

Electricité :

Notre proposition pour sortir rapidement et durablement de la crise

Sortir des marchés et refonder un service public intégrant une coopération européenne

Contact : anne.debregeas@gmail.com

Résumé :

Nous avons alerté dès l'ouverture des marchés sur l'inadaptation profonde du système électrique à la concurrence, vouée à l'échec. Nous avons détaillé les causes de cette inadaptation¹, ses conséquences économiques et sociales, l'incapacité de mener à bien la transition énergétique dans laquelle elle nous conduit. Après une succession de crises, le marché et la concurrence sont aujourd'hui les principaux responsables des énormes difficultés auxquelles sont confrontés tous les consommateurs, menaçant de provoquer une crise économique majeure et bloquant les investissements dans la transition énergétique.

Au-delà du constat d'échec, nous décrivons ici notre proposition que nous soumettons au débat. Elle consiste à mettre en place un système public de planification et d'exploitation du parc français rémunérant les producteurs sur la base d'une grille tarifaire simple et équitable pour tous les consommateurs. Basée sur les coûts de production, cette grille garantirait une stabilité des prix, réglant ainsi de manière efficace et pérenne les effets de la volatilité des prix de l'électricité : plus de surprofits ou de pertes pour les producteurs, ce qui sécuriserait les investissements dans le parc électrique ; plus de prix qui s'envolent pour les consommateurs, permettant ainsi d'envisager les investissements d'efficacité énergétique et d'électrification des usages nécessaires à la transition énergétique.

Une telle décision pourrait être mise en œuvre en France rapidement car elle ne remettrait pas en cause l'organisation actuelle des échanges transfrontaliers ni, bien sûr, l'obligation de mutualisation des moyens de production via l'interconnexion physique du système électrique européen (qui est bien antérieure à la mise en place d'un marché concurrentiel).

A plus long terme, le mécanisme de marché qui gère aujourd'hui les échanges transfrontaliers gagnerait à être remplacé par un opérateur public centralisé européen, mais une telle évolution imposerait une décision collective à l'échelle européenne.

¹ Voir [article de 2021](#) et [rapport de 2019](#), ainsi qu'un ensemble de documentations [ici](#).

Table des matières

1	Remettre en place des tarifs réglementés pour tous.....	4
1.1	Ne plus se référer à un prix de marché ultra volatil.....	4
1.2	Une grille tarifaire pour tous les consommateurs.....	4
1.3	La rémunération des productions à leur coût complet.....	5
1.4	Une planification nécessairement publique du développement du parc de production	6
2	Sortir le système électrique français de la concurrence	6
2.1	Confier l'exploitation du système électrique français à un acteur public centralisé	6
2.2	Transférer la propriété des centrales de production au public pour diminuer le coût de financement	7
2.3	Cette proposition ne remet en cause ni la solidarité européenne ni les choix des autres Etats membres.....	8
2.4	Cette proposition peut être mise en œuvre immédiatement.....	8
2.5	Quelle place pour les acteurs privés ?.....	9
2.6	Une transparence nécessaire à la démocratie	10
3	A plus long terme : défendre un acteur public centralisé pour l'exploitation du système électrique européen, voire sa planification.....	10
3.1	Une exploitation optimisée	10
3.2	Vers une planification européenne du système électrique ?.....	11
4	Conclusion : sortir le système électrique français de la concurrence est possible et nécessaire	11
5	Annexes	13
5.1	Absence d'espace pour des fournisseurs en concurrence en cas de grille tarifaire	13
5.2	Le pilotage de la flexibilité ne peut pas non plus être laissé au marché pour être efficace	13
5.3	Enjeu de la baisse du coût de financement.....	14
5.4	Le marché n'a permis le développement d'aucune filière de production	16
5.5	Le marché est moins efficace qu'un acteur centralisé pour optimiser le fonctionnement du parc à court terme.....	16

Introduction :

Comme le rappelle la Cour des Comptes dans son [rapport de juillet 2022 sur l'organisation des marchés de l'électricité](#), « Dans les années 1990, l'Union européenne a entrepris de faire entrer le secteur énergétique en général, et électrique en particulier, dans le droit commun du marché intérieur, impliquant la libre circulation des marchandises, la liberté d'établissement, la libre prestation de services et la libre concurrence sur les segments de la production et de la fourniture d'électricité. Dans ce cadre, la production et la commercialisation de l'électricité constituent désormais des marchés ouverts à la concurrence nationale et européenne tandis que le transport et la distribution relèvent de monopoles régulés. Le modèle d'organisation du marché de l'électricité promu par les premières directives européennes de libéralisation repose sur l'idée que le libre jeu de la concurrence et les mécanismes de marché sont les plus à même de satisfaire la demande au moindre coût. »

En France, le quasi-monopole d'EDF a dû céder des parts de marché à des fournisseurs alternatifs², sur l'activité de commercialisation et faire une place aux producteurs privés : aujourd'hui, environ 30% du volume d'électricité est vendu par ces fournisseurs alternatifs et 15% du parc de production est exploité par des acteurs privés.

