de tous les acteurs.

Illustration - Black-Out Italien

par les chercheur·e·s de la R&D

L'ensemble du réseau électrique italien s'est retrouvé en situation de black-out complet en moins de 3 minutes, pour des raisons diverses (mauvaise gestion de la sécurité du réseau par le dispatching suisse, mauvaise coordination entre dispatchings suisse et italien), dont probablement le fait que le pompage italien n'ait pas été arrêté dès le premier contact avec le gestionnaire de réseau italien ETRANS, ce qui aurait vraisemblablement permis d'éviter totalement l'incident. Cet exemple illustre la nécessité d'une parfaite coordination et confiance entre acteurs, rendue bien plus difficile quand le nombre d'acteurs s'accroît. On pourrait également citer le récent exemple de baisse de fréquence sur le réseau (qui aurait pu aller jusqu'au black-out) en raison de mésentente entre le Kosovo et la Serbie, ou l'exemple de la Californie en 2001.

Jacques Masson, qui a passé 13 ans aux Mouvements d'Énergie (actuellement RTE), est d'accord avec nous sur l'importance de l'hydro-électricité lors des redémarrages des circuits auxiliaires des centrales nucléaires juste après un black-out. Et pour l'importance de l'hydro-électricité pour la stabilité du réseau (pointes pour que production soit toujours égale à la consommation), Jacques Masson se souvient même qu'en 1978 (où la moitié de la France s'est retrouvée dans le noir), l'incident a été au moins partiellement imputé à la centrale hydro-électrique de Revin qui n'a pas su démarrer...

Gérard Casanova a vécu un drôle de bizutage, à son arrivée aux Mouvements d'Énergie de Toulouse, en 1976 : en novembre, il a vécu au dispatching un gros mouvement de panique en France, avec le réseau effondré en Bretagne [toujours fragile dans cette région, car peu de lieux de production à proximité, ndlr...], qui a conduit à la panne totale en France que l'on sait. Avant que tout le réseau ne s'effondre, tout le monde au dispatching était sur le pont pour appeler les Pyrénées et le Massif Central à la rescousse. Une reprise de charge un peu brutale [une des grosses difficultés de la reconstitution d'un réseau consiste à raccorder autant de nouvelles sources de production que de nouveaux consommateurs..., ndlr] a malheureusement fait à nouveau s'effondrer tout le réseau. Mais le rôle central de l'hydro-électricité, dans un pareil épisode, pour sauver le réseau électrique y était palpable. Certaines centrales (Pragnères, l'Hospitalet, Orlu, quelques centaines de MW) se sont trouvées en quelques minutes sur le réseau, et ont eu une valeur stratégique pour la stabilité du système. Gérard Casanova, quand il était patron de l'unité de production Pyrénées, a ensuite partagé avec Jacques Masson, quand il était patron de l'unité de production Méditerranée, cette gloire de l'hydraulique que de pouvoir jouer ce rôle.

Évidemment, ces black-out sont la hantise de tous les salariés d'EDF. Les témoignages recueillis ont été nombreux à ce sujet. On terminera ici avec ceux de Jean Fluchère, à l'époque où il était directeur du site nucléaire du Bugey, puis Délégué Régional EDF Rhône-Alpes, où il coordonnait et animait 36 unités de production nucléaire, thermique, hydraulique, transport, distribution, ingénierie... RTE et ENEDIS n'étaient pas encore séparées d'EDF.

Le premier concerne le black-out européen frôlé dans la soirée du samedi 4 novembre 2006 au soir. Jean Fluchère nous a fait parvenir le rapport "Eole ou E-On ?", très détaillé, établi fin décembre 2006 par François Poizat, et dont voici le résumé :

"Du rapport provisoire de l'UCTE, il ressort que les éoliennes de toute l'Europe ont mal supporté les baisse ou hausse de fréquence consécutives à la dislocation du réseau de transport d'électricité européen : en marge des

quelque 15 millions de clients privés de courant, plus de 10 000 MW, soit 60% des aérogénérateurs, se sont retrouvés hors service. Ceci a aggravé la sous-production en Europe occidentale, obligeant les gestionnaires de réseau à procéder à des délestages supplémentaires pour rétablir la situation. De plus, les éoliennes de la zone orientale se reconnectèrent spontanément au fur et à mesure de la mise à l'arrêt d'unités classiques de production et de la résorption résultante de la sur-fréquence, compliquant la tâche des gestionnaires du réseau d'Europe centrale, au risque d'un effondrement total de celui-ci. Au comportement anarchique des éoliennes s'ajoute la suspicion de leur participation au faisceau de circonstances (erreurs humaines et organisationnelles notamment) à l'origine du black-out. Cette hypothèse est fondée sur l'imprécision des prévisions d'une production éolienne aussi massive que celle du parc allemand (près de 20 000 MW installés)". L'incident initial a eu lieu à Brême, au Nord de l'Allemagne. Et toute l'hydraulique d'EDF, puisqu'on était un Samedi soir, a pu contribuer au sauvetage du réseau, avec la mobilisation presque instantanée de toute la puissance hydro-électrique française, notamment toute la chaîne Durance-Verdon (2000 MW) en quelques minutes. Cette mobilisation, couplée à celle de l'hydro-électricité de nos voisins suisses et autrichiens, a sans conteste sauvé l'Europe d'un black-out généralisé... et catastrophique pour l'économie européenne.

Le second témoignage qu'il tenait à nous livrer concerne un acte de malveillance sur lignes 400 kV à proximité du site nucléaire du Tricastin. Pour éviter tout risque de contagion, EDF n'a jamais communiqué sur cet incident réseau que Jean Fluchère a vécu aux premières loges, quand il dirigeait la centrale du Bugey.

Illustration - Incident réseau lié à de la malveillance, près du Tricastin dans les années 1992-1994

par Jean Fluchère, directeur de la centrale nucléaire du Bugey, puis Délégué Régional EDF Rhône Alpes
Cet épisode n'a pas fait l'objet d'un compte-rendu officiel, parce qu'il était trop risqué de donner des idées extrêmement dangereuses à des groupes malintentionnés. Ainsi, dans une nuit de vendredi à samedi, autour des années 1992-1994 (Jean Fluchère était alors Directeur de la Centrale Nucléaire du Bugey), des terroristes ont utilisé des fusils de lancement de câbles de mise à la terre spéciales pour les lignes THT sur une artère 400 kV tout proche du site nucléaire du Tricastin.

Il s'agissait d'un acte fou parce qu'évidemment, de tels équipements ne sont utilisés que hors tension, pour prévenir tout risque de chargement des lignes consignées et mises hors tension en électricité statique, notamment du fait des poussières, du vent ou de situations orageuses. Toute tension apparaissant est ainsi immédiatement évacuée vers la terre et permet un travail de sécurité des agents sur ces lignes. Utiliser ces outils sur des lignes sous tension est suicidaire, un énorme flash a dû se produire. Et c'est à cause de cela qu'EDF n'a jamais communiqué là-dessus pour éviter toute contagion.

La veille, Jean Fluchère s'en souvient très bien, il avait fait procéder dans sa centrale à un exercice PUI étonnamment prophétique. Et ses chargés d'exploitation de lui dire le lendemain soir : "ton exercice d'hier, ce soir, on le vit pour de vrai !".

Des arrêts automatiques suivies d'injections de sécurité ont eu lieu immédiatement sur la plupart des unités nucléaires en service jusqu'à saint Laurent des eaux.

Après injection de sécurité, il est nécessaire de retirer le bore qui a été injecté dans le réacteur ce qui demande une dizaine d'heures. Le réseau a donc été privé de l'apport de puissance des centrales nucléaires concernées.

La consommation de cette nuit-là était faible. Il n'y a donc pas eu de black-out. Mais il y a eu une rupture de synchronisme entre PACA et l'autre partie du pays. C'est la chaîne hydro-électrique Durance-Verdon qui, en montant automatiquement à pleine puissance, a sauvé le réseau de PACA. Une région qui, sans ça, aurait été plongée dans le noir. Les dispatchers ont progressivement reconstitué le réseau et recouplé PACA et le reste du pays.

Pour conclure sur ce sujet, Jean Fluchère nous a exposé son point de vue général et une source d'inquiétude, quant au redressement du réseau national après un black-out :

En cas de black-out, on peut espérer que la moitié des tranches nucléaires réussissent l'ilotage (en-dessous, le réseau s'effondre jusqu'au noir généralisé). Il s'agit de permettre le redémarrage de l'autre moitié des tranches

Rapport SUD-ÉNERGIE – Paroles d'Expert·e·s EDF – Hydro-Électricité - 5° PARTIE - CONSÉQUENCES SI ON LAISSE FAIRE nucléaires par la réalimentation de leurs circuits auxiliaires via des centrales hydro-électriques isolées, par un lien point à point (scénarios de renvoi de tension). On teste ces scénarios chaque année, pour bien vérifier que les opérations se déroulent normalement au plan électrique car les puissances de court-circuit au redémarrage des principaux moteurs des unités nucléaires sont considérables. Ces opérations sont rendues possibles par l'unicité de l'opérateur, et l'intégration du nucléaire et de l'hydraulique dans une même entreprise.

Comment, demain, les pouvoirs publics imposeront-ils de pareilles contraintes gratuites à des SEM, ou à toute autre forme de concurrence ? Via quels cahiers des charges ? Avec quels risques de contestation juridique en cas d'oubli de telle ou telle situation ?

5.5. Conséquence n°5 : Un Risque Physique Lié à la Maintenance

La bonne maintenance des ouvrages hydrauliques est un enjeu vital pour la sécurité des populations à l'aval, la catastrophe évitée de justesse à Oroville est là pour nous le rappeler. De plus, certains barrages sont en amont d'usines Seveso.

La garantie d'une maintenance préventive suffisante ne peut se faire que par des indicateurs ou des inspections : la sûreté doit être au cœur des préoccupations de l'opérateur. Par ailleurs, il doit avoir les capacités financières et techniques pour y répondre (EDF dispose par exemple d'équipes importantes en R&D et en ingénierie sur ces sujets et d'un REX important, même si elle n'est pas exempt de critiques sur le sujet), accepter de former les salariés sur le long terme et de savoir les garder.

Or la mise en concurrence entraîne toujours un sous-investissement, l'une des causes des grands dysfonctionnements en Californie en 2001. Et cela est renforcé par des prix de marchés bas et une situation financière délicate pour beaucoup d'énergéticiens européens.

Le témoignage le plus concret sur ce sujet nous vient de Jean Fluchère, Délégué Régional EDF Rhône Alpes. Il a commencé par nous livrer une dernière inquiétude de taille : la loi de Transition Énergétique parle de SEM pour exploiter les barrages en lieu et place d'EDF, avec 34% pour l'État, 33% pour les collectivités locales et d'éventuels investisseurs et 33% pour l'opérateur retenu. Mais la même loi oublie de préciser qui, dans ce consortium, sera responsable de la sûreté des ouvrages ? Jusqu'à présent, c'est assez simple, EDF endosse la responsabilité, incarné en cela par le Directeur de l'Unité concernée ou le représentant de l'entreprise concessionnaire. Demain ? On n'en sait rien ! Tant que ce vide juridique n'est pas levé (et le droit impose un responsable et un seul), il est suicidaire pour la Nation que de se lancer dans l'ouverture à la concurrence. On pourrait constater des économies d'entretiens, des baisses des budgets de maintenance, des opérations lourdes différées autant que faire se peut, et au final, qui portera la responsabilité en cas d'accident ?

Pour Jean Fluchère, la sûreté hydraulique est du même ordre que la sûreté nucléaire : imaginez la rupture de Monteynard, dont tout le monde dans l'agglomération grenobloise en connaît les conséquences ou celui de Vouglans dans la vallée de l'Ain dont la déferlante entraînerait une hauteur de 6 mètres d'eau sur la place Bellecour à Lyon !

Et le peu de vécu qu'a eu Jean Fluchère sur la sûreté hydraulique lui donne envie d'en parler à ceux qui ne se souviennent pas :

- ⇒ un tout petit ouvrage de retenue d'eau pour le génie rural, Malpasset sur le Reyran, qui se rupte en 1959, et c'est 423 morts à Frejus ;*
- ⇒ l'affaire du Drac en 1995, qu'il a vécue avec Pierre Plivard (patron de l'UP Alpes), tuant 6 enfants et leur institutrice en décembre 1995, a entraîné des conséquences graves sur la santé des 3 responsables d'EDF condamnés par la justice. Jean Fluchère s'en souvient, et en a été marqué...*

Il faut prendre très au sérieux la sûreté des ouvrages hydrauliques. EDF exerce une surveillance 24 h/24 h via son centre de contrôle de la Division Technique Générale basée à Grenoble afin de prévenir toute défaillance.

5.6. Conséquence n°6 : Des Surcoûts et des Risques Accrus

Comme on l'a vu (paragraphe 2.6), l'acteur historique EDF, bénéficie de plusieurs atouts majeurs permettant de garantir à la fois un respect strict des contraintes physiques et une optimisation financière fine :

⇒ elle dispose :

- des outils développés, testés, affinés sur des décennies, à la pointe de la technique et totalement adaptés aux spécificités du parc français, allant d'une planification pluriannuelle au très court terme ;
- d'un historique de données important ;
- d'une vision globale du parc de production.
- d'équipes formées : 6000 salariés en tout dans l'hydraulique à EDF, dont plus de 1500 personnes en ingénierie, auxquels il faut rajouter les chercheurs de la R&D (spécialistes en optimisation, gestion des risques, prévision, météorologie, etc.), ayant des compétences sur l'ensemble des domaines nécessaires.

⇒ elle garde encore une culture de service public, très présente dans les motivations de ses experts, qui fait passer la sécurité du système avant les considérations économiques.

Des acteurs disposant de moins de moyens, moins de compétences, d'une vue très partielle du parc, d'une moindre connaissance des ouvrages et des vallées, et éventuellement priorisant davantage la rentabilité financière, risqueront d'adopter une gestion moins vertueuse, qui fera courir des risques au système et le désoptimisera. Par exemple, ils auront turbiné trop tôt dans la saison et ne pourront apporter une nécessaire contribution au passage d'une période tendue. Ou bien, au contraire, ils n'auront pas turbiné assez tôt et, n'ayant pas anticipé une fonte des neiges particulièrement importante faute de compétences pointues, risqueront une crue. Par ailleurs, les contrôles de la CRE seront rendus plus complexes par la multiplication des acteurs. Et ni à la CRE, ni les services de l'État (DREAL et DGEC) ne sont grésés pour faire face à une telle situation.

L'ouverture à la concurrence des concessions hydrauliques impliquera donc :

Des surcoûts liés :

- ⇒ à la désoptimisation du programme de production, et ce, de manière inévitable ;
- ⇒ à l'explosion des coûts de transaction (mise en place de protocoles entre acteurs, notamment pour le respect des contraintes) ;
- ⇒ aux coûts de duplication des systèmes d'information, des équipes support, etc.
- ⇒ aux coûts de personnel fonctionnaires de l'État qu'il faudra étoffer, etc.

Des risques liés :

- ⇒ à une moindre garantie du respect des contraintes physiques multiples qui pèsent sur l'hydraulique (contraintes techniques liées à la production hydraulique, mais également irrigation, soutien d'étiage, tourisme, respect de la faune et de la flore locales...) ;
- ⇒ à un niveau de maintenance insuffisant mettant en danger la sûreté des ouvrages ;
- ⇒ à une instabilité plus forte du système du réseau électrique.

Par ailleurs, la désoptimisation du programme de production aura pour conséquence induite des démarrages de groupes thermiques, donc une pollution et un coût supplémentaires, à replacer dans le contexte de la catastrophe climatique en cours.

5.7. **Conséquence n°7 : Affaiblissement de l'Indépendance Énergétique du Pays**

Il est difficile d'envisager que les appels d'offre pourront garantir le choix du « meilleur » acteur : comment pondérer les aspects techniques, environnementaux et économiques, intégrer la connaissance du terrain... Les régions voudront-elles se séparer de l'acteur historique, avec les risques que cela comporte et le temps de formation des nouveaux entrants ?

Citation - « Il sera très délicat, voire impossible, d'établir une liste avec les bons critères, mélangeant des aspects économiques et techniques, les bons seuils, pour en déduire une note globale. Cela sera sujet à beaucoup de discussions et restera très subjectif ».

Marc TROTIGNON, Expert Groupe, Ingénieur Sénior et Économiste à la R&D

Dans tous les cas, les grands compétiteurs seront les grands hydrauliciens. Les autres, en particulier les « Pure Player » ne disposeront pas des compétences et de la taille critique pour offrir les garanties nécessaires au respect de l'ensemble des contraintes, tirer le maximum de valeur d'un ouvrage (ingénierie hydraulique, R&D, etc.), effectuer les investissements nécessaires (ce qui suppose un savoir-faire en ingénierie hydrauliques, etc.

Il est fort probable que les autres candidats français soient éliminés, contrairement à ce que prône le Gouvernement, et que les grands concurrents européens, voire extra-européens, viennent concurrencer EDF en France sans véritable réciprocité (puisque les pays où ils sont déjà implantés n'ouvrent pas leurs concessions hydrauliques - sauf peut-être la Suède ?).

La suppression des biens de reprise qui constituait un ticket d'entrée ne facilitera pas l'entrée des « petits » opérateurs, sauf éventuellement sur de petites vallées, mais offrira un cadeau inespéré aux gros opérateurs tout en spoliant EDF et le contribuable français (les biens de reprise, par rapport aux biens de retour, sont ceux qui sont utiles mais non indispensables au fonctionnement du service public. Ils sont la propriété du concessionnaire).

Par ailleurs, étant donné le coût et le temps de formation des équipes locales, qui doivent avoir une connaissance très fine des vallées concernées, la meilleure solution serait la reprise des salariés par l'opérateur qui gagnera le contrat. Cela implique qu'EDF cédera ses salariés formés au concurrent ; cela implique également que le statut des salariés doit être garanti, sans quoi cela reviendrait à imposer à ces salariés une forte dégradation de leurs conditions de travail et de rémunération. Compte-tenu de la complexité de gestion d'un ouvrage hydraulique, seuls les grands hydrauliciens – donc a priori essentiellement étrangers - pourront proposer des offres sérieuses. Cela signifie que la France s'apprête à accepter de céder des ressources que l'on sait de plus en plus précieuses pour un ensemble d'usages variés à des groupes internationaux, sans contrepartie puisqu'elle est le seul pays à envisager l'ouverture à la concurrence de ses concessions.

Quand on compare ce choix au choix difficile (en raison du risque nucléaire, de la problématique des déchets et de la difficulté et du coût du démantèlement) du tout nucléaire au début des années 70 pour l'indépendance énergétique, cela pose quand même de sérieuses questions de cohérence : l'indépendance énergétique nationale justifiant le nucléaire serait aujourd'hui sacrifiée sur l'autel de la concurrence ?

Nos concurrents ne seront pas ceux qu'on imaginait initialement...

On écoute à ce sujet les paroles d'un expert en hydrologie, international et concessions :

Citation - « Concernant les candidats attendus, l'administration a pensé que la mise en concurrence n'amènerait que des ré-équilibrages de parc entre EDF et son cousin GDF-Suez, voire des voisins proches allemands, italiens, espagnols, etc... Au-delà, depuis ce début des années 2000, la situation me semble avoir bien changé :

il est quand même étonnant que parmi les candidats les plus actifs on puisse trouver des suisses et des norvégiens, deux pays très estimables, mais non communautaires ;

tous les grands opérateurs électriques d'Europe occidentale sont en grosse difficulté aujourd'hui avec des prix de marché très dépréciés (avec jusqu'à des prix de pointe inférieurs aux prix de base) pour des raisons connues qu'il n'est pas besoin d'expliquer ici. Auront-ils les moyens de faire des offres intéressantes ? Leur jeu ne serait-il pas de plaider la mise en place d'une ARENH hydraulique (avec accès à des blocs de production de moyenne et grande hydraulique à prix coutant) ce qui reviendrait à faire porter les risques hydrologique et prix de marché au concessionnaire historique ?

Ou comme on l'a vu dans de nombreuses opérations récentes d'ouverture de capital à la concurrence de grandes infrastructures (EDP au Portugal, le port du Pirée en Grèce, l'aéroport de Blagnac en France), c'est un opérateur chinois qui l'emportera (en up front, ou derrière une société européenne qu'il contrôle déjà) ?

Et là, c'est toute autre chose que la construction d'un grand marché européen de l'énergie qui se joue ».

Expert EDF en Hydrologie, International & Concessions

Monsieur CD partage ce point de vue, et il est catégorique : côté concurrents, si en 2010, l'appétit allemand, scandinave et suisse, notamment, était si fort que presque tous sont venus s'installer pignon sur rue en France, force est de constater qu'aujourd'hui, tous sont repartis, ou sinon, quand ils sont restés, se sont recentrés sur d'autres activités. Ils connaissent dans leurs pays d'origine les mêmes difficultés économiques engendrées par des prix de marché trop bas, un soutien subventionné aux ENR, et la difficulté de permanence de leurs revenus. Si aujourd'hui les concessions hydrauliques françaises sont mises en concurrence, plus personne ne sait qui seront les concurrents. A part un match fratricide EDF / CNR, les plus petites concessions vont intéresser des petits. Mais quid des grosses concessions ? Les Statkraft, les E-On, les Vattenfall, se sont fait avoir une fois. Ils viennent de pays dans lesquels, quand un ministre dit une chose, elle se réalise, et ont découvert que chez nous, c'était juste une bonne occasion d'en débattre ;-). Si l'ouverture à la concurrence doit finir par faire venir des filiales d'entreprises chinoises ou autres, attention à ne pas être trop naïfs. Ce dossier, même si dès le départ, Monsieur CD le trouvait injustifié au regard des services rendus par EDF, politiquement, pas très correct, puisque uniquement là pour attaquer un peu EDF, avait au moins l'avantage d'organiser une concurrence entre entreprises européennes qui répondaient aux mêmes standards en matière de droit social, de lecture de l'environnement, et qui chacune, dans leur pays, font bien leur travail, et produisent une hydro-électricité de bonne qualité, privilégient le développement local, la préservation du milieu...

Aujourd'hui, E-On n'existe plus, Vattenfall traverse de grosses difficultés, Statkraft a mieux à faire. Ils ne reviendront pas. Faisons attention à qui seront nos concurrents...

Illustration - les chinois lancent une OPA au Portugal sur Energias de Portugal

par le journal Le Monde, daté du 15 mai, qui semble lui donner raison. Extraits...

Offre du groupe chinois China Three Gorges sur Energias de Portugal : le groupe public chinois China Three Gorges (CTG) soumis, vendredi 11 mai, une offre pour prendre le contrôle de la compagnie électrique Energias de Portugal (EDP), la plus grande entreprise du pays. La valeur totale de l'opération s'élève à 9,07 milliards d'euros, si l'on ne tient pas compte de la participation de 23% que CTG possède déjà dans EDP, dont il est le premier actionnaire. Si l'opération aboutit, elle serait la dernière d'une série d'achats d'entreprises portugaises par des Chinois, où ils ont investi depuis la crise de la dette traversée par le pays de 2010 à 2013. L'offre de CTG pourrait mettre à l'épreuve la capacité de l'Union européenne à accepter qu'une grande entreprise d'infrastructure dans l'un de ses États membres passe sous contrôle de la Chine. - (Reuters)

par Cécile Thibaud, correspondante à Madrid des Échos

Le groupe China Three Gorges, qui est déjà l'actionnaire principal d'EDP avec 23,3 % du capital, veut aujourd'hui en prendre le contrôle. Une offre reçue comme hostile par les dirigeants de l'énergéticien, selon la presse locale.

L'électricien portugais Energias de Portugal, EDP, est décidément très convoité. Alors que des rumeurs se faisaient insistantes ces derniers mois, autour de mouvements du français Engie, de l'italien Enel, ou encore de

l'espagnol Gas Natural, c'est finalement le groupe public chinois China Three Gorges qui s'est déclaré. Le consortium asiatique, déjà premier actionnaire de l'EDF portugais avec 23,27 % de son capital, aspire aujourd'hui à en prendre le contrôle, à hauteur d'au moins 50 %.

China Three Gorges (CTG) offre 3,26 euros par action, représentant une prime de 4,8 % sur la dernière cotation (3,11 euros, vendredi à la Bourse de Lisbonne). La valeur de l'OPA chinoise, chiffrée à 9,07 milliards d'euros, valorise EDP à 11,37 milliards d'euros. CTG a également lancé en parallèle une OPA sur EDP Renovaveis, la filiale d'énergies renouvelables d'EDP, présente notamment sur le marché éolien américain.

Neutralité du gouvernement portugais

Le groupe chinois s'engage à « préserver l'identité portugaise d'EDP, à maintenir son siège à Lisbonne et à conserver son statut d'entreprise cotée en Bourse », selon le président de CTG, Lu Chun. Alors que selon la presse locale, l'OPA a été reçue comme hostile par la direction d'EDP, le Premier ministre Antonio Costa a pour sa part annoncé qu'il ne s'interposerait pas, affirmant sa neutralité face à l'opération. « Le gouvernement n'a rien contre elle, aucune réserve. Laissons le marché fonctionner », a-t-il commenté, rappelant que le groupe chinois est de fait l'actionnaire de référence de EDP, depuis son ouverture au capital privé en 2011.

Vague de privatisations

L'ancienne compagnie publique domine toujours largement le marché portugais, avec 10 millions de clients pour ses services électriques et 1,6 million pour le gaz. Elle avait fait partie de la vague de privatisations lancée au moment de la crise financière, à partir de 2010. Les investisseurs chinois avaient alors joué un rôle clé dans l'injection de capitaux dans l'économie portugaise, prenant position dans des secteurs clé comme la santé, les banques, les assurances les eaux ou l'énergie. C'est ainsi que CTG avait manifesté son intérêt pour EDP, dès son ouverture au privé, avec l'acquisition de 21,35 % en 2011. Le groupe chinois avait ensuite élevé ses participations à 23,27 % en 2017 et s'affirme donc aujourd'hui décidé à ne pas en rester là.

5.8. Conséquence n°8 : Augmentation des Prix pour les Usagers

Le seul argument avancé pour justifier cette ouverture à la concurrence est que celle-ci ne permettrait plus à EDF de bénéficier d'une rente liée à sa position dominante. Mais cette rente n'existe plus depuis 10 ans, suite à la baisse du prix de l'énergie. Et surtout, la CRE contrôle de très près les coûts d'EDF, qui servent à la formation des prix, comme l'a décrit Marc Trotignon (cf. encadré au paragraphe 5.2). La Cour des Comptes exerce également un contrôle sur les comptes d'EDF. Et l'État détient une très large majorité de son capital.

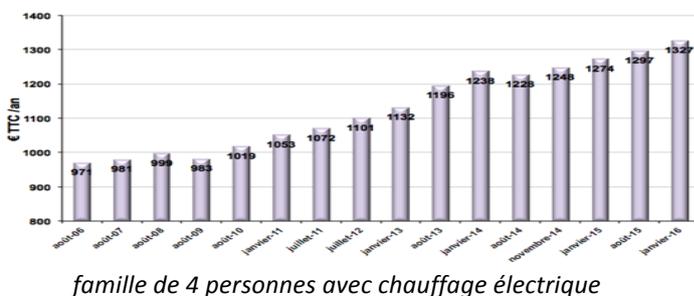
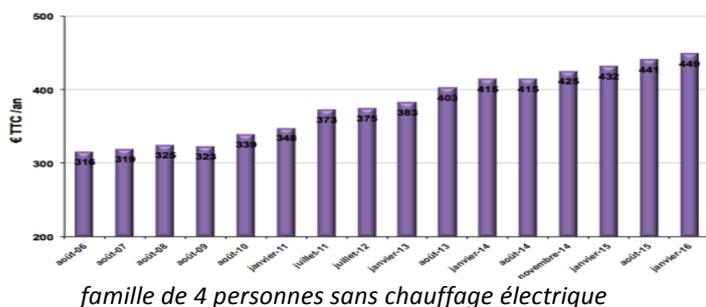
Il est donc aisé de vérifier que les bénéfices dégagés par EDF sur la production hydraulique sont reversés aux clients, soient via des réinvestissements dans les installations, soit par des prix tirés à la baisse. Cela était d'ailleurs garanti par le statut d'EPIC, et les tarifs réglementés étaient calculés pour couvrir l'ensemble des coûts du système, ni plus ni moins.

Le changement de statut de l'entreprise en société anonyme et le passage à des prix de marché rendent moins systématique ce principe, mais le régulateur et l'actionnaire publique ont toute latitude pour continuer à l'appliquer. En revanche, en cas d'ouverture à la concurrence, d'une part les hausses des coûts seront répercutées sur les prix. D'autre part, il sera bien plus compliqué, voire impossible pour la CRE d'effectuer le même contrôle qu'elle exerce auprès d'EDF sur l'ensemble des acteurs, quant à la sincérité des coûts déclarés.

Gérard Casanova, quand il a eu fini de nous lister tous les exemples de déjà-là qui démontreraient implacablement à ses yeux la bêtise de l'ouverture des concessions hydro-électriques à la concurrence, a conclu, un peu désabusé : tout cela n'a pas empêché le prix du kWh de monter, et a impliqué, pour la défense de nos concessions, des moyens humains importants qui seraient sans doute mieux utilisés ailleurs... Avant, avec EDF sous contrôle de l'État actionnaire majoritaire, l'État gérait ses dividendes à bon escient, avec le souci de la pérennité de l'entreprise. Demain, avec d'autres opérateurs, sous le contrôle d'autres actionnaires, qu'en sera-t-il ?

Mais n'oublions pas non plus que les factures ont augmenté à cause, principalement, de la CSPE et donc de développement de l'éolien et du solaire.

En guise de bande annonce de ce qui pourrait se passer après l'ouverture des barrages à la concurrence, il est de notre devoir de nous souvenir que la libéralisation du marché de l'électricité avait été faite sous les mêmes promesses de baisse des prix pour les usagers. En juin 2016, Capital pointait, en exploitant des données de la CRE, une augmentation de la facture, pour les usagers domestiques, de plus de 37% en moins de 10 ans :



5.9. Conséquence n°9 : Et Pour la Collectivité ?

5.9.1. Une hydro-électricité à deux vitesses...

Nombreux sont les témoins, notamment nos cadres dirigeants, qui ont pointé le risque de voir poindre une hydro-électricité à deux vitesses, avec les modes de calcul partiels de leur valeur ajoutée en cours, avec des endroits rentables pour le privé, et d'autres, moins, que la collectivité devra assumer...

Gérard Casanova, par exemple, nous met en garde : *Il faut aussi garder à l'esprit, nous dit-il, que par nature, certaines centrales coûtent beaucoup plus cher que d'autres. Et plus elles sont chères, moins elles seront intéressantes pour la concurrence. Ainsi, continue-t-il, les concurrents, pour des raisons de productibles, vont évidemment cibler le Massif Central et les Alpes du Nord, sans grosse contrainte multi-usages. Un barrage comme celui de Roselend ne va pas faire venir des pédalos ou des bases nautiques, à l'inverse de Serre-Ponçon. Les problèmes y seront beaucoup plus simples que dans le Sud-Est ou le Sud-Ouest...*

Citation - « Il faut enfin rappeler que certaines concessions hydrauliques ne sont pas ou pas assez rentables. Dans ces cas, qui prendrait en charge le coût de rénovation, d'entretien et d'exploitation ? Les collectivités locales ? Elles sont déjà exsangues, difficile pour elles de prendre une nouvelle charge budgétaire même s'il s'agit d'hydroélectricité et de développement durable. Il est alors probable que l'énergie produite diminue, contrairement aux attentes du rapport "Dambrine" de 2006 qui montrait un potentiel de 28 TWh/an. En effet, le but d'une entreprise publique est la maximisation de l'énergie produite à un coût économique viable. Pour une entreprise privée, le but est la maximisation du bénéfice ce qui peut engendrer un refus d'exploiter la totalité du gisement "eau" pour une raison évidente de coût des installations (choix du débit d'équipement d'une installation hydro-électrique entre produire le maximum mais avec de grosses turbines ou produire moins avec des turbines moins chères mais avec un bénéfice plus important) ».

Grégory ROLANDEZ, Ingénieur Essais Hydrauliques de la DTG

Pour Jean-David Méchali, patron du CIH de 2010 à 2015, *beaucoup des rôles essentiels de l'hydro-électricité (hors production brute de kWh) ne sont pas encore facilement valorisables (modèles encore très imparfaits sur*

Rapport SUD-ÉNERGIE – Paroles d'Expert.e.s EDF – Hydro-Électricité - 5° PARTIE - CONSÉQUENCES SI ON LAISSE FAIRE ces aspects). De ce fait, les concessions ne sont pas toutes rentables, et nous le savons, mais la plupart jouent un rôle essentiel.

Ainsi, comment définir la « vraie » rentabilité d'une installation ? Comment intégrer les critères autres qu'une valorisation économique classique du kWh produit ? Comment caractériser de manière non discutable l'ensemble de tous ces critères ? Comment modéliser les multi-usages de l'eau ? Comment valoriser cette énergie décarbonnée (une juste taxation de la tonne de CO₂ permettrait de revaloriser certains aménagements par exemple...) ? Comment continuer de livrer une réponse globale aux problématiques de réseau ? Comment, si finalement on choisit de découper les vallées, peut-on proposer un modèle plus fonctionnel que le modèle intégré actuel ? Comment organiser l'apport global de l'hydro-électricité ? Comment qualifier, quantifier et chiffrer le service rendu ? Autant de questions qui, si elles ne sont pas correctement abordées, biaisent le parc, et le divisent en 2 : les concessions rentables de facto (qui intéresseront la concurrence au sens large) et les autres, dont l'utilité n'est pas suffisamment caractérisée à sa juste valeur, qui apparaissent donc pour l'instant comme non rentables, et qui resteront en l'état propriété d'un service public et à la charge financière de la collectivité ... ou abandonnées à terme.

La nécessité de disposer d'outils qui permettraient de valoriser tout service rendu de manière à optimiser le parc dans son ensemble, de modèle économique élaboré qui prendrait tout cela en compte... autant d'éléments que la représentation nationale doit s'approprier dans sa réflexion.

À ceci s'ajoute le problème spécifique des STEP (les stations de transfert de l'énergie par pompage), qui ont du mal à être valorisées sur le marché de l'électricité, notamment à cause de leurs investissements qui sont très lourds. De plus, l'apport de ces capacités supplémentaires et la disponibilité immédiate pour être injectées sur le réseau sont certainement insuffisamment pris en compte. [C'est un comble car elles sont à ce jour (et de loin) la manière la plus massive et efficace de stocker l'énergie intermittente des ENR !, ndlr].

Ces questions ne peuvent être abordées qu'à l'échelle d'une Europe interconnectée et font l'objet d'une réflexion spécifique qu'il faut poursuivre comme la loi le permet.

5.9.2. Alors, l'hydro-électricité, vache à lait ou pas...

Une autre manière d'illustrer ces disparités concerne le débat (non tranché à ce jour au vu des témoignages) sur l'hydro-électricité, vache à lait ou pas ?

Nous en étions restés au rapport de Marie-Noëlle Battistel de 2013, et à l'excellent article de Martine Orange, de Médiapart, qui pointaient toutes les deux 2,5 Mds€ de chiffre d'affaire et 1,25Mds€ d'EBITDA pour l'hydro-électricité.

Illustration - Calcul de coin de table

par Rémy Garçon, Expert Hydro-Météo à la DTG

40 TWh qu'EDF produit a un prix de marché proche de 50 € / MWh, puisque 70% de l'hydro-électricité est placée au moment des pointes, contre 30% de fil de l'eau - le Rhin essentiellement – ça donne 2 Mds € pour EDF seul, et la CNR produisant avec le Rhône pas loin de 25% de l'hydro-électricité, on retombe pas loin des 2,5 Mds€, CQFD

Jean-François Astolfi, le premier, est venu semer un doute sur cette idée qu'il qualifie d'idée reçue :

Citation - « 80% de la production hydraulique est vendue au tarif. De plus, c'est lourdement taxé. Je vais jusqu'à me demander si le parc hydraulique en vaut la peine, pour des investisseurs privés, au niveau rentabilité économique ? Certes, le combustible est gratuit... Certes, le parc est maintenant amorti... Mais il est vieillissant et des coûts d'entretien non négligeables sont à prévoir. Par rapport à ça, un effet

d'échelle (quand on possède tout) est indéniable, et la mise en concurrence va indéniablement dans le sens d'une désoptimisation ».