Un marché de gros a été mis en place, à l'échelle européenne, pour permettre l'achat et la vente de l'électricité entre les différents producteurs et fournisseurs. Son prix, déterminé par le coût marginal³, dépend très largement du coût du gaz dont les prix sont très volatils, incontrôlables et éloignés du coût de production de l'électricité.

Les écarts entre prix de marché et coût de l'électricité ont provoqué des crises à répétition depuis l'ouverture des marchés, menaçant tantôt l'équilibre économique des producteurs lorsque le prix était inférieur aux coûts, tantôt celui des consommateurs lorsqu'il était supérieur. De nombreuses, modifications, ou rustines, ont été apportées au marché depuis 20 ans sans arriver à résoudre durablement les difficultés. Nous avons décrit en détail le fonctionnement et les dysfonctionnements du marché (Voir [article de 2021](#) et [rapport de 2019](#), ainsi qu'un ensemble de documentations [ici](#)).

Depuis l'été 2021, l'envolée spectaculaire des prix du gaz a entraîné à sa suite celle des prix de l'électricité, sans que les coûts de production ne soient impactés dans les mêmes proportions, provoquant une crise économique majeure dans l'UE qui ne cesse de s'étendre. Les Etats interviennent par des mesures d'urgence disparates et partielles depuis un an sans parvenir à éteindre l'incendie. L'envolée des prix de l'énergie – dont l'électricité – alimente l'inflation ; les faillites d'entreprises et baisses de production se multiplient, les communes ne peuvent plus assurer leurs services publics face à l'explosion de leurs factures et bloquent tous leurs projets d'investissements tout comme les particuliers, risquant d'alimenter la spirale de la crise et freinant une transition énergétique pourtant si nécessaire et urgente.

Les critiques virulentes du marché de l'électricité s'étendent à des pays de plus en plus nombreux, et une réforme profonde de ce marché est annoncé par la Commission européenne pour début 2023. Pourtant, aucune solution viable n'est à ce jour sur la table. Nous en proposons une que nous soumettons au débat.

² Ils ont été jusqu'à 80 mais leur nombre a nettement diminué depuis la crise

³ Coût variable de la centrale la plus chère en fonctionnement à chaque instant, correspondant au coût induit par la production d'un MWh supplémentaire

1 Remettre en place des tarifs réglementés pour tous

1.1 Ne plus se référer à un prix de marché ultra volatil

La référence à un prix de marché ultra volatil, incontrôlable et ne reflétant pas les coûts de production n'a aucun intérêt ni pour la rémunération des producteurs qui ont besoin de visibilité et de garanties de retour sur investissement, ni pour la tarification des consommateurs qui, eux-aussi, réclament une visibilité et une stabilité des prix. Les fortes variations de prix menacent en effet le budget des ménages, la survie des entreprises et la capacité de tous les consommateurs comme des producteurs à investir en faveur de la réduction de la consommation et de la décarbonation, notamment via l'isolation des bâtiments ou l'électrification de procédés industriels et des usages résidentiels. Il faut donc abandonner cette référence aux prix de marché pour la rémunération et la tarification.

Par ailleurs, l'équité de traitement dans l'accès à un bien essentiel devrait être un objectif majeur. Seules des différences de profils de consommation⁴ devraient pouvoir justifier des écarts de tarifs entre consommateurs.