Jean François ASTOLFI, patron de l'hydraulique d'EDF de 2005 à 2014

Jean-Yves Delacoux, lors de notre rencontre, a enfoncé le clou : l'hydro-électricité a 60 à 70% de coûts fixes (main d'œuvre, puisque effectifs non variables, et dimensionnés sur un fonctionnement nominal, taxes très élevées...) fatals. Il illustre son propos [notamment pour contrer calcul de coin de table avec RG, ndlr...] en affirmant que *le marché (même pour l'hydro-électricité) s'établit maintenant bien en-dessous de 50 € / MWh. Il s'appuie sur un exemple vécu en sa qualité d'administrateur pour EDF d'une petite structure sur le Doubs (centrale du Châtelot), la SFMC (Société des Forces Motrices du Châtelot – 50% EDF & 50% Suisse avec un opérateur suisse, l'état de Neuchatel, et un banquier suisse...). Avec la présence des suisses dans le montage, Jean-Yves Delacoux se souvient d'une centrale « sur-entretenu ». Chaque fois qu'EDF voulait diminuer les budgets de maintenance, les Suisses ferraillaient pour les maintenir à niveau. Mais les récents bouleversements du marché économique de l'électricité (effondrement des prix) ont amené les Suisses, en 1 an, à dire « il faut faire des économies ». Du jamais vu dans cette expérience de coopération franco-suisse pour Jean-Yves Delacoux. Il faut prendre conscience que la valeur économique de l'eau productrice d'électricité s'est effondrée.*

A la question « cet effondrement, vous l'attribuez à la surproduction liée au développement et à l'obligation d'achat associée des énergies renouvelables (solaire PV et éolien) ? », Jean-Yves Delacoux répond par l'affirmative, en élargissant les raisons de la surproduction : (Attention : le raisonnement vaut au niveau européen, avec la part prise par l'éolien allemand en particulier) :

*=> certes, surproduction éolien, surtout, au début, puis avec photovoltaïque, le tout sous obligation d'achat ;
=> mais autre dimension à ne pas négliger dans l'aspect surproduction : les USA, avec leur développement massif de pétrole bitumineux et de gaz de schiste qui ont largement accru leur indépendance énergétique (ils sont redevenus, grâce à ça, les premiers producteurs mondiaux de pétrole), ont inondé l'Europe (notamment l'Allemagne, qui décide de fermer son nucléaire et qui a déjà beaucoup développé sa filière lignite) avec leur charbon des Appalaches, redevenu très compétitif, car surabondant, donc beaucoup moins cher [question : pourquoi EDF ne profite-t-il pas de cette surproduction pour lancer une fermeture progressive des centrales nucléaires qui ont fait leur temps – mais ont maintenant perdu la bataille de l'opinion publique, dixit Jean-Yves Delacoux – et également, prendre part activement au développement TRÈS subventionné du solaire et de l'éolien ? En limitant les capacités de production, on stopperait la folie et l'austérité engendrées par un prix de marché électrique qui ne couvre même plus les dépenses des opérateurs... ndlr...](Votre remarque, que je ne partage pas, nécessiterait une longue discussion : d'abord, cette surproduction est surproductrice ... de CO2. Et les énergies renouvelables étant par nature intermittentes, le maintien de l'équilibre du réseau européen doit beaucoup au nucléaire français ; conséquence, l'arrêt du nucléaire fera monter violemment les prix de marché. Trouvez des gens, à CPO-Hydro par exemple, pour vous illustrer précisément l'effondrement de la valeur économique de l'hydraulique ces dernières années.*

Le réchauffement climatique en cours, par exemple, diminue l'enneigement [malgré l'enneigement exceptionnel de cette année, la tendance est certaine]. Si on force le trait jusqu'à la caricature, à force, ça va transformer les centrales de lac en centrales au fil de l'eau, donc la valeur économique de l'eau ne va pas forcément vers du mieux... Les perspectives envisagées pour l'hydraulique ne sont pas toutes très roses.

Cette vision communément admise que l'hydro-électricité serait une vache à lait vient essentiellement du fait que le combustible utilisé est gratuit, que les barrages sont amortis. Mais c'est une vision fautive.

Cette affirmation de Jean-Yves Delacoux comme quoi l'hydro-électricité vache à lait serait une idée fautive nous interpelle. A la question « mais alors pourquoi l'Europe s'acharne-t-elle à vouloir faire rentrer des concurrents privés et étrangers si ça ne rapporte rien ? », Jean-Yves Delacoux répond que *le comportement de la France vis-à-vis de l'Europe a été inconséquent.* Ne pas négliger non plus, d'un autre côté, l'aspect idéologique et dogmatique de la « concurrence libre et non faussée » européenne, qui cherche à mettre en concurrence absolument tout.

Sous le sceau de l'anonymat, quelqu'un de haut placé dans l'entreprise nous a même dit que l'hydraulique était surtaxée parce que le nucléaire ne l'est pas ! Deal EDF / État... Pour rendre la mariée nucléaire plus belle ? – en tout cas moins chère – dans l'opinion publique ? L'État et EDF ont décidé que le nucléaire ne serait pas taxé. En revanche, pour que le Fisc ne perde pas le manque à gagner induit, il a été décidé de reporter les taxes nucléaires sur l'HYDRO ! Pour SUD-ÉNERGIE, ça frôlerait presque le mensonge d'État, ça...

Rebondissant sur cette révélation sur le transfert de taxes du nucléaire vers l'hydraulique, on a systématiquement interrogé Monsieur CD sur l'aspect mensonge d'État que ce transfert nous semblait révéler, pour autant que le but recherché était de faire croire à un moindre coût de production du nucléaire, ndlr... On a fini par obtenir une réponse claire :

Monsieur CD confirme ce transfert de charges du nucléaire vers l'hydraulique, mais le décorelle complètement du débat pro ou anti-nucléaire. Ce choix a été pris fin des années 1990, début des années 2000, à une époque où le débat sur le nucléaire était beaucoup moins présent qu'aujourd'hui, et Monsieur CD le justifie davantage d'un transfert de cette assiette de taxation (qui tourne autour de l'eau quand même) du nucléaire (qui aurait permis à l'État d'avoir comme un chèque en blanc et de puiser infiniment dans les caisses d'EDF) vers l'hydraulique pour limiter les possibilités de prélèvement. Une certitude, néanmoins, c'est que l'hydraulique est plombée en conséquence... Elle porte seule une taxation qui concerne l'ensemble de l'entreprise, c'est un fait.

Mais il existe plein de taxes qui ont été mal calibrées. Ce fut le cas de la taxe professionnelle, totalement absente, au départ, pour les communes environnantes... ça s'est un peu élargi, mais pas encore suffisamment. Au final, plein de choses sont à réviser pour repartir de bases plus saines.

Quid de ce transfert de charges du nucléaire vers l'hydraulique dans la mise en concurrence ? ...

À la connaissance des divers Messieurs CD rencontrés, cette fiscalité n'a jamais été abordée dans les discussions 2010-2015. Seule une redevance supplémentaire, % du Chiffre d'Affaire a été discutée, ce qui suppose d'ailleurs qu'il existe un chiffre d'affaire attaché à la concession, ce qui n'est pas très vrai... La mise en concurrence a donc plutôt été réfléchie jusqu'à présent avec une fiscalité alourdie plutôt qu'allégée. CNR disant "je la paie déjà", cela va créer une distorsion de concurrence...

Jacques Masson a une vision moins optimiste des choses (optimiste, au sens où l'hydro-électricité ne vaut plus rien, elle n'intéresserait plus personne). Moins optimiste, Jacques Masson pressent l'apparition de deux parcs bien distincts du fait de l'extrême disparité régionale des contraintes : *les usines « vaches à lait » qui seront données au privé, et les usines trop contraintes et plus assez rentables, qui resteront au public.* [vision très proche de SUD-ÉNERGIE sur les PPP (partenariats public / privé) pour lesquels on a l'habitude de dire qu'ils ont oublié un P, et qu'en lieu et place des PPP, on assiste presque toujours à des PPPP (les Pertes pour le Public et les Profits pour le Privé...) - cf annonce récente Hulot dans le Financial Times de couper EDF en 2 : le nucléaire pas rentable pour le public, et le reste... ndlr...]

Pour étayer son raisonnement, *qui dit "fin de concession", dit nouveau cahier des charges, et nouveau concessionnaire. Les ouvrages non rentables n'entraînant que des pertes sèches n'intéresseront pas le privé. Comme détaillé sur la chaîne Durance-Verdon précédemment, il faudra ajouter à la loi de 1955 :*

- ⇒ *les contraintes sur l'étang de Berre (quotas solides et quotas liquides) ;*
- ⇒ *les contraintes de cote touristique au premier juillet pour Serre-Ponçon et Ste Croix notamment ;*
- ⇒ *les nouvelles contraintes de débits réservés ;*
- ⇒ *les nouvelles contraintes de délimonage des retenues (la retenue de l'Escale a disparu, par dépôt de sédiments à l'amont, et on a assisté, impuissant, à une chenalisation provoquée par le passage de 300 m³/s qui passent quand ça turbine – la disparition des capacités de retenues entrave le rôle d'écrêtement potentiel des crues...).*

5.9.3. Au final, quel gain pour les collectivités locales...

Sur les SEM...

Jean-Yves Delacoux a la conviction que cette forme d'organisation ne sera possible que pour des petits aménagements. On le laisse dérouler cette conviction : *le premier argument, en faveur du démantèlement d'EDF, réside dans les SEM, rendues possibles par la loi de transition énergétique, et permettant aux collectivités locales d'exercer un droit de regard plus vif.* Jean-Yves Delacoux pointe une limite en termes de taille à la solution SEM (Sociétés d'Économie Mixte) :

Aujourd'hui se répand ainsi tout le contraire de ce qui a été fait après-guerre. Dans ce nouveau monde, la péréquation tarifaire n'a plus de sens, ce qui rend Jean-Yves Delacoux très interrogatif pour l'avenir. Il va se créer des groupes de consommateurs localisés, avec par exemple un système de production solaire photovoltaïque, un système de stockage (énergie intermittente) que tous vont optimiser localement. C'est en quelque sorte un retour au système d'avant 1946, avec les ordinateurs en plus, ce qui engendrera sans doute une meilleure gestion de l'équilibre production / consommation local.

Quel intérêt pour le collectif, et quelle protection, au final, pour le consommateur ? ...

Comment, pour Jean-Yves Delacoux, un tel système qui se développe ne porte-t-il pas en son sein l'explosion de la péréquation tarifaire, de l'équilibre entre les zones de faible et de forte consommation ? La production d'électricité ne bénéficie pas de facteur d'échelle, et cette notion n'est pas si facile que ça à comprendre, tant ce concept est répandu autour de nous (la réduction des coûts pour un « gros » client est impossible, le prix du kWh reste le même pour tous, donc le marché de l'électricité échappe un peu aux lois du marché : « si je vous en achète le double, vous me faites quelle ristourne ? »), sauf peut-être bien sûr pour les gros clients industriels dont la consommation, importante et régulière justifient une tarification différente. Dans tous les autres cas, on échappe aux lois habituelles du marché. Ce qui amènera fatalement à un gros travers : celui d'inciter les producteurs privés à choisir leurs clients. Il risque d'y avoir des exclus du système. Jean-Yves Delacoux cherche ce qui manque dans son argumentaire, dans ce qui reste à dire à Marie-Noëlle Battistel... Les SEM, me direz-vous, puisque ces Sociétés d'Économie Mixtes sont prévues comme possibles dans la loi sur la Transition Énergétique ? Jean-Yves Delacoux se souvient d'une rencontre autour de Calypso (installation en Maurienne) avec des gens intéressés pour y monter une SEM. Les SEM ne seront possibles que pour des équipements de petite taille (imaginable par une communauté urbaine, pour faire simple. Mais elles conduiront, pour les mêmes raisons, à l'éclatement de la péréquation tarifaire). En revanche, dès que l'on va aborder des installations de grande taille (> 1000 MW par exemple, comme sur la Dordogne, au hasard), il devient impossible d'imaginer gérer de pareilles installations en optimum local. Aucune collectivité locale ne pourra gérer dans son optimum local un bien aussi utile à grosse maille (ex : on ne va pas vider Serre-Ponçon parce qu'Embrun aura besoin d'électricité, tout cela n'a pas de sens...).

Sur la redevance...

Un autre argument, très présent dans le récent rapport Leteurtois, concerne la redevance, dont les montants exorbitants pourraient faire rêver certaines communes. Un expert EDF en hydrologie, international et concessions, nous alerte sur deux aspects :

Citation - « 1/ le montant qui est affiché dans le rapport Leteurtois est très optimiste, issu d'extrapolations sur des grosses usines basse chute en fil de l'eau (qui structurellement sont les plus rentables), ce ne sont pas les mêmes marges sur les autres types d'ouvrages. De plus, ce n'est pas parce qu'une infrastructure est amortie, que ses coûts de maintenance et modernisation sont nuls (surtout avec des exigences environnementales renforcées). Il n'y a donc pas nécessairement de rente cachée qui pourrait servir de filon à un nouveau prélèvement fiscal, qui plus est au détriment de l'outil.

2/ en terme d'égalité citoyenne, il ne fera que renchérir mécaniquement le coût du kWh et avantager certains territoires (en gros, le SUD de la ligne Strasbourg – Bordeaux) ».

Expert EDF en Hydrologie, International & Concessions

Et Jean-François Astolfi de conclure sur ces aspect : *l'État a prévu de mettre en place une redevance sur les nouvelles concessions, redevance qui n'existe pas actuellement pour les concessions en cours ou celles qui ont déjà été renouvelées en gré à gré (sauf pour la CNR comme le prétend ENGIE mais la redevance payée par cette dernière relève d'une autre logique et elle est également acquittée par EDF par le parc nucléaire). Cela peut paraître une motivation, mais de fait, sauf à imaginer une mise aux enchères des concessions, cette redevance ne justifie pas la mise en concurrence.*

5.10. Conséquence n°10 : Transition Sociale pour les Salarié.e.s

Les salariés d'EDF SA bénéficient du statut des IEG (les Industries Électriques et Gazières, les fameuses IEG, depuis 1946). Dans tous les pans de la production d'EDF, avec la transition énergétique et l'austérité en ligne de mire, on constate l'évolution d'un salariat statutaire protégé vers des contrats de travail plus précaires, hors statut, et pour la plupart liés à la convention collective SYNTEC.

Sans même faire d'étude comparative entre ces deux conventions collectives, l'observation du réel parle d'elle-même : à la DTG, depuis 10 ans, 15 salariés ont quitté la convention SYNTEC pour être embauchés statutairement. Tous reconnaissent avoir augmenté leur revenu de 40 à 50%. Tous témoignent du bonheur d'avoir quitté la précarité d'un monde sans lendemain vers une garantie de l'emploi. Dans l'autre sens, un seul cas, bien négocié individuellement... Mais SUD-ÉNERGIE a mené cette étude comparative des deux conventions collectives. Elle conduit aux mêmes conclusions : à compétence, diplôme, et expérience équivalente, la convention SYNTEC permet de rémunérer un salarié 35% de moins, sans parler du luxe que représente la garantie d'un emploi à vie. Voilà pourquoi nous évoquons cette transition sociale ici...

Dernier point qui nous interroge, la position dominante des cadres dirigeants de la production d'EDF SA statutaire dans les conseils d'administration des filiales non statutaires vers lesquelles ils décident de siphonner telle ou telle activité. De façon sûrement trop simpliste, une des conséquences de leurs décisions revient pour eux à se faire des chèques à eux-mêmes.

5.10.1. Grande Hydraulique / Petite Hydraulique...

Premier domaine concerné, l'hydro-électricité, au cœur du présent rapport : EDF différencie depuis longtemps les petites usines hydrauliques (les PAH – Petits Aménagements Hydrauliques) des grosses (la GH – la Grosse Hydraulique). Cette différenciation se fait par un seuil arbitraire fixé sur la puissance unitaire des alternateurs électriques associés aux turbines hydrauliques. Mais au fil du temps, ce seuil augmente, et de plus en plus d'aménagements sont jugés par EDF comme "petits". Aujourd'hui, le seuil est tellement haut ($P > 33$ MW, check...) que ce sont maintenant 50% des aménagements d'EDF qui sont concernés. Et pour la PAH, EDF a décidé de confier à HydroStadium la réalisation des études de diagnostic (au CIH et à la DTG, historiquement) ou les chantiers de rénovation (au CIH, historiquement). Au-delà des problèmes de dispersion des compétences, déjà évoqués, La DTG et le CIH sont des unités d'ingénierie d'EDF SA, au statut des IEG, alors qu'HydroStadium est une filiale du Groupe EDF, sous convention SYNTEC. Un expert en électro-mécanique du CIH nous parle du siphonage vers Hydro Stadium :

Citation - « Le moral des agents s'en trouve fortement touché, et peut être tout particulièrement au CIH, car petit à petit nos collègues mais néanmoins concurrents officiels d'HydroStadium récupèrent les affaires de maintenance sur les centrales que la DPIH délaisse : les plus petites puissances, ayant un enjeu faible. Nous constatons la forte progression d'HydroStadium au même titre que les collègues de DTG interviennent principalement sur les centrales les plus importantes et sous-traitent de plus en plus sur les centrales plus petites ».

Expert Electro-Mécanique d'EDF-CIH

5.10.2. Développement du Solaire Photo-Voltaïque et de l'Éolien...

La France développe ces deux nouveaux parcs dans une logique nouvelle de Partenariat Public Privé. Comme nous l'avons déjà mentionné plus haut (paragraphe 3.4.1), l'État subventionne ces parcs par une taxe, la CSPE, que tous les "petits" usagers (les gros clients, les électro-intensifs, comme on les appelle, en sont exemptés !) payent via leur facture d'électricité. La CRE, le gendarme du marché libéralisé de l'électricité, qualifie elle-même ce mécanisme de trop juteux pour les investisseurs, et parle de "rentabilité excessive".

Ce problème démocratique et d'intérêt général en cache un autre : EDF est absent de ces deux nouveaux parcs de production. EDF SA produit en France 0 % d'électricité éolienne et 0 % d'électricité solaire photovoltaïque. Il a développé une filiale pour ça, EDF EN (Énergies Nouvelles), rattachée au Pôle Énergies Renouvelables au même titre que la Direction de l'Hydraulique, au détail près que ses salariés ne sont pas au statut des IEG. Ils sont là encore sous la convention collective SYNTEC. De plus, pour des raisons Financières (EDF développe et empoche le bénéfice en revendant) et administrative (c'est trop long en France d'obtenir les autorisations), cette filiale choisit de se développer très majoritairement à l'International, et investit moins le sol français.

Comment expliquer qu'une entreprise comme le Groupe EDF, en pleine période d'austérité, imposée par des prix de marché de l'électricité en berne, ait raté le train de la transition énergétique en cours, pourtant largement subventionnée dans ce domaine ? Toujours est-il que sa filiale EDF EN ne possédait fin 2016 que 3% du parc solaire photovoltaïque français et à peine plus de 6,5% du parc éolien français. En 2016, sa production sur le territoire français s'établissait à seulement 2% (!) de la production d'électricité solaire nationale, et à peine plus de 8% de la production nationale d'électricité éolienne, trois fois rien, en somme...

Il est très difficile de cerner le paysage industriel qui bénéficie de cette CSPE juteuse, ou d'obtenir la liste des bénéficiaires. Toujours est-il que les 121 milliards d'euros ! (se reporter à l'article internet publié par Sylvestre Huet sur son blog du Monde) déjà engagés (contrats d'obligation d'achat de la production sur 25 ans au prix fort) par l'État pour les 20 GW de parc "solaire + éolien" français existant profitent à des entreprises non statutaires (ce qui est pourtant contraire à l'article 3 du Statut des Électriciens et des Gaziers) dont les salariés sont moins protégés, moins payés, et plus précarisés qu'au sein d'EDF... Depuis plus de 15 ans, l'État et EDF profitent ainsi de la belle et nécessaire transition écologique pour mener de front une transition sociale pour tous les salariés du secteur.

Le Plan Solaire Groupe (notre PSG à nous) annoncé par le PDG d'EDF, Monsieur Jean-Bernard Lévy, en décembre 2017, annonçant 30 GW de solaire photovoltaïque développés au sein du groupe EDF d'ici 2035, ne déroge pas à ce triste constat. Interpellé par SUD-ÉNERGIE sur les non-dits du statut dégradé des salariés du solaire face aux salariés des parcs de production actuels, empêchant d'imaginer des passerelles entre les parcs, et des transferts d'agents (reconversions), le PDG n'a pas jugé utile de répondre. La question reste donc posée : comment des salariés protégés et correctement payés grâce au statut des IEG vont-ils accepter de quitter massivement ce statut protecteur et la garantie de l'emploi associée pour sauter dans l'inconnu sous-payé du solaire PV ?

On a évidemment interpellé notre Monsieur CD fictif sur ce sujet... On n'a pas tous les jours tous ces cadres dirigeants en face de nous ! Voici leurs explications : *le marché des ENR est extrêmement morcelé. On y est [très peu, ndlr...] au travers d'EDF EN et de toutes ses filiales... Mais le problème, c'est que pour y aller, il faut investir. Or EDF est déjà dans un déficit régulateur, on en a déjà parlé, et on est en ce moment sur une masse d'investissements colossale qui nous oblige à investir l'équivalent (en un peu plus) de notre EBITDA [ce serait à cause de notre nucléaire, ndlr...], raison pour laquelle notre cash-flow était jusqu'à cette année négatif. Et le*

Rapport SUD-ÉNERGIE – Paroles d'Expert.e.s EDF – Hydro-Électricité - 5° PARTIE - CONSÉQUENCES SI ON LAISSE FAIRE problème aujourd'hui pour une entreprise est de trouver des prêteurs... Surendettement, marché craintif, bref, on ne vous prête plus au-delà de l'EBITDA, en gros.

Et EDF de se trouver confronté simultanément à trop de demandes contradictoires :

- ⇒ entreprise de service public ;*
- ⇒ leader industriel dans chacun de ses domaines ;*
- ⇒ gérer le long terme ;*
- ⇒ passer le week-end (on fait croire que c'est RTE, mais en fait, c'est EDF) ;*
- ⇒ passer l'été prochain, ou la prochaine canicule, ou l'hiver prochain ;*
- ⇒ gérer l'outil pour 2050...*
- ⇒ le tout en l'absence de toute régulation, entraînant de fait l'exposition de 75% de son CA à la concurrence.*

L'énorme paradoxe consiste ici à faire croire que le monde n'a pas changé, or il a changé. Pour construire le parc nucléaire, EDF avait une dette de 200 milliards d'euros pour un chiffre d'affaire de 30 milliards, à la fin des années 1980, tout ça ne serait plus possible aujourd'hui. Elle doit investir dans des domaines de temps long pour le futur nucléaire, et dans des domaines de temps court, assez rentables, pour construire le parc ENR, le tout sans régulation, et on espère qu'elle pourrait ne pas avoir à se justifier ? Ce n'est plus possible... EDF est aujourd'hui dans une situation très délicate à cause de cette absence totale de régulation depuis toujours, dans un contexte où l'investissement massif n'est plus autorisé : si aujourd'hui EDF avait une dette de 10 fois son chiffre d'affaire, ce serait l'émeute ! Plus aucun banquier pour nous prêter quoi que ce soit... Que l'on soit SA ou EPIC, d'ailleurs... Les temps ont changé, et les gesticulations et les acrobaties qu'on a demandées à EDF dans les années 1980, et qu'EDF a faites de bon cœur, ne sont plus possibles aujourd'hui.

[Fin des années 1970, on nous a vendu le risque nucléaire comme nécessaire, au nom de l'indépendance énergétique sacrée, et aujourd'hui, on finance un parc 4 fois plus petit (les ENR hors hydraulique), intermittent donc non pilotable, avec une CSPE qui coûte entre une et deux fois le coût du parc nucléaire, et avec comme résultat un parc qui n'appartient plus à la Nation. Et on s'apprête aujourd'hui à brader nos barrages. Mais où est donc passée l'impérieuse nécessité d'indépendance énergétique ?, ndlr...]

Monsieur CD trouve ce raisonnement valable. La loi de transition énergétique souhaite baisser la part du nucléaire à 50%. Mais c'est 50% durablement, parce qu'après le gros effort réalisé sur les ENR, on aura besoin de ce mix nucléaire / hydraulique / ENR pour garantir un réseau fort et décarbonné. Ces 50% vont représenter environ 300 TWh. Aujourd'hui, c'est 400, donc en gros, les 3/4 de la production actuelle sont à conserver durablement. Et pour ça, commencer par prolonger la durée de vie de l'existant, et petit à petit, en développer du nouveau. Impossible d'y arriver sans régulation.

5.10.3. Sortie Progressive et Programmée du Nucléaire...

La loi de transition énergétique de 2015 porte en son sein une sortie progressive de la production d'électricité nucléaire, puisqu'il est décidé (dans un environnement de consommation électrique stable depuis 10 ans) de passer la part du nucléaire de 75% à 50% d'ici 2025. Nicolas Hulot a annoncé que la date de 2025 serait retardée, mais ne remet pas en question la dynamique de cette loi. Et pour l'instant, seuls les 2 réacteurs de la centrale de Fessenheim sont pointés comme bientôt fermés. Le même ministre Nicolas Hulot, comme la Cour des Comptes, s'accordent à dire qu'il faudra fermer entre 17 et 25 réacteurs sur les 58 existants qui produisent actuellement plus de 70% de notre électricité. Refuser d'élaborer une feuille de route claire à commencer par la liste des réacteurs choisis, construire des murs entre les conventions collectives des modes de production d'hier et ceux de demain, tout cela empêche de construire dans la durée la reconversion des 25 000 salariés du nucléaire, et conduit directement, au mieux, vers des plans de départ à la retraite anticipée.

***SIXIÈME PARTIE
CONSERVER L'EXISTANT
NE SUFFIRA PAS...***

6. Conserver l'existant ne suffira pas...

6.1. Pourquoi le Marché est-Il Inopérant dans ce Cas ?

Pour répondre à cette question, nous sommes allés voir un Trader, à Londres, qui nous a expliqué tout ça très simplement : *quand le prix de l'électricité est défini sur un marché, il a du sens pour la production et l'optimisation à court terme, parce qu'il permet de faciliter les arbitrages et de les rendre efficaces. En revanche, il ne permet pas d'éclairer les choix au-delà de son horizon (2, 3 ans maximum) comme ceux qui permettent de définir une politique énergétique par exemple.*

Si le marché lance des signaux d'un charbon pas cher, par exemple, comme c'est le cas en Europe [depuis que les USA inondent notre marché avec leur charbon depuis leur développement de gaz et pétroles bitumineux, ndlr... cf entretien JYD], faut-il pour autant aujourd'hui construire des centrales à charbon ? En plein catastrophe climatique... le marché est quasiment inopérant pour prendre les décisions importantes et nécessaires pour le temps long. L'investissement, dans l'énergie prend 10 ans entre l'idée et la réalisation. Est-ce que l'analyse des prix 2019 a une réelle utilité pour guider le choix des moyens à mettre en place pour 2030 ? Probablement pas.

Compter sur le marché pour élaborer une politique énergétique de long terme est une idée risquée. Ainsi, dans l'euphorie de croissance de la consommation d'électricité d'avant la crise bancaire de 2008, on a construit des centrales au gaz, mais le temps qu'elles soient en service (pourtant plus vite que les autres moyens de production), on est en 2010, la crise est passée par là, la consommation stagne et ces centrales ne tournent pas.

Après la seconde guerre mondiale, quand il s'est agit de réussir l'équipement des pays européens, tous les pays ont choisi d'en confier la réalisation à des acteurs publics programmant leurs investissements sur de longues périodes. A la fin du XX^e siècle, le secteur ayant atteint sa maturité, on a estimé qu'il ne nécessitait plus d'intervention publique et il a été libéralisé. 20 ans plus tard, nous sommes rattrapés par la nécessité d'orienter à nouveau politiquement le secteur en raison de l'urgence climatique et de la nécessité de la transition énergétique. Mais entretemps la libéralisation nous a privé des moyens de régulation qui avait si bien fonctionné une bonne partie du XX^e siècle, notamment la réglementation des tarifs qui permet de dégager l'horizon d'investissement.

6.2. Réaffirmer un Devoir Moral de Mémoire et d'Héritage

Monsieur EH, perdu au fond de son Massif Central, se souvient d'où nous provient cet héritage, et nous explique très bien le devoir moral associé, qui s'avère de plus être très adapté aux défis du moment :

Le parc hydraulique français est un remarquable héritage du XX^e siècle, fruit du génie des ingénieurs mais aussi du sacrifice des ouvriers et des habitants des vallées. On ne peut que se réjouir d'en disposer aujourd'hui, au moment d'affronter le défi climatique. Cette histoire nous engage à lui garantir un cadre de gestion qui en préserve la valeur pour la collectivité d'autant que, bien utilisé, il pourra être très utile dans la transition énergétique. Les solutions alternatives offrant les mêmes services que l'hydraulique sont effet plus polluantes ou nécessitent de puiser à nouveau dans le stock de ressources finies.

Sans oublier la dimension morale. Le sacrifice des bâtisseurs de barrages doit nous interpeller suffisamment pour qu'on ne fasse pas n'importe quoi avec. Ces dimensions doivent ajouter un peu de gravité et d'épaisseur au débat.

Et quand on parle de mémoire et d'EDF, nous vient instantanément à l'esprit le nom de Michel Etiévent. Cet historien savoyard, voisin d'Ambroise Croizat, qui a tant fait pour la mémoire de ces deux as de l'innovation sociale que furent après-guerre Marcel Paul (le fondateur d'EDF) et Ambroise Croizat (le fondateur de la Sécu) en 1946-1947, dans une fenêtre de tir tellement étroite. Michel nous a reçus avec plaisir, mais il est (comme nous) la tête sous l'eau, à faire le tour de France pour vendre, expliquer et convaincre autour du beau documentaire de Gilles Perret "la Sociale" sur cette autre vieille mamie dans la tourmente qu'est la Sécu.

Évidemment, un ami comme Michel Etiévent ne pouvait pas nous laisser tomber. Il nous a donc envoyés voir un autre gamin de la vallée, passionné des barrages de la Tarentaise, un vieux syndicaliste CGT du bâtiment comme on les aime, Bernard Anxionnaz, qui nous remémore ce que fut cette épopée humaine de construction des barrages au XX^e siècle (voir à ce sujet l'excellent documentaire de Gilles Perret "la Force de l'Eau") :

Nos barrages de montagne ? Une prouesse technologique et humaine de très haut niveau, construite avec des hommes durs à la tâche, dans les années 1945 -1980 : jusqu'à 12 heures par jour à Roselend par exemple, par tous les temps, avec pas moins de 9 morts sur ce chantier, hors constructions des galeries et de la conduite forcée jusqu'à La Bathie pour traverser la montagne. Et beaucoup ne se sont pas fait vieux : silicose, blessures, usure prématurée, etc ... Un effort humain énorme, pour donner à la France après la guerre l'énergie de se développer et de se reconstruire.

Cette fabrication utilise une matière première gratuite, renouvelable, sans pollution, l'Eau ! Un bien public essentiel à la vie de l'humanité, qui va devenir, en laissant la gestion aux capitalistes, un objet de spéculation sans fin, alors qu'elle est destinée aux besoins primordiaux de chaque être humain. Ils n'auront même pas à la payer, cette eau : simplement engranger les profits engendrés par l'électricité qui sort des turbines...

Elle sert aussi à refroidir les centrales nucléaires dans les périodes sèches, comme dans la vallée du Rhône, par exemple, l'eau y étant devenue trop rare et trop chaude.

Ces barrages, construits à grand frais par la collectivité, sont amortis : il suffit de les entretenir et ramasser les fruits de ces investissements des générations passées.

Ces barrages alimentent des centrales électriques qui vont pouvoir injecter, en un temps record, la production nécessaire pour compenser les pointes de consommation. Un exemple ? La centrale de La Bathie peut fournir en 3 minutes plus de 500 MW : une opération vitale, en cas de besoin urgent pour éviter que le réseau national ne disjoncte : une aventure impensable tant les difficultés de redémarrage sont laborieuses.

Celui qui maîtrise la fourniture de l'électricité, dans ces moments cruciaux de forte demande, possède la clef de tout le réseau national (voir Enron aux USA). C'est impensable que ce soit des financiers et des spéculateurs qui la possèdent : il en va de notre liberté de vivre normalement.

D'autres projets, en 1985, étaient à l'étude déjà très avancée : celui de Roselend-Cevins-Grande Combe qui dédoublait le barrage de Roselend, qui reçoit 2 fois par an en eau sa capacité de contenance. Pour utiliser au mieux cet apport, une deuxième centrale à Cevins (750 MW) et un repompage dans un barrage pour le stockage et une production possible de 750 MW. Un projet dont Bernard a tous les plans. Il n'est plus actuellement défenseur de ce projet : si c'est pour le remettre aux spéculateurs, mieux vaut laisser l'eau dans la montagne et ses torrents !

Merci, Bernard ! On a tous ces images dans notre imaginaire collectif, mais ça va mieux en le disant...

6.3. Le Contexte a énormément Bougé depuis 2010-2014

Monsieur CD précise en quoi le contexte autour d'EDF a énormément changé :

Dans la période 2010-2014, ce dossier était très en haut de la pile et excitait l'appétit de pas mal de gens (nos concurrents potentiels, la Commission Européenne...). Depuis, les choses ont beaucoup bougé :

⇒ *le sujet a existé politiquement, grâce notamment à l'investissement majeur de Delphine Batho et de Marie-Noëlle Battistel (les deux plus courageuses politiquement sur le sujet). La première, en 2012, lors d'une audition à l'Assemblée par la Commission des Affaires Économiques [« Je ne souhaite pas une nouvelle libéralisation », a-t-elle déclaré au cours d'une audition à l'Assemblée Nationale, avant de préciser : « On me dit que les choses sont tellement engagées qu'elles doivent être poursuivies dans la même logique, donc j'ai demandé l'étude de scénarios alternatifs », ndlr...] déclare nettement son opposition politique à l'ouverture à la concurrence. La seconde, avec son rapport de 2013 [qui concluait que l'optimal pour la sûreté des installations, la sécurité des personnes, les multi-usages de l'eau et une meilleure efficacité économique est un monopole public, conclusion peu banale par les temps qui courent, ndlr...] et son acharnement sur le sujet depuis lors ;*

⇒ *l'entreprise EDF n'est plus du tout dans la même situation : sur la période 2010-2014, pour beaucoup de personnes, EDF paraissait invincible, inatteignable, insubmersible, en position dominante sur tous ses marchés, ... En 2018, EDF est aujourd'hui dans une situation plus délicate :*

- *la concurrence à l'aval sur les marchés est beaucoup plus forte, et la récente offensive de Total [rachat de Direct-energie, ndlr...] est là pour nous convaincre que ça ne va pas s'arranger ;*
- *on s'approche des échéances de renouvellement du parc nucléaire : la fermeture de Fessenheim est programmée, la façon de prolonger la durée de vie des 56 autres réacteurs va entraîner des débats extrêmement complexes, et le nouveau nucléaire a un mal fou à arriver pour, avec les ENR, constituer un socle décarbonné et durable de production d'électricité ;*
- *beaucoup de changements technologiques majeurs arrivent : big data, ...*

Toutes ces choses font que si le côté solide d'EDF demeure, son côté dominant est beaucoup moins flagrant aujourd'hui. Autant en 2011, les concessions étaient le dossier idéal pour affaiblir EDF, autant en 2018, EDF n'a pas besoin de ça. Et probablement qu'un grand nombre de politiques peuvent en convenir.

À expliquer et à répéter, en mots choisis, mais à faire comprendre : ce dossier (emblématique pour quelques idéologues de la concurrence, pour enfoncer un coin dans la position monopolistique de fait d'EDF) n'est plus nécessaire aujourd'hui. EDF a suffisamment d'autres sujets majeurs à réussir pour ne pas être affaibli par ce dossier supplémentaire.

Monsieur CD est convaincu que **garder les concessions au sein d'EDF est ce qu'il y a de plus intelligent à faire pour le Pays**. *Se battre pour en plus intégrer la CNR lui paraît dangereux parce que politiquement incorrect. Même dans le contexte actuel d'une CNR très mal gérée.*

En 2012, les concurrents d'EDF sont Direct Énergie ou Poweo, qui affichent chaque année un déficit abyssal, mais qui tiennent mystérieusement en vie. En 2018, on parle de Total, qui affiche des ambitions énormes [elle vise un parc de 10 GW d'ici 5 ans, si l'on en croit Patrick Pouyanné, le PDG de Total, ndlr] ! Il serait mal venu de favoriser l'accès au marché à Total [qui cherche à préparer l'après pétrole ?, ndlr...], dont on sent bien qu'ils peuvent se passer de subventions...

6.4. La Mise en Concurrence des Barrages, une Quadrature du Cercle

Pour Monsieur CD, nous devons réussir à convaincre les politiques que cette mise en concurrence relève de la quadrature du cercle. Faire ces mises en concurrence sera :

- ⇒ politiquement aujourd'hui presque sans bénéfice, du fait de l'évolution d'EDF et des sources de fragilité autour de l'entreprise liées à l'évolution des marchés ;
- ⇒ économiquement idiot, comme effet secondaire d'un droit des concessions très fin quand on veut l'attribuer mais quand on arrive au renouvellement ;
- ⇒ pratiquement, probablement extrêmement difficile à réaliser.

C'est pour toutes ces raisons qu'un gros travail a été mené conjointement avec Marie-Noëlle Battistel au moment de la loi de transition énergétique pour trouver des solutions qui évitent, en fin de concession, la remise en concurrence, comme l'extension en échange d'investissements, permettant de reculer l'échéance. Pas pour mieux sauter, mais pour avoir à gérer en 2030, dans un autre contexte, un dossier tombant très mal en 2014, essentiellement motivé par la soif d'attaquer EDF.

Réussissons à convaincre les politiques que ce qu'on appelle concessions ici est très différent de ce qu'on appelle communément concessions ailleurs (autoroutes, parkings), et que la mise en concurrence est à la fois injuste par rapport à ce qui se passe dans les autres pays du monde, économiquement et socialement inefficace, et pratiquement très difficile à mener.

Le tout pour arriver progressivement à **convaincre les ministres qu'associer leur nom à ce projet les plongera tôt ou tard dans des ennuis inévitables**. Ce que tous ont assez vite compris, du reste, depuis Borloo.

6.5. La Régulation de l'Hydro-Électricité Est une Urgence !

Même Monsieur CD est d'accord :

C'est une évidence économique, qui ne nécessite pas d'être prix Nobel d'économie : une industrie de temps long et capitalistique, ça nécessite une régulation, sinon ça n'existe pas. Tout faire reposer sur les épaules d'EDF, parce que ça marche depuis des décennies, effectivement, ça marche jusqu'en 2018, 2019 ou 2020 peu importe, on y est, maintenant.

Et faire comprendre ça aux politiques est essentiel : si en 2010-2012, la marotte était "et si on trouvait un truc pour déstabiliser EDF ?" aujourd'hui, tout l'enjeu politique autour de notre entreprise est d'inventer les bonnes formes de régulation qui lui permettent de continuer à remplir ses missions de service public, et en particulier dans l'hydraulique et dans le nucléaire.

En étant un brin provocateur, on pourrait dire à nos politiques que le sujet des concessions hydrauliques était le sujet de leurs prédécesseurs. Et de continuer en leur disant qu'aujourd'hui, bien sûr, ouvrir à la concurrence est une aberration, mais leur sujet du moment réside dans la nécessité d'offrir à l'hydro-électricité le cadre de régulation dont elle a besoin et dont elle aura de plus en plus besoin.

On peut jouer un certain temps sans régulation, mais à certains moments [comme les deux moments cités dans le rapport : au début des années 2000, avant le passage en SA et actuellement avec l'incertitude sur certaines concessions, nldr...] ça finit par poser des problèmes. Et le problème de l'EPR, c'est que c'est trop gros pour jouer. Nulle part dans le monde, aucun marché ne produit de l'EPR. C'est le même problème, en plus petit, pour l'hydraulique. En plus compliqué parce que moins aigu. Car avec le nucléaire, soit on fera de l'EPR en France, soit on n'en fera pas ; si on ne garantit pas à EDF un prix de rachat de l'électricité EPR, même si EDF disait oui, aucun banquier ne suivrait une folie économique pareille.

Avec l'hydraulique, c'est un peu plus vicieux. On ne veut pas faire le pas de la régulation, mais on dit à EDF "continue quand même..." Et finalement, pour le moment, chaque année passe, chaque année on y arrive.

Rapport SUD-ÉNERGIE – Paroles d'Expert.e.s EDF – Hydro-Électricité - 6^e PARTIE - CONSERVER L'EXISTANT NE SUFFIRA PAS Jusqu'au jour où on se retrouvera avec des aménagements en très mauvais état. En l'absence des bonnes régulations politiques, économiques et juridiques, c'est inévitable ! Un des problèmes réside dans le fait que les aménagements sont déjà là, donc vu de loin, on pourrait avoir l'impression que c'est permanent, qu'il ne peut rien leur arriver, qu'EDF rôle parce qu'insatiable, mais que si on ne leur donne rien, ils continueront quand même... (On a peut-être eu le tort de le faire par le passé, continuer coûte que coûte...). Au final, les gens ne se rendent plus compte que le même style de régulation est pourtant vital pour les faire vivre correctement longtemps.

Pour Monsieur CD, ces enjeux de convaincre à la mise en place des bonnes régulations sont bien plus importants que le petit jeu de "jouer à la marchande...". À la fin de ce processus, c'est quand même EDF qui gardera une partie de ses concessions quoi qu'il arrive, si on n'arrive pas à enrayer ce processus de mise en concurrence, et le problème de "comment on les fait vivre" restera entier, dans un marché chaotique, qui ne rémunère pas la capacité de la production, mais juste les échanges entre les acteurs.

*C'est cette question-là qu'il faut absolument résoudre. **Deux dimensions, donc, sont à mener de front, parce qu'elles vont de pair (parce que les grands barrages rendent un double service public de long terme : dans la gestion de l'électricité et dans la gestion de l'eau) :***

⇒ réussir à éviter la mise en concurrence des grandes concessions ;

⇒ mettre en place la bonne régulation sur l'hydraulique.

6.6. Monopole ou Service Public de l'Hydro-Électricité? ...

Laissons Monsieur CD dérouler son raisonnement pluriel...

Faisons attention dans la période, à ne pas trop manier monopole du nucléaire / monopole de l'hydro-électricité [référence à l'article de Hulot dans le Financial Times, ndlr...] pour ne pas menacer l'avenir d'EDF intégré.

Sachant que le privé ne sait pas gérer le temps long, ne sait pas prendre en charge des aspects difficilement monétisés, comme la sûreté ou l'environnement, l'urgence d'un « Monopole public de l'hydro-électricité » est une des conclusions principales de notre rapport. À cet égard, la transformation d'EDF en SA est déjà problématique. Nous ne sommes pas seuls sur cette posture : presque à chaque rencontre, Monsieur CD nous a dit préférer l'expression de Service Public de l'Hydro-Électricité !

Pour Monsieur CD, il est plus important qu'EDF conserve un actionnariat majoritairement public plutôt qu'on lui enlève le statut de SA. En revanche, c'est la façon dont elle est régulée qui est aujourd'hui catastrophique. Et l'hydraulique, notamment, est très mal régulée : dans ce domaine, on fait comme si tous les aménagements produisaient au même coût, comme si chaque aménagement produisait ses propres recettes (ce qui n'est absolument pas le cas), et comme si on pouvait fonctionner dans un marché sans problème (le nucléaire est également confronté à ce genre de problème, mais la taille prépondérante de son parc lui permet de négocier des choses que l'hydraulique ne peut pas négocier de son côté).

L'hydraulique doit être régulée. Monsieur CD en est convaincu depuis longtemps. Son rôle spécifique sur le marché doit pouvoir lui apporter un bonus, pour permettre à certaines réalisations (annuelles) d'être un peu plus basses. Pour avoir une hydraulique qui marche bien longtemps, au-delà de l'aspect public / privé, c'est la bonne régulation qu'il est essentiel de mettre rapidement en œuvre.

Certaines concessions vont produire à 20 €/MWh (les "belles" concessions de la Durance, du Rhin...), quand d'autres le feront à 60 ou 70 €/MWh (parce que parfois, il faut des kilomètres de canaux pour faire descendre l'eau de pas grand-chose). Mais les causes sont intrinsèquement structurelles, liées aux spécificités de chaque site. Placer un tel objet sur un marché nécessite le miracle de trouver des managers qui sont "tombés dedans

quand ils étaient petits", passionnés par l'objet industriel (cas de Jean-François Astolfi ou de Jean-Yves Delacoux, mais ça, tous les hydrauliciens le savent), pour tenter de se débrouiller, avec la conscience permanente que la moyenne à 40 €/MWh cache certains ouvrages à 20 et d'autres à 70, pour que les choses ne dérivent pas. Dans le cas contraire, on va "jouer à la marchande", valorisant ceux qui sont à 20, stigmatisant ceux qui sont à 70, pour assez vite faire des choses très contre-productives (le pire exemple étant sans doute l'aberration économique réalisée sur Lac Mort, où on attend l'arrivée prochaine de la fin de concession - moins de 5 ans - pour refaire la conduite forcée, par peur de la honte de montrer dans quel état on laisse les installations, alors qu'on l'aura exploitée tout le long avec des "bouts de ficelles"). L'absence de régulation vous rend extrêmement dépendant des gens qui vont diriger les installations. Le fait que l'hydraulique ne soit pas régulée conformément à l'objet devient dangereux.

Dans ces conditions, Monsieur CD a toujours pensé essentielle la démonstration :

- ⇒ que l'hydro-électricité est un Service Public, comme quelque part le service public de la distribution ;
- ⇒ qu'à ce Service Public, on doit associer une régulation, lui garantissant un minimum de stabilité de revenu ;
- ⇒ qu'au-delà de cette régulation, ce Service Public peut apporter des services au système, de la production en pointe à des moments bien placés, et ça, à la limite, elle le joue sur les marchés, ça lui fera un complément de rémunération, qui permet d'augmenter sa rentabilité et de baisser la part nécessaire de régulation.

Mais penser qu'on va entretenir des ouvrages pendant 75 ans sans régulation, c'est une utopie ! Peu importe si selon ses préférences politiques, on appelle ça monopole, service public ou régulation, on sera tous d'accord pour affirmer que sans régulation économique tenant compte du fait que l'hydro-électricité s'optimise du court terme (tout de suite, ce soir, à 20h) jusqu'au long terme (dans 50 ans), nos barrages vont se dégrader fortement. Soit en s'abimant, physiquement, soit avec un management qui, sans la culture industrielle associée à l'objet, va jouer différemment (sans qu'on puisse lui en vouloir).

Une illustration de l'impact de cette absence de régulation avec le Scrabble : si d'un coup le "Z" passe de 10 points à 2 points, celui qui l'aura conservé pendant trois coups pour en faire un super mot "compte-triple" aura perdu son temps...

Pour Monsieur CD, un patrimoine ne se conserve bien dans la durée que si :

- ⇒ son objet [rôle, utilité..., ndlr] est clairement défini ;
- ⇒ il est confié à des gens qui ont été éduqués à ses spécificités ;
- ⇒ il bénéficie d'une régulation adaptée à ses spécificités.

Si l'un de ces trois piliers vient à manquer, assez vite, la situation va se dégrader sans qu'on puisse en vouloir aux deux autres. Dans notre cas, faire tourner au maximum les centrales qui produisent à 20 €/MWh et accepter d'aller jusqu'à stopper les centrales à 70 €/MWh, ou ce genre d'aberration, n'est que la conséquence logique de l'absence de régulation. Et cette absence empêche de les ramener à la raison. Ils continueront de faire leur travail de défense des intérêts économiques de leur entreprise, avec les règles du jeu définies. Dans ce contexte, même si l'entreprise était publique, ils feraient sans doute la même chose...

Si en revanche, vous qualifiez cet objet dans la durée (présent plusieurs siècles), par une utilité publique reconnue (rend des services à la collectivité - irrigation de centaines de milliers d'hectares, sûreté du système électrique au moment où on introduit des ENR intermittentes, emploi local dans des régions qui n'ont plus que ça...) qui autorise de le sécuriser par un mécanisme régulateur (rediscuté annuellement sur les bases du bilan de l'activité - comme ça se fait naturellement pour le réseau public de distribution - avec l'argumentaire expliquant pourquoi on a fait mieux ou moins bien que l'année d'avant), vous garantirez dans la durée la qualité du service de l'hydraulique, ce qu'aucun système dérégulé ne pourra jamais intégrer.

Si le système reste dérégulé, ce n'est pas en organisant un divorce et un remariage réguliers toutes les X années, qu'on appellera "fin de concession", avec un concours de beauté à ce moment-là qu'on s'en tirera. C'est une lubie, rien d'autre.

Si tout ça peut se faire, c'est parce qu'on est dans la mémoire collective et dans l'héritage d'EDF boîte publique, avec qui on fixait les tarifs, et qui se débrouillait comme ça. EDF est l'exemple unique au monde d'une entreprise en mesure de s'auto-financer 54 réacteurs nucléaires en 15 ans (+ 4 dans les dix années qui ont suivi), le tout sans subventions de l'État, MAIS avec une dette qui pesait bien 10 fois son chiffre d'affaire. Mais comme tout cela vivait, jamais personne ne s'est posé la question, pendant toutes ces années, de la régulation d'EDF, en dehors de la dimension "fixer les tarifs de l'électricité pour que ça passe".

Aujourd'hui, EDF demeure l'entreprise à qui on demande d'être là pour le long terme, à qui, paradoxalement, on a exposé 75% de son chiffre d'affaire à la concurrence (et bouger de 1 euro le tarif ne résoudra plus grand chose), et dans la période, on découvre qu'EDF est une entreprise très mal régulée. Qu'il aurait fallu penser "régulation du nucléaire" (toujours à cause de la durée...), qu'il aurait fallu penser "régulation de l'hydraulique", qu'au contraire, il aurait fallu exposer davantage certains domaines pour qu'elle aille chercher plus vite l'innovation nécessaire... Tout cela, on ne le réalise que maintenant.

6.7. Quels Contours pour cette Régulation de l'Hydro-Électricité? ...

Quand on a commencé à poser cette question à Monsieur CD, à chaque fois, on nous a répondu que bien évidemment le temps était *trop court de répondre clairement à cette question avant la date de finalisation de ce rapport*, mais parfois, on a quand même eu droit à des embryons de réponse... *il s'agira de revoir :*

- ⇒ *la fiscalité qui s'applique à l'hydraulique, un peu injuste et fruit de l'histoire...*
- ⇒ *une sorte de CSPE hydraulique garantissant le maintien du patrimoine des barrages en France, y compris sur les petites installations. Le montant nécessaire est ainsi totalement dérisoire, très en-dessous de tout le reste qu'on doit faire, embarqué dans la loi de transition énergétique. Cette subvention, qu'on assoirait sur le nombre de MWh produits, par exemple (même si en interne, on connaît l'influence de l'hydrologie naturelle, mais pour la rendre incontestable à l'externe), permettrait de gérer correctement le long terme.*

On l'a vu dans la quatrième partie, les différentes étapes depuis 1996 de dérégulation du marché de l'énergie, avec notamment, pour ce qui est de l'hydro-électricité :

- ⇒ la séparation de la CNR et de la SHEM du système hydro-électrique d'EDF en 2000 ;
- ⇒ l'entrée de Suez (devenue ENGIE) au capital de la CNR dans la foulée ;
- ⇒ et le changement de statut d'EDF (d'EPIC - Établissement Public à caractère Industriel et Commercial - en SA - Société Anonyme).

Plusieurs éléments recueillis dans cette enquête, avec un ensemble de témoins qui reconnaît qu'on peut et doit résoudre certains problèmes, poussent à aller plus loin qu'une simple défense du modèle existant, pour traiter notamment :

- ⇒ le déjà-là de la désoptimisation par la concurrence ;
- ⇒ le déjà-là de comportement discutable du concessionnaire EDF, une entreprise tiraillée entre les exigences de profit dans le monde concurrentiel à sa porte et ses missions de Service Public ;
- ⇒ le besoin d'une confrontation à un regard extérieur ;
- ⇒ le besoin de questionner une routine parfois dommageable à la performance collective ;
- ⇒ le besoin d'un changement de relation entre EDF et les collectivités locales ;
- ⇒ le besoin d'un changement de relation entre EDF et les citoyen·ne·s de ce pays...

En 2013, Marie-Noëlle Battistel appelait en conclusion de son rapport parlementaire à la création d'un Service Public de l'Hydro-Électricité, seul à même de garantir :

- ⇒ la meilleure efficacité économique ;
- ⇒ la sûreté des ouvrages et la sécurité des populations ;
- ⇒ le multi-usage de l'eau.

Delphine Batho proposait le 22 janvier 2018, à Grenoble, de renationaliser EDF, mais sous une forme nouvelle de co-construction entre les pouvoirs publics, les collectivités locales, les citoyens et les salariés, avec comme unique boussole l'intérêt général. Une SCIC, en somme...

Jacques Masson, patron de l'hydraulique d'EDF de 1995 à 2001, pense comme nous : conserver l'existant ne suffira pas.

Citation - « EDF est en train de devenir une entreprise comme les autres, une multinationale comme les autres. Le statu quo ne résout rien... la concurrence et ses travers sont déjà là, et entraînent des travers déjà visibles ».

Jacques MASSON, patron de l'hydraulique d'EDF de 1995 à 2001

Toujours selon Jacques Masson, si on fait un petit tour rapide des opérateurs actuels, difficile de rater ENGIE. ENGIE possède la SHERM depuis que celle-ci a été rachetée à la SNCF par Électrabel. Engie est l'actionnaire majeur de la CNR, avec 49,9% des actions, mais malgré ce seuil <50% au privé imposé par la loi, Engie s'impose comme le véritable patron de la CNR, parce qu'en face, l'actionnariat public est faible, car trop morcelé (Conseil Général du Rhône, Conseil Général des Bouches du Rhône, Conseil régional PACA, Conseil régional Rhône Alpes Auvergne, ville de Marseille (?), ville de Lyon...) et pas assez compétent en hydro-électricité.

Ne toucher à rien ne suffira pas. Le ver est dans le fruit, et il faut penser plus loin que la préservation de l'actuel.

Commentaire sur la notion de privatisation des barrages : ce qui est en cause avec le renouvellement des concessions, ce n'est pas la propriété des barrages hydroélectriques qui demeureront propriété de l'État, mais leur exploitation.

Cette exploitation était concédée, pour l'essentiel à des opérateurs publics : EDF, CNR, SNCF (SHERM). Mais ces opérateurs sont maintenant privatisés totalement ou partiellement. Ce qui signifie qu'avec l'ouverture à la concurrence, que les concessions soient attribuées à de nouveaux entrants ou reconduites aux opérateurs en place, il y aura bien privatisation de l'exploitation des ouvrages. C'est la privatisation des entreprises publiques qui a engagé le processus".

Jean-David Méchali ne peut nous accompagner à l'Assemblée, mais s'il était venu ? ...

Quatre questions lui semblent essentielles à poser à la représentation nationale et nécessitent des réponses :

1/- *Au bout de la chaîne, quel intérêt d'une mise en concurrence des installations hydro-électriques pour le client final ? Dans cette réflexion sur la mise en concurrence, cette question (pourtant élémentaire et vitale) ne semble pas suffisamment abordée... Quel apport pour la collectivité au-delà d'une réponse réglementaire ?*

2/- *Le processus de mise en concurrence a réveillé les consciences de tous les acteurs sur les relations avec les territoires et EDF s'est employé à progresser dans le domaine. L'intégration d'une vision nationale de l'enjeu hydro-électrique et de problématiques locales dans toutes leurs composantes est une nécessité. Les dispositions contenues dans la loi apportent-elles une réponse appropriée ?*

3/- *Il faudra rappeler les mécanismes de gestion des grands réservoirs français, en termes d'eau, de stockage, d'optimisation. (EDF gère 75% de l'eau stockée dans les réservoirs de surface en France). Insister sur le fait que leur utilisation multiple (kWh, crues, pénurie) nécessite une vision nationale et que la recherche du meilleur équilibre ne peut être atteinte aisément pour la collectivité en multipliant les acteurs.*

4/- *La où JDM rejoint particulièrement bien notre démarche, mettre l'accent sur l'ingénierie : au sein d' EDF, le monde de l'hydro-électricité s'est battu pendant des années pour obtenir une ingénierie intégrée. Le CIH est le fruit de la réunification du CNEH avec les USI, et il faut se souvenir d'une époque où des ingénieries différentes*

étaient présentes sur un même site, en parallèle, sans réellement se parler, et proposaient parfois des solutions différentes, voire incompatibles, pour un même problème... Est-ce là l'efficacité ? Depuis le début des années 2000, ce travail de réunification de l'ingénierie a payé.

À l'époque du rapport de Marie-Nöelle Battistel, il y a eu pas mal de propositions faites en parallèle. JDM se souvient notamment de la proposition de Roland Courteau, Sénateur de l'Aude, de porter la durée des concessions de 75 ans à 99 ans en contrepartie d'un certain nombre d'investissements créateurs d'emplois et de richesse locale.

Il faut penser en termes de territoires : la suppression de la taxe foncière, l'austérité qui diminue sans cesse leurs ressources ne vont pas dans le bon sens. La redevance peut répondre pour partie à ces pertes sèches de moyens d'agir. La question de l'utilisation de cette redevance se pose bien évidemment et elle doit être abordée au mieux des intérêts de la collectivité.

Renforcer le rôle des collectivités territoriales dans la création de valeur autour de la production hydro-électrique est fondamental. Mais le travail qui reste à accomplir pour définir le cadre de fonctionnement sur ces sujets est encore important : pour l'instant, les régions et les pouvoirs publics locaux sont plutôt affaiblis par des ressources financières en baisse, et dans le domaine de l'hydro-électricité, il s'agirait plutôt de renforcer leur rôle [équation encore impossible aujourd'hui ?, ndr...].

Pour JDM, les territoires doivent à l'avenir monter en puissance sur un certain nombre de sujets, et l'hydro-électricité socle des énergies renouvelables en France en est un, assurément.

6.8. Un Besoin de Changement

Nombreux sont ceux qui nous ont exprimé un nécessaire changement. Le plus brutal fut sans doute cet Expert en Hydrologie, Concessions et International. Avant de conclure à notre manière, du côté de SUD-ÉNERGIE, laissons-le s'exprimer librement :

Une mise en concurrence oblige les acteurs à revoir leurs organisations internes, leurs pratiques et à les inter-comparer avec ce qui se fait ailleurs, de là naît l'innovation. Et là, comme toute organisation, la DPIH a à progresser et ne peut vivre en vase clos sur elle-même, avec ses propres référentiels, avec chez beaucoup une conviction trempée que ce sont les meilleurs, solidement bâtie sur le fait de ne jamais être allés voir ailleurs. En veux-tu un exemple ? Il est courant d'entendre dire

que le CIH ne respecte ni le coût, ni les délais de ses réalisations. Pourtant, entre 2005 et 2011, le CIH a réalisé en Suisse toute l'ingénierie de la reconstruction du puits blindé de Cleuson Dixence en Suisse. Projet onéreux (300 millions d'euros), risqué (la conduite avait explosé, pour des raisons mal élucidées, entraînant des morts et la destruction complète d'un village de 15 maisons). Le projet a été mis en service au jour annoncé six ans auparavant au début des études, et avec un écart entre le coût final à réalisation et le prix annoncé en fin d'étude préliminaire inférieur à 10 %. Résultat quasi jamais atteint en interne DPIH, alors que ce sont les mêmes acteurs CIH qui interviennent. La clef me semble à chercher dans l'amélioration de la MOA qui aurait beaucoup à apprendre des pratiques suisses.... Je pourrais te citer plein d'autres exemples.

Seul un choc externe peut permettre ces évolutions. Et la mise en concurrence en est un.

[...] j'ai travaillé au CIH dans de la vente de services ou des opérations de prises de participation dans des sociétés hydro électriques étrangères. J'en suis sorti avec la conviction qu'un appel d'offres vaut bien mieux que tout processus en gré à gré : au terme d'un gré à gré, les deux parties sont toujours insatisfaites. L'une et l'autre sont persuadées soit d'en avoir trop lâché, soit d'en n'avoir pas assez demandé. Voir par exemple, l'exemple du renouvellement du titre de Monistrol d'Allier et tous les remous que cela a causé en interne DPIH... Une bonne mise en concurrence permet de beaucoup mieux cadrer les acteurs, ce qu'ils peuvent espérer, ce qu'ils peuvent obtenir.

⇒ *Je sais bien que Madame Michu et le Canard Enchaîné ne peuvent jamais citer le terme de "contrat" sans l'assortir de "juteux". Il faut casser ce mythe : en Europe, cela n'est pas si courant et est à ranger parmi les fantasmes du style "toutes les anglaises sont rousses", "les asiatiques sont fourbes et cruels", "l'agent EDF est un fainéant". Une forte marge n'existe que si : il y a un fort risque à rémunérer : technique, financier, sécuritaire ; donc OK s'il s'agit de sauver dans*

⇒ *l'urgence les marins du Kursk, prêter au Sierra Léone, construire en Syrie en ce moment...*

autre forme de risque, l'activité est illicite : came, prostitution, armes, contrefaçon.

Sinon, quand la consultation est menée professionnellement, les marges sont faibles et encore plus avec un gré à gré qu'au terme d'un appel d'offres. Or la marge ne sert pas qu'à engraisser l'actionnaire : elle sert aussi à financer la recherche et développement, l'investissement, le mécénat, la formation. Après qu'il y ait des tensions autour de cette répartition, c'est un autre combat. Mais pour qu'il ait lieu, il faut que cette marge existe.

6.9. Début de Proposition de SUD-ÉNERGIE

Nous avons consacré l'essentiel du temps disponible très court pour récolter des paroles qu'on espère éclairantes pour vous. Le parent pauvre de ce document dans son état actuel est sans doute ce dernier paragraphe. Construire un argumentaire démontrant la nocivité du processus d'ouverture à la concurrence de l'hydro-électricité est une chose, bâtir des propositions pour un futur service public rénové de l'eau et de l'électricité en est une autre. Mais nul doute que toutes ces rencontres vont mûrir, se prolonger, et que notre proposition s'affinera au fil du temps.

SUD-ÉNERGIE est né du refus d'accepter le mouvement de libéralisation de l'Énergie et de la conviction qu'il était possible d'empêcher ce gâchis. La « bataille des concessions » qui a motivé l'élaboration de ce rapport est au cœur de notre engagement syndical, et nous revendiquons un rôle de premier plan dans le rapport de force qui devra s'établir face aux groupes d'intérêt et aux idéologues libéraux qui œuvrent sur le sujet.

Nos positionnements syndicaux, sociétaux et politiques nous opposent souvent aux décideurs d'EDF. Mais autour de ce combat, un large et fructueux rassemblement est possible, comme le montre l'extraordinaire palette de compétences, de positions hiérarchiques et de parcours professionnels qui a été mobilisée en si peu de temps. Sur ce sujet, très clairement, des convergences larges de vues et de projets existent, et si elles sont si fortes au sein d'EDF, elles le sont sans doute encore plus chez les citoyen·ne·s concerné·e·s et chez les politiques qui les représentent. Sachons utiliser cette force collective pour infléchir un destin que certains voudrait considérer comme tout tracé. « There are many alternatives ! » leur crions-nous ce soir...

Certaines propositions de SUD-ÉNERGIE sont très proches de celles de nos interlocuteurs, d'autres prennent un peu de distance pour en toutes circonstances garder le cap d'un service public au service de la collectivité. Elles partent d'un constat partagé, et visent toutes à rendre à la collectivité le bénéfice d'un outil industriel précieux, à le protéger, ainsi que les salarié·e·s qui s'y investissent, de la logique prédatrice et myope du « marché ». Dans un esprit de progrès, ces propositions vont au-delà d'une opposition légitime au processus en cours. Elles doivent permettre de renforcer et de pérenniser un vrai Service Public de l'Eau et de l'Électricité. Elles sont les suivantes :

- Arrêt du processus en cours de mise en concurrence des concessions, par une prise de position claire, ferme et argumentée du Gouvernement Français face à la Commission Européenne ;
- Élaboration d'une régulation du secteur pour retrouver une viabilité économique pérenne de long terme, seule à même de garantir les investissements nécessaires notamment à la sûreté des barrages, à l'opposé du « jeu de la marchande » d'un marché dérégulé et fragmenté ;
- Formulation des objectifs collectifs non économiques liés à ces aménagements : multi-usages de l'eau, protection contre les crues, etc. pour construire le cadre législatif et réglementaire complet

- Association des citoyens, collectivités et élus à la gestion d'EDF, pour réaffirmer les objectifs collectifs de sa gestion, à l'opposé du pilotage financiarisé, hors du contrôle des citoyen-ne-s et des salarié-e-s, qui dernièrement s'est accentué à EDF ; cela peut passer par un contrat de service public, avec des objectifs clairs et contrôlables.
- Ré-intégration des ouvrages et des personnels de la CNR et de la SHEM, pour garantir la cohérence de la gestion de l'eau et de l'énergie sur un fleuve aussi vital que le Rhône.

Au-delà de l'Hydraulique, près de 20 ans après l'ouverture des marchés, il nous paraît nécessaire de dresser un bilan de cette mise en concurrence de l'électricité, en termes financiers, sociaux, de qualité de service et de sécurité et sûreté des installations et du réseau.

Et pour sortir du cadre de l'électricité, ce bilan (qui pourrait être un rapport parlementaire ?) devrait être fait sur la mise en concurrence en général des services publics, en s'appuyant sur les exemples étrangers : transport, santé, distribution de l'eau, etc. Cela permettrait de disposer d'éléments factuels dans les débats qui risquent de devenir de plus en plus fréquents sur les privatisations.

Avec Jean-François Astolfi, nous pouvons convenir que *la seule bonne chose que ce chiffon rouge de la mise en concurrence ait indéniablement apporté à EDF est que « ça nous a un peu réveillés »*. EDF faisait partie du décor, et on avait un peu eu tendance à nous endormir sur nos lauriers. Ce fut un bon aiguillon pour, notamment dans les activités d'ingénierie, libérer nos imaginations, ou pour ce qui concerne notre contribution au développement économique local. Sachons maintenant nous projeter dans une l'hydro-électricité aux règles rénovées, dans un esprit de service public ambitieux.

Sur tous ces axes, SUD-ÉNERGIE insiste sur la nécessaire prévalence des objectifs collectifs de progrès social et écologique face aux chiffres de la finance et aux stratégies de guerre économique permanente.

6.10. Ce que SUD-ÉNERGIE Attend de Vous !

Malgré la lecture de ce rapport, vous êtes toujours convaincu-e qu'il faut ouvrir à la concurrence les barrages hydro-électrique ? SUD-ÉNERGIE vous demande d'apporter et de diffuser un contre-argumentaire technique à chaque argument factuel porté par le présent rapport. La démocratie française se doit d'être un lieu de débat d'idées, et pas uniquement une succession de pouvoirs en place qui déploient des choses sans avoir besoin d'en démontrer le bienfondé. Sur ce sujet, votre intuition ne suffira pas. La préservation de l'intérêt général, l'utilisation optimale de l'eau que la catastrophe climatique va raréfier, l'optimisation du fonctionnement du réseau électrique, nécessaire pour éviter les risques de black-out ou l'utilisation d'énergies fossiles, la recherche d'une électricité la plus fiable possible fournie à tou-te-s au moindre coût, ainsi que la sûreté des barrages couplée à la sécurité des populations sont des sujets bien trop graves pour y répondre par une simple intuition ou la pure obéissance à une idéologie.

Citation - « L'hydraulique est au coeur des programmes d'optimisation : la question "à quel moment fait-on les lâchers ?" occupe l'essentiel de leur temps de calcul. Pour répondre à votre question, Monsieur Colas-Roy (de combien ça désoptimiserait d'ouvrir à la concurrence ?), nous vous suggérons, Mesdames et Messieurs les député-e-s, de demander à EDF de mener les études de calcul de désoptimisation. Nous avons tous les outils mathématiques et logiciels pour le faire : des collègues les ont déjà menées officieusement, de leur propre initiative, pour les cinq premières vallées dont il est question de les remettre en concurrence cette année, en comparant pour elles seules EDF monopolistique et leur exploitation morcelée entre plusieurs

Rapport SUD-ÉNERGIE – Paroles d'Expert·e·s EDF – Hydro-Électricité - 6° PARTIE - CONSERVER L'EXISTANT NE SUFFIRA PAS
producteurs... Leurs résultats sont sans appel : plusieurs dizaines de millions d'euros perdus chaque année. Commandez-nous ces études ».

Anne DEBRÉGEAS, membre du Bureau National de SUD-ÉNERGIE, ingénieure-chercheuse à la R&D

Dans le même ordre d'idée, il est sûrement possible de chiffrer les gains liés à la ré-unification de la CNR et d'EDF, intégrant tous les exemples de déjà-là (cf paragraphe 4.3).

Vous êtes convaincu·e depuis le début, ou suite à la lecture de ce rapport, que cette ouverture à la concurrence des barrages hydro-électriques ne doit pas se produire ? Servez-vous de votre visibilité médiatique, pour informer la population de ce piétinement de l'intérêt général, en piochant dans le présent rapport tous les exemples qui vous parleront le plus.

C'est par la bataille des idées et par la bagarre de l'opinion publique que nous empêcherons cette idiotie d'arriver, pour réussir la transition énergétique, au moment où la planète a le plus besoin d'une mobilisation urgente, cohérente et efficace contre la catastrophe climatique en cours...

Citation - « À vous, Monsieur Jean-Charles Colas-Roy et à tou-te-s les député·e·s qui seront tenté·e·s d'être favorables à la mise en concurrence des barrages, nous demandons le contre-argumentaire technique, point après point, à l'ensemble de ce rapport : vous devez à la France, pour le bon fonctionnement de sa démocratie, la démonstration technique que votre idée est meilleure que la nôtre. Et cette démonstration, aujourd'hui, est vide... À vous, Mesdames Delphine Batho et Marie-Noëlle Battistel, à vous, Monsieur Loïc Prud'Homme, et à tou-te-s les député·e·s et élu·e·s qui s'opposeront à cette ouverture à la concurrence de nos barrages, nous demandons de ne pas lâcher, et d'exiger cette démonstration ! ».

Philippe ANDRÉ, membre du Bureau National de SUD-ÉNERGIE, prévisionniste hydro-météo à la DTG

THERE IS NO PLAN(ET) B !

Annexe 1 : Aperçu du Centre de Recherche d’EDF - la R&D

Quelques exemples de thèmes de recherche en lien avec l’hydroélectricité menés par la R&D d’EDF :

La R&D d’EDF est organisée par départements d’environ 150 personnes. Plusieurs sont concernés, à des niveaux différents, par l’hydraulique. Nous citons quelques exemples à titre illustratif :

- Le département « Laboratoire National d’Hydraulique et l’Environnement », qui travaillent par exemple sur :
 - Régulation des ouvrages (compétences très pointues en automatique et en optimisation) :
 - les études visent par exemple à s’assurer que les riverains ne seront pas inondés (par exemple, en cas de fermeture d’urgence d’un débit sortant), ou à simuler des cartes de zones inondables en cas d’incident sur un ouvrage. La R&D d’EDF participe ainsi activement à au programme fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE) sur ces questions relatives à la sûreté des ouvrages.
 - Minimisation de l’impact environnemental de l’ouvrage. Ex :
 - Études visant à s’assurer de la possibilité, pour les poissons, de se déplacer de l’amont à l’aval de l’ouvrage.
 - Études sur les sédiments, les problèmes d’ensablement.
- Le département « Mécanique des Fluides, Énergies et Environnement »
 - Exemple : étude pour trouver une solution aux phénomènes de tempêtes de sable qui se produisent sur les bords sablonneux de certains barrages lorsque le niveau est très bas (de plus en plus fréquent), avec un impact très important sur les villes proches (nécessitant des campagnes de mesures et de modélisation dans l’air)
 - Prévisions de remplissage des barrages en climat futur
- Le département « Matériaux et Mécanique des Composants »
 - Études sur le vieillissement des géomembranes (qui protègent le fond des barrages)
 - Études sur le vieillissement du béton
- Le département « Optimisation, Simulation, Risque et Statistiques pour les Marchés de l’Énergie » :
 - Optimisation du planning de fonctionnement des centrales hydrauliques
- Le département « Électrotechnique et Mécanique des Structures » :
 - Études sur la fiabilité matériel électrique des centrales hydrauliques (transformateurs, alternateurs, turbines)
- Le département « Performance, Risque Industriel et Surveillance pour la Maintenance et l’Exploitation »
 - Surveillance du bâti (compétences en génie civil, traitement d’image, fonctionnement des centrales, surveillance des matériels, etc.)
 - Ex : étude de robots pour inspecter les digues et conduites forcées inaccessibles)
 - Drones surveillant les digues pour détecter des affaissements par exemple
 - Protection des travailleurs Isolés (compétences SI, télécom et ergonomie)
 - les ouvrages hydrauliques se situent parfois dans des zones difficiles d’accès voire non couvertes par les opérateurs téléphoniques, il s’agit alors de concevoir des systèmes d’alerte en cas de problème pour l’agent en intervention
 - Prévention des ESSH (événement significatif de sûreté hydraulique) liés au contrôle commande (compétence contrôle commande)

- Il y a parfois des événements de type « déclenchement intempestif de turbine » qui sont dus à une mauvaise conception de certains automates du contrôle commande, il s'agit alors réaliser des outils qui permettent de détecter et pallier les erreurs de conception.

- Le département intégrant une équipe de chercheurs en sciences sociales :
 - Analyses territoriales, ou analyse stratégique des bassins versants = comprendre les jeux d'acteurs et les attentes des territoires : quels besoins en eau pour les différents usages.
 - Adaptation au changement climatique : prospective, dialogue avec les acteurs locaux.
 - Innovation sociale (ex : projet « Une rivière, un territoire » : 7 agences EDF implantées au cœur des vallées, pour assister les territoires sur la gestion du patrimoine hydraulique (gouvernance partagée avec les acteurs locaux, mise à disposition d'un réseau d'expertise).
 - Acceptabilité de l'hydraulique : comprendre les systèmes où la concertation fonctionne et étudier ceux où cela ne fonctionne pas. Comprendre les enjeux qui suscitent des mobilisations.

Ces départements travaillent en relation les uns avec les autres, mais également avec le monde académiques (laboratoires communs, partenariats, co-encadrement de thèses, etc.).

Ils mènent des recherches de pointe qui peuvent s'appuyer :

- Sur des données partagées d'une très grande richesse, issues de campagnes de mesures et de relevés historiques de longue durée sur une même installation.
- Sur une connaissance historique des ouvrages, des domaines de recherche, des partenaires académiques
- Sur des moyens informatiques puissants, nécessaires aux simulations lourdes imposées notamment par des spécificités propres à chaque ouvrage (et qui implique qu'une littérature sur des recherches génériques ne peuvent suffire).
- Des laboratoires expérimentaux.

Des laboratoires expérimentaux (moyens d'essai) de grande ampleur¹ :

HALL J

Avec ses 10 000 m² de hall expérimental, ce laboratoire est équipé pour la modélisation physique en hydraulique des écoulements et du transport sédimentaire.

Il contribue depuis 1947 à minimiser l'impact des ouvrages de production sur l'environnement aquatique et à les protéger contre les agressions de ce même environnement (crues, tempêtes...).



¹ (extrait de la plaquette de présentation de la R&D)

SAUT DE L’ANGE

Mieux comprendre la dynamique des jets déversants.

- Chute de presque 10 mètres
- Permet de mieux comprendre les processus de dissipation d’énergie le long d’un jet déversant



COMBE DE SAVOIE

Une portion de l’Isère pour faire face aux risques d’inondations.

- Représente une portion de l’Isère d’une longueur de 1100 mètres à échelle 1/35^{ème}
- Répond à un besoin de la DPIH de faciliter la mobilisation des bancs de graviers dans la rivière
- Objectif : analyser les conditions optimales pour remettre les bancs de graviers en mouvement

Des laboratoires communs avec le monde académique :

Laboratoire d’hydraulique de Saint-Venant : laboratoire d’hydraulique avec l’École des Ponts ParisTech et le CEREMA

Annexe 2 : Aperçu du Centre d'Ingénierie Hydraulique d'EDF - le CIH

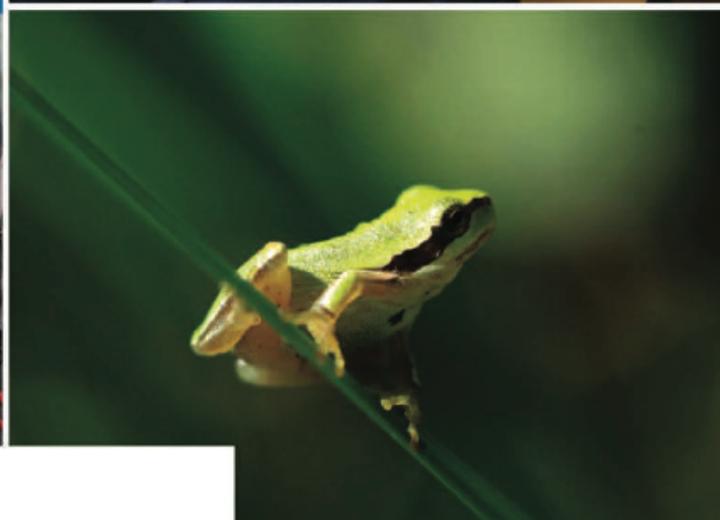
présentation en libre accès sur internet :





Nos priorités

- la **sûreté** des ouvrages
- la **sécurité** des tiers, des salariés et des prestataires
- la **performance** des installations
- le **respect** de l'environnement



7 sites

en France au plus près des installations

Brive, Grenoble,
Le Bourget-du-Lac,
Lyon, Marseille,
Mulhouse et Toulouse

947

salariés fin 2013

ingénieurs, techniciens
et chefs de projets

436 M€

d'achats en 2013



Concevoir, construire, rénover, innover, développer...

- **Concevoir et construire des aménagements hydrauliques**
plus de 65 ans d'expérience et de savoir-faire en France et dans le monde
- **Rénover et moderniser**
au service de la sûreté et de la performance
- **Innover en permanence**
- **Développer l'hydroélectricité en France et à l'international.**

Certifié ISO 9001, 14001 et MASE*.

Le CIH travaille en association avec des partenaires français ou étrangers. Il est indépendant des constructeurs d'équipements et des entrepreneurs, garantissant l'objectivité des solutions techniques proposées aux maîtres d'ouvrage et aux exploitants.

*MASE: Manuel d'Amélioration Sécurité des Entreprises

UN LARGE ÉVENTAIL DE PRESTATIONS

Assistance à maîtrise d'ouvrage au propriétaire de l'ouvrage pour valoriser son patrimoine et améliorer ses performances en matière économique, de sûreté, de maîtrise des impacts environnementaux et de disponibilité

Maîtrise d'œuvre, de la conception à la mise en service.

Le CIH propose des **prestations intégrées** de :

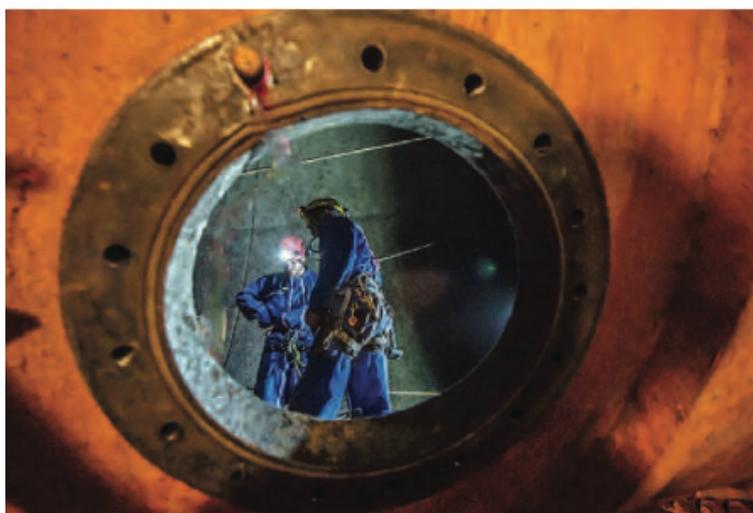
- Conception, étude et réalisation d'ouvrages neufs ;
- Réhabilitation, reconstruction, modernisation d'installations existantes ;
- Maintenance d'un parc en exploitation.



Nos clients

Le parc de production EDF : 90 % de l'activité du CIH est réalisée pour le compte du parc de production EDF (hydraulique, thermique et nucléaire), pour les Systèmes Électriques Insulaires d'EDF (Corse, Guyane, Réunion) et les filiales du Groupe EDF (Shema, FHYM, FHYT, EDF EN, EDF Energy, NTPC).

Des clients externes : Ces compétences et prestations sont également mises en œuvre pour des clients externes, en France comme à l'international (Maroc, Russie, Chine, Chili, Europe Est) au service de maîtres d'ouvrage/exploitants, d'entreprises, de banques de développement ou encore d'investisseurs privés.



5 GRANDS DOMAINES D'ACTIVITÉ

- Mécanique et électrotechnique
- Automatismes et informatique industrielle
- Génie civil
- Conduite de projets
- Développement durable

Au service de différents types d'ouvrages

- Aménagements hydrauliques (barrages, usines, galeries, conduites forcées, canaux),
- Stations de transfert d'eau par pompage,
- Usines marémotrices,
- Hydroliennes.

UNE EXPERTISE RECONNUE dans de nombreuses instances de référence

Le Centre d'Ingénierie Hydraulique d'EDF siège dans nombre d'instances françaises et internationales telles que le Comité Français des Barrages et des Réservoirs, le Forum Mondial de l'Eau ou encore l'ICOLD (International Comitee of Large Dams).

Chaque année, une centaine d'ingénieurs du CIH participent aux principaux rendez-vous mondiaux d'experts de l'hydraulique : Conférence Hydropower & Dams (Europe, Asie, Afrique), Congrès Hydrovision (USA, Brésil, Russie), Congrès IHA (International Hydraulic Association), Journées SHF (Société Hydraulique de France), Congrès de l'AFTES (Association Française Tunnels et Travaux Souterrains), etc.

Le CIH compte également parmi ses partenaires d'autres opérateurs tels que Hydro-Quebec au Canada et Alpiq en Suisse.

UNE PRÉSENCE internationale

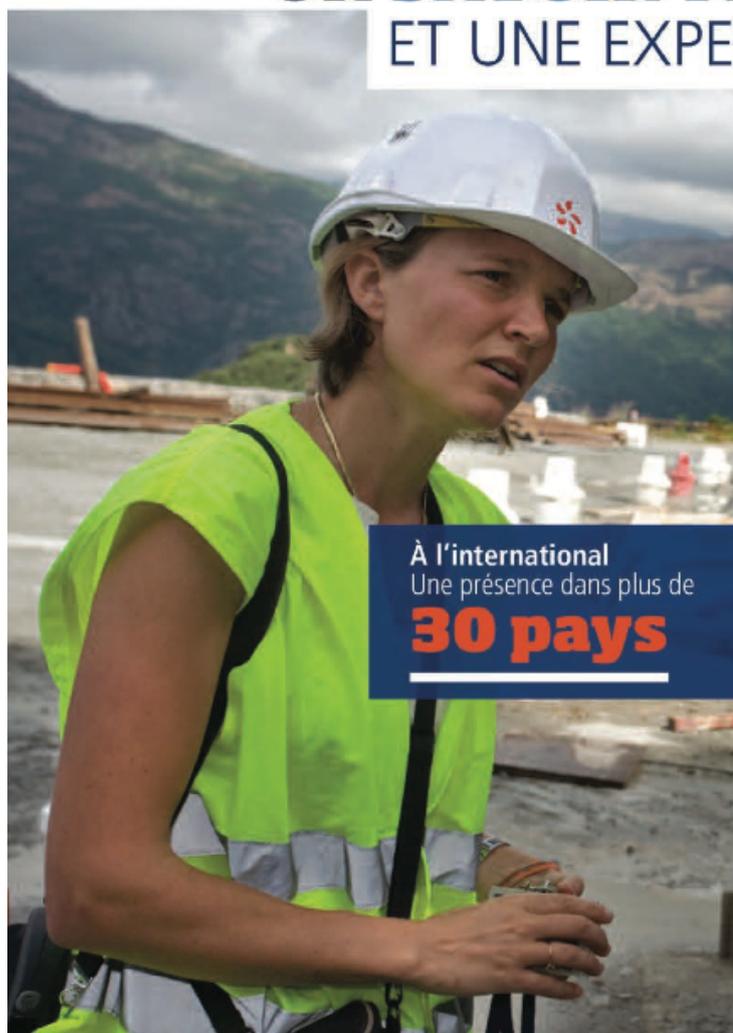
Le CIH participe à la construction de nouveaux ouvrages hydrauliques dans le monde sous deux formes différentes :

- des activités de **consultance** (études techniques) **en Inde** (Kholdam et Tehri), **en Israël** (Gilboa), **en Afrique** (RD du Congo – Inga),
- la **réalisation des travaux de construction** (coordination des entreprises, suivi des chantier) **au Laos** (Nam Theun 2)

Le CIH intervient aussi sur des projets et des investissements potentiels à l'étude au Brésil, au Mozambique et au Népal, en appui à la politique de développement du groupe EDF à l'international.

UN SAVOIR-FAIRE ET UNE EXPERTISE RECONNUS

dans le monde



À l'international
Une présence dans plus de
30 pays



Annexe 3 : Aperçu de la Division Technique Générale d'EDF - la DTG

présentation en libre accès sur internet :



DTG



L'UNITÉ DE MESURE ET D'EXPERTISE



L'UNITÉ DE MESURE ET D'EXPERTISE



Née en 1946 au moment de la constitution d'EDF, l'unité d'ingénierie DTG met en œuvre son expertise dans le pronostic et le diagnostic de la mesure. L'Unité conseille les exploitants des parcs de production d'électricité et les propriétaires d'ouvrages en matière de sûreté et de performance.

DTG intervient au sein du Groupe EDF en France et dans le monde pour les parcs hydraulique, nucléaire, thermique et les énergies renouvelables. L'Unité apporte également son aide à des clients externes.

Forte aujourd'hui de 12 métiers complémentaires, avec plus de 650 personnes réparties sur le territoire français, l'Unité s'inscrit dans une volonté d'adaptation au quotidien et d'innovation permanente, pour apporter les réponses au besoin de développement énergétique et aux enjeux environnementaux.

5 sites DTG en France



Set up in 1946 at the same time as EDF, the DTG engineering unit implements its expertise in measurement diagnosis and prognosis. The Unit advises the operators of electricity production systems and the owners of plants on safety and performance issues.

DTG operates within the EDF group in France and around the world for the hydraulic, nuclear, thermal and renewable energy power plants. The Unit also provides its assistance to external clients.

Thanks to its 12 complementary areas of expertise, with over 650 personnel spread around France, the Unit adopts an approach based on adaptation to daily needs and permanent innovation in order to provide solutions for energy development and environment-friendly action.

EDF DTG dans le monde



INNOVATION

Since it was set up, DTG has innovated in measurement techniques. Indispensable to the performance of DTG's expertise, the innovations emerge from the creativity of the teams in the field, close working with EDF R&D, and long-term partnerships with research centres.

The innovations of DTG rely first of all on feedback and the sharing of experience, but also on the exploitation of new technologies (satellite, optical fibre, wireless instrumentation, etc.).

These innovations enable the unit to progressively extend its diagnostic capabilities to a prediction service for a better preventive maintenance.

INNOVATION

Depuis sa création, DTG innove dans les techniques de mesures. Indispensables à la performance de l'expertise DTG, les innovations émergent à la fois de la créativité des équipes sur le terrain, d'un travail étroit avec EDF R&D, et de partenariats à long terme avec des centres de recherche.

Les innovations DTG s'appuient d'abord sur le retour et le partage d'expérience, mais aussi

sur l'exploitation des nouvelles technologies (satellite, fibre optique, instrumentation sans fil, etc.).

Ces innovations permettent progressivement d'étendre les capacités de diagnostic à celles de véritables pronostics au service d'une maintenance préventive.



LES EXPLOITANTS EDF

des 58 tranches des centrales nucléaires, des 435 centrales hydrauliques, des 22 tranches thermiques à flamme ainsi que des 13 TAC* et 2 CCG* qui produisent l’électricité en France.

*TAC = TURBINE À COMBUSTION

*CCG = CYCLE COMBINÉ GAZ

LES INGÉNIERIES INTERNES DU GROUPE

Notamment dans des projets innovants, de type EPR* pour le domaine nucléaire ou CCG* pour le domaine thermique.

*EPR = EUROPEAN PRESSURIZED REACTOR

*CCG = CYCLE COMBINÉ GAZ

THE EDF OPERATORS

of the 58 nuclear units, 435 hydraulic units, 22 fossil-fueled units, as well as the 13 gas turbines and the 2 CCG, which produce electricity in France.

THE EDF GROUP INTERNAL ENGINEERING UNITS

Notably in innovative projects, such as the EPR for the nuclear sector and the CCG for thermal power plants.

THE SUBSIDIARIES

In France and at international level:

- ERDF
- EDF Energy
- EDF Energies Nouvelles
- NTPC
- PEI
- UTE Norte Fluminense
- SHEMA
- TNPJVC
- ERSA
- MECO

DTG WORKS WITH THIRD-PARTY CLIENTS IN SPECIAL AREAS OF EXPERTISE.

LES FILIALES

En France et à l’international :

- ERDF
- EDF Energy
- EDF Energies Nouvelles
- NTPC (Laos)
- PEI (Production Electrique Insulaire)
- UTE Norte Fluminense (Brésil)
- SHEMA
- TNPJVC (Chine)
- ERSA (Pologne)
- MECO (Vietnam)

DTG TRAVAILLE AVEC DES CLIENTS TIERS SUR DES DOMAINES PARTICULIERS D’EXPERTISE.



PARTENARIATS

DTG s’inscrit dans une véritable dynamique partenariale, avec en moyenne 30 nouvelles conventions signées chaque année.

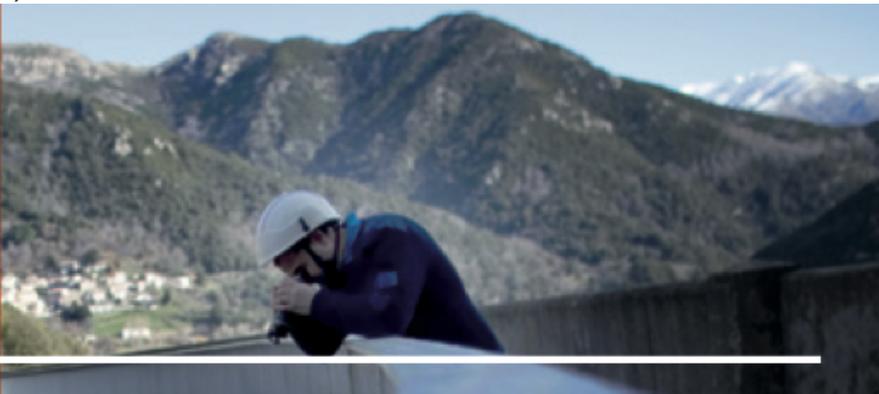
- Développement de la recherche et de l’innovation en relation étroite avec des fournisseurs, des laboratoires, des bureaux d’études, des centres de recherches, au sein des pôles de compétitivité ou d’organisations spécifiques.
- Capitalisation des savoirs, préparation de l’avenir et renouvellement des compétences en synergie avec l’enseignement supérieur, en favorisant la formation et l’emploi en région, en soutenant la réalisation de thèses, en participant aux enseignements et à la vie des fondations et écoles.
- Mutualisation des informations techniques en coopérant avec des instances publiques, des entreprises privées et des particuliers.

PARTNERSHIPS

DTG adopts a dynamic approach to working in partnership, with an average of 30 new agreements signed each year.

- Development of research and innovation in close liaison with suppliers, laboratories, research consultancies, research centres, competitiveness clusters and specific organisations.
- Capitalization of knowledge, preparation of the future and renewal of skills in synergy with higher education, by favouring training and jobs in the region, providing support for the writing of theses, and participating in courses and in the life of foundations and schools.
- Pooling of technical information by cooperating with public bodies, private companies and individuals.

LES MÉTIERS DE DTG



SON EXPERTISE S'APPUIE SUR 12 MÉTIERS ET PLUS DE 50 ACTIVITÉS.

Les activités de chaque métier se déclinent autour de 4 enjeux :

- La sûreté
- L'amélioration de la performance des parcs
- La conformité aux exigences techniques et réglementaires
- Des méthodes et outils pour l'avenir

Its expertise covers 12 areas of skills and over 50 activities. The activities of each area of skills are dedicated to meeting 4 challenges:

- Safety
- Improvement of power generation fleet performance
- Compliance with technical and regulatory requirements
- Methods and tools for the future

DIAGNOSTIC ET CONTRÔLE MÉCANIQUES

L'Unité produit des diagnostics sur les principaux composants mécaniques. Ces composants sont vérifiés tout au long de leur vie, avec en amont un contrôle de fabrication, puis une surveillance en continu avec la définition d'opérations de maintenance, l'analyse d'avarie et le suivi de réparation. Pour établir les diagnostics, plusieurs méthodes sont utilisées : le contrôle non destructif, la caractérisation métallurgique, la mesure de contraintes, les calculs de tenue mécanique, etc.



MECHANICAL DIAGNOSIS AND INSPECTION

The unit produces diagnoses on the paramount mechanical components. These components are checked throughout their lifetime starting with a manufacturing inspection and followed by continuous surveillance with the definition of maintenance programmes, damage analysis and reparations controls. Non-destructive testing (NDT), metallurgical characterisation, the measurement of constraints, the calculation of mechanical stability, the calculation of corrosion rates and other investigations are used to draw up the diagnosis.



MÉCANIQUE DES SYSTÈMES & VIBRATIONS

Dans une politique de maintenance prévisionnelle, DTG assure une surveillance du comportement des circuits de tuyauteries et des machines tournantes (groupes turbo-alternateurs, etc.) des centrales. Pour le parc nucléaire, cette expertise est complétée par une analyse acoustique du circuit primaire. La détection acoustique de pièces en mouvement dans le circuit primaire permet de garantir la disponibilité et la sûreté des installations.

SYSTEM MECHANICS AND VIBRATIONS

As part of its preventive maintenance policy, DTG carries out surveillance work on the behaviour of the piping circuits and rotating machines (turbogenerators, etc.) of power plants. For the nuclear plants, this expertise is completed by an acoustic analysis of the primary circuit. The acoustic detection of moving parts in the primary circuit helps to guarantee the operability and safety of installations.

MATÉRIELS ÉLECTRIQUES

De la production d'électricité (alternateur) jusqu'au réseau (transformateur), tous les matériels électriques indispensables au fonctionnement d'une centrale bénéficient de l'expertise DTG.

De la construction à la déconstruction des composants, les diagnostics sont établis sur la base d'analyses réalisées à la fois sur site, à distance et en laboratoire. Ces analyses aident l'exploitant à choisir les meilleures stratégies de maintenance pour éviter les avaries.

ELECTRICAL EQUIPMENT

From the production of electricity (generator) to the network (transformer), all the electrical equipment indispensable to the operation of a power plant benefits from the expertise of DTG. From the construction to the deconstruction of components, the diagnoses are based on analyses carried out on site, remotely and in the laboratory. These analyses help the operator to choose the best maintenance strategies to prevent damage.





RÉGULATIONS, PROTECTIONS, PROCESS

Pour garantir la qualité du réseau électrique, toute installation de production doit avoir un processus de fonctionnement optimal. DTG réalise différents essais pour assurer le bon réglage des protections nécessaires à la mise en sécurité des installations en cas de dysfonctionnement, et la régulation de la tension et de la vitesse pour garantir un réseau stable. En complément, DTG effectue également des essais de remise en service du réseau en cas d’incident généralisé, en limitant les risques sur les matériels et en sécurisant les moyens de production. L’Unité réalise les études qui permettent le maintien des conditions opérationnelles des scénarios de reconstitution.

REGULATIONS, PROTECTION, PROCESS

To guarantee the quality of the electricity grid, every production installation must have an optimal functioning process. DTG carries out different tests to ensure the proper fine-tuning of the protection systems necessary for establishing the safety of installations in case of malfunctioning, and the regulation of the voltage and speed to guarantee a stable network. In addition, DTG also carries out tests for restarting the network in the case of a generalised incident, by limiting the risks to the equipment and ensuring the safety of the means of production. The unit carries out studies to ensure the maintenance of the operational conditions of the restoration scenarios.



PERFORMANCES HYDRAULIQUES ET MÉTROLOGIQUES

Les performances des groupes hydrauliques sont régulièrement mesurées pour vérifier le rendement de la transformation de l’énergie hydraulique en énergie électrique.

Grâce à des développements de techniques de mesure avancées, DTG réalise des essais de performance en recherchant l’utilisation optimale des groupes hydrauliques, dans le respect des critères de conception de l’installation (pression, débit, etc.). Avec son laboratoire Cofrac situé à Grenoble, l’Unité assure également la maintenance métrologique de capteurs stratégiques du parc nucléaire.

HYDRAULIC AND METROLOGICAL PERFORMANCES

The performances of hydraulic power plants are regularly measured to verify the performance in the conversion from the hydraulic energy into electrical energy.

Thanks to developments of advanced measurement techniques, DTG carries out performance tests by seeking the optimal use of hydraulic power plants in line with the design criteria of the installation (pressure, output, etc.). With its Cofrac laboratory located in Grenoble, the unit also provides the metrological maintenance of the strategic sensors of the nuclear plants.

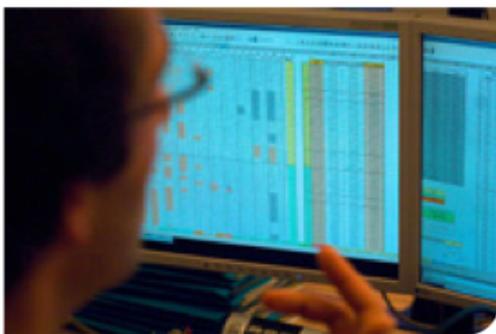


PERFORMANCES THERMO-DYNAMIQUES

La mesure des performances thermo-dynamiques des centrales nucléaires et thermiques permet de s’assurer que la transformation d’énergie thermique en énergie électrique reste optimale pendant toute la durée de vie des installations. Depuis la génération de la vapeur jusqu’à la source froide, DTG apporte son expertise dans de nombreux domaines, comme le suivi des performances énergétiques des turbines et des postes de réchauffage, ainsi que la recherche de gains de productivité, notamment sur les postes d’eau, les condenseurs et les aéroréfrigérants.

THERMODYNAMIC PERFORMANCES

The measurement of the thermodynamic performances of nuclear and thermal power plants makes it possible to ensure that the transformation of thermal energy into electrical energy remains optimal throughout the lifetime of the installations. From the generation of steam to the cold source, DTG provides its expertise in numerous areas such as the monitoring of the energy performance of turbines and heating stations, as well as the search for productivity gains, notably with the feedwater stations, the condensers and the air coolant systems.



APPUI INFORMATIQUE

Une forte activité de DTG consiste à développer des solutions informatiques pour la gestion de données afin que leur collecte, leur exploitation et leur archivage soient adaptés aux différentes activités. Pour traduire ces besoins en applications fonctionnelles, des développements techniques particuliers sont nécessaires. L'appui informatique repose sur deux missions principales : le pilotage de développements d'applications nouvelles et l'exploitation des infrastructures informatiques propres à l'Unité.

IT BACKUP

A major activity of DTG consists of developing computerized solutions for the management of data, so that their collection, exploitation and archiving are adapted to the different activities.

To translate these needs into functional applications, special technical developments are required. The unit's IT system has two principal assignments: managing the development of new applications and operating the computer infrastructures of the unit.



SURVEILLANCE DES OUVRAGES NUCLÉAIRES

La sûreté d'un ouvrage repose sur une excellente connaissance de son comportement, avec l'exploitation active d'un dispositif d'auscultation pertinent. La surveillance en continu du comportement mécanique est complétée par un suivi quotidien de l'étanchéité en exploitation, ainsi que par des épreuves décennales au cours desquelles l'enceinte de confinement est testée en pression.

SURVEILLANCE OF NUCLEAR PLANTS

The safety of a power plant relies on an excellent knowledge of its behaviour, with the active exploitation of a pertinent monitoring system. The continuous surveillance of the mechanical behaviour is complemented by daily monitoring of its air-tightness and by decennial tests during which the containment vessel is tested under pressure.

SURVEILLANCE DES OUVRAGES HYDRAULIQUES

L'analyse du comportement des ouvrages se base sur l'examen de données issues de l'auscultation et sur des méthodes de traitement statistique développées par DTG. Plusieurs phénomènes sont suivis sur les barrages : pressions hydrostatiques, débits de fuite, déplacements, etc.

A plusieurs échéances (de quelques jours à plusieurs années), les services de DTG analysent l'évolution de ces différents paramètres pour détecter les évolutions, en prenant en compte à la fois des effets réversibles et des effets irréversibles qui caractérisent le comportement de l'ouvrage dans le temps.

SURVEILLANCE OF HYDRAULIC PLANTS

The analysis of the behaviour of installations is based on the examination of the data provided by monitoring and the methods of statistical processing developed by DTG. A number of phenomena are monitored on the dams: hydrostatic pressures, leakage outputs, shifting, etc.

At several intervals (from several days to several years), the DTG teams analyse the evolution of these different parameters to detect the developments, taking into account both the reversible effects and the irreversible effects that characterise the behaviour of the installation over time.





SURVEILLANCE ET PRÉVISIONS HYDRO- MÉTÉOROLOGIQUES

DTG assure la surveillance permanente de la météorologie et de l’hydrométrie pour EDF. Avec l’impact des éléments météorologiques sur la gestion des moyens de production et de distribution d’électricité, cette surveillance est stratégique pour la sûreté des ouvrages et le respect des cadrages réglementaires.

Grâce au développement de partenariats et à ses deux centres hydrométéorologiques (l’un à Grenoble, l’autre à Toulouse) dotés de 1 100 stations de mesure, DTG apporte une assistance complète aux exploitants d’ouvrages.

HYDROMETEOROLOGICAL SURVEILLANCE AND FORECASTING

DTG provides permanent surveillance of the meteorology and hydrometry for EDF. With the impact of meteorological elements on the management of the means of production and distribution of electricity, this surveillance is of strategic importance for the safety of installations and compliance with the framework regulations.

Thanks to the development of partnerships and its two hydro-meteorological centres (one in Grenoble, the other in Toulouse) linked to 1,100 measurement stations, DTG provides complete assistance to installation operators.



ENVIRONNEMENT

L’expertise DTG permet d’évaluer et de maîtriser les impacts de la production d’électricité sur l’environnement aquatique, atmosphérique et acoustique. Par la recherche d’amélioration continue des moyens de production dans le respect des réglementations, l’objectif est de faire évoluer les processus d’exploitation et les installations pour un meilleur respect de l’environnement.

ENVIRONMENT

The DTG expertise enables it to assess and control the impacts of the production of electricity on the aquatic, atmospheric and acoustic environment. By continuously seeking the improvement of the means of production in compliance with the regulations, the objective is to develop the operational processes and the installations so that they become more environmentally friendly.

INGÉNIERIE TOPOGRAPHIE

Les topographes ou géomètres interviennent sur tous les sites de production à plusieurs étapes :

- phase projet :
définition de plans topographiques d’état des lieux et plans fonciers
- chantier de construction :
réalisation et surveillance des travaux topographiques réalisés
- exploitation :
suivi des dispositifs d’auscultation pour une maintenance optimisée

Le traitement des données s’effectue en temps réel ou en temps différé. Les méthodes de mesure évoluent constamment, avec par exemple l’utilisation croissante de la mesure GPS.

TOPOGRAPHIC ENGINEERING

Topographers and surveyors work on all the production sites in several stages:

- project phase:
drawing up the topographical plans of the site and the land use plans
- construction site:
realisation and surveillance of the topographic works carried out
- operation:
monitoring of the surveillance system for optimised maintenance

The processing of data is carried out in real time or is deferred. The measurement methods evolve constantly, with for example the growing use of GPS measurement.





SURVEILLANCE À DISTANCE

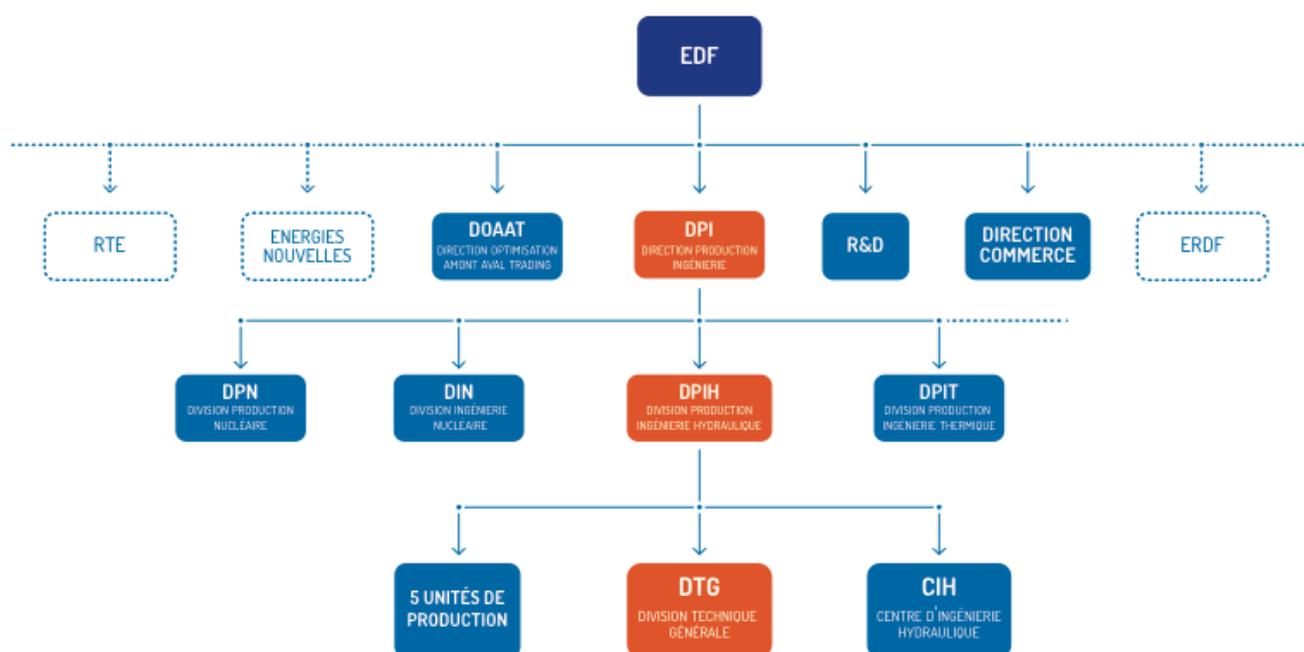
DTG apporte son expertise au projet e-monitoring de EDF, dont le but est de développer la surveillance à distance des sites de production. Au travers de ce projet, l'Unité contribue de manière significative à l'amélioration de la disponibilité et de la performance des parcs de production.

DTG travaille ainsi sur la mise en place d'une organisation fonctionnelle dédiée au service des trois parcs, avec la création à Grenoble d'un centre d'expertise spécialisé. Grâce à ce dispositif, l'Unité est capable de réaliser des diagnostics et des pronostics sur demande.

REMOTE MONITORING

DTG provides its expertise for the e-monitoring project of EDF, whose goal is to develop the remote monitoring of its production sites. Through this project, the unit contributes significantly to improving the performance and the availability of the EDF installations.

Thus, DTG works on an operational organisation of services dedicated to the three production fleets, with the development of a specialised expertise centre in Grenoble. Thanks to this tool, the unit is able to carry out diagnoses and prognoses on request.



NOUS CONTACTER

DIVISION TECHNIQUE GÉNÉRALE GRENOBLE

21, avenue de l'Europe BP 41
38040 Grenoble Cedex 09
France

Tél : +33 (0)4 76 20 20 00
dtg@edf.fr

DTG BRIVE
18, avenue Raymond Poincaré
BP 423
19311 Brive Cedex
Tél : 05 55 18 10 00

DTG TOULOUSE
14, rue Paul Mesplé
31100 Toulouse
Tél : 05 82 06 15 00

DTG BÉZIERS
7 bis, Quai du Port Neuf
CS 625
34535 Béziers Cedex
Tél : 04 67 35 55 00

DTG LYON
12, rue Saint Sidoine
69003 Lyon
Tél : 04 69 65 53 00



Bibliographie - Pour aller plus loin...

Livres

Et la lumière fut nationalisée - René GAUDY - 1978
EDF, chronique d'un désastre inéluctable - François SOULT - 2003
Les fossoyeurs des services publics - Thierry GADAULT & Olivier NICOLAS - 2003
EDF, le marché, et l'Europe - Jean-Paul FITOUSSI - 2003
EDF-GDF, non à la privatisation spoliation - Collectif Jean-Marcel MOULIN - 2004
Les porteurs d'énergie - Tome 1 - René GAUDY - 2006
Les porteurs d'énergie - Tome 2 - René GAUDY - 2008
EDF, une privatisation négociée - Adrien THOMAS - 2006
Les enjeux de l'énergie - Ludovic MONS - 2011
Le travail sous haute tension - Anne SALMON - 2011
Dictionnaire biographique des militants des IEG - le MATRON - 2013
Marcel Paul, Ambroise Croizat, chemins croisés d'innovation sociale - Michel ETIEVENT - 2014
Marcel Paul, de l'enfant trouvé au ministre de la république - Michel ETIEVENT - 2016

Documentaires

EDF - Les apprentis sorciers - Gilles BALBASTRE - 2006 => script joint
EDF - La force de l'eau - Gilles PERRET - 2012
L'esprit de 45 - Ken LOACH - 2013
EDF - Electricité, le montant de la facture - Cécile ALLEGRA & Patrick DEDOLE - 2015 => script joint
EDF - Les voleurs de feu - Brigitte CHEVET - 2016

Articles

Conseil Européen - Barcelone : "articles 36, 37 & 42" - 2002
Jacques MASSON : "évolution des relations EDF-CNR" - 2003
Le Monde Diplo - Serge HALIMI : "la feuille de route des libéraux - dans l'étau des privatisations" - 2004
La jaune et la rouge - André MERLIN : "électricité et énergies renouvelables : jusqu'où le réseau électrique actuel peut-il gérer des sources décentralisées" - 2004
François POIZAT : "Samedi 4 novembre 2006 : la faute à Eole ou/et E-On ?" - 2006
Capital - Olivier DROUIN : "EDF, la liste région par région des 200 barrages à risque" - 2007
Le Monde - François BROTTÉZ & Bernard REVIL : "La grande braderie de la houille blanche" - 2008
Métropolis - Marcelo SAGUAN & Olivier SAUTEL : "l'ouverture à la concurrence du secteur électrique : rôle et gains du client" - 2011
Marcel BOITEUX : "les éoliennes, du vent ? - Sauvons le Climat" - 2012
James MEEK : "how we happen to sell our electricity" - 2012
Observatoire des Multinationales - Olivier PETITJEAN : "comment le Royaume-Uni a privatisé son électricité" - 2012
La Jaune et la Rouge - Jean-François ASTOLFI : "eau & énergie : un couple indissociable" - 2013
EDF - Patrice BATOUFFLET : "Rapport de Sûreté hydraulique" - 2013
Jacques MASSON : "L'aménagement Durance-Verdon, un outil énergétique remarquable mais soumis à des contraintes grandissantes" - 2015
Médiapart - Martine ORANGE : "la Privatisation des Barrages relancée sous la Pression de Bruxelles" - 2015
Encyclopédie de l'énergie - Marcel BOITEUX : "l'électricité entre monopole et compétition" - 2015
Progressistes - François POIZAT : "les contraintes du système électrique" - 2015
CFBR - Recommandations provisoires : "dimensionnement des évacuateurs de crue de barrage par les dommages incrémentaux ou différentiels : recommandations pour la mise en oeuvre d'une méthode applicable aux barrages en France" - 2017
UBS : "Restructuring EDF : we ask if there ight be value in following the model of RWE and innogy ?" - 2017
Progressistes - Jacques MASSON : "le Renouveau des Concessions Hydrauliques" - 2018
Médiacités : "CNR : le géant des barrages dans de mauvais courants" - 2018
Médiapart - Martine ORANGE : "privatisations : une rente perpétuelle et sans risque pour le privé" - 2018
Le Monde - Sylvestre HUET : "la Cour des Comptes alerte sur le coût des ENR" - 2018
Capital - Thomas LE BARS : "tarifs EDF : la mauvaise nouvelle qui pend au nez des consommateurs" - 2018
Osons Cuser : "la privatisation des barrages" - 2018
Le Figaro - Solenn POULENNEC : "le barrage de Serre-Ponçon" - 2008
Libération - Jean-Christophe FERAUD : "barrages : un coup de privé dans l'eau" - 2018
Libération - François CARREL : "barrage de serre-ponçon : quelles garanties aurions-nous demain ?" - 2018
Le Monde Diplo - Serge HALIMI : "l'offensive générale" - 2018