1.2 Une grille tarifaire pour tous les consommateurs

Cette triple contrainte de visibilité, de recouvrement des coûts de production et d'équité de traitement ne peut être respectée que par la mise en place de tarifs réglementés pour tous les consommateurs. Basés sur les coûts du système électrique français intégrant le coût et les recettes des imports-exports, les tarifs peuvent intégrer des mesures écologiques et sociales résultant du débat démocratique. Ce débat devra définir les objectifs d'une telle tarification, nécessairement politique, et les moyens de les atteindre. Par exemple, faut-il garantir une péréquation tarifaire entre les différentes régions, y compris les îles, comme c'était le cas historiquement ou accepter des écarts de prix éventuellement corrigés par l'impôt ? Faut-il mettre en place la gratuité des premiers kWh pour garantir le droit à l'énergie et un tarif progressif pour inciter à la réduction de la consommation ? Faut-il intégrer des mécanismes de lissage et/ou de subvention transitoire pour absorber d'éventuels chocs comme les augmentations de coût exceptionnelles récentes liées à l'envolée des coûts du gaz et au manque de disponibilité du parc de production ? Quelles que soient les réponses, seul un tarif réglementé, contrôlé par la puissance publique, peut répondre à ces objectifs économiques, écologiques et sociaux.

La mise en place pour tous les consommateurs d'une grille tarifaire basée sur les coûts de production conduit nécessairement à éliminer toute concurrence sur l'activité de fourniture, c'est à dire l'achat pour revente d'électricité, qui n'apporte aucune plus-value aux consommateurs. En effet, les fournisseurs ne pourront se différencier ni sur le produit ni sur le prix (cf. annexe 5.1).

Par ailleurs, les incitations au pilotage de la consommation (décalage de consommation aux heures creuses et effacement en cas de forte tension sur le système électrique) doivent elles aussi, pour être efficaces, être pilotées de manière centralisée via la grille tarifaire, coordonnée avec celle des réseaux⁵ : le pilotage des flexibilités par une multitude de fournisseurs ou opérateurs d'effacement ne permet pas d'optimiser l'équilibre global du système, pas plus qu'une incitation à la flexibilité via les prix de marché (cf. annexe 5.2).

⁴ C'est-à-dire la part relative de consommation aux heures de pointes et aux heures creuses et la capacité à répondre aux demandes d'effacement

⁵ Les réseaux étant en monopole régulé, leurs coûts sont tarifés dans une grille publique appelée TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité) reportée sur la facture des usagers

1.3 La rémunération des productions à leur coût complet

La seule façon de protéger les investisseurs contre des prix insuffisants pour couvrir leurs coûts tout en évitant des sur-rémunérations qui se répercuteraient sur les consommateurs ou les contribuables consiste à rémunérer les moyens de production à leur coût complet⁶, quelle que soit la filière.

Plus la garantie de rémunération est forte, plus les risques financiers pour l'investisseur et donc le coût de financement⁷ du parc électrique sont faibles. Or ce coût représente une part prépondérante du coût de production total (cf. annexe 5.3).

Il faut noter qu'à l'exception du développement des cycles combiné gaz (CCG) pendant une courte période qui s'est soldée par un échec⁸, aucune filière de production ne s'est développée grâce au marché en France (voir annexe 5.4). Et comme dans tous les pays, la nécessité de ne pas exposer les investisseurs aux prix de marché et de leur offrir des garanties de revenu par le biais de contrats Long Terme est maintenant largement reconnue⁹.

Des débats subsistent néanmoins sur le type de contrats : certains acteurs poussent actuellement à remplacer en partie les contrats de long terme avec l'Etat par des contrats de long terme entre acteurs privés (*Power Purchase Agreement*, ou *PPA*), ce qui conduirait à affecter des centrales à des groupes de clients. Il est au contraire essentiel d'adopter une approche systémique dans le financement du parc électrique, et non centrale par centrale, en mutualisant l'ensemble des coûts et en les répartissant sur l'ensemble des consommateurs, afin de garantir l'équité entre consommateurs, la couverture globale des coûts du système, la mutualisation des risques.

C'est ce qui est mis en place actuellement pour le financement du réseau, via une grille tarifaire unique réglementée, le TURPE (tarif régulé d'utilisation du réseau public d'électricité). Notre proposition vise donc à la généraliser à la rémunération du parc de production, sur la base des coûts complets.

Si les moyens de production appartiennent à des acteurs privés, il est nécessaire de mettre en place des contrats Long Terme entre ces producteurs et la puissance publique pour garantir leur rémunération au coût complet et réduire les risques au minimum pour diminuer le coût du capital tout en évitant les rentes indues. Mais la manière la plus efficace de minimiser les risques et le coût du capital est de transférer la propriété du parc de production à la Puissance publique, comme nous le détaillons au §. 2.2.

⁶ Coûts de Recherche et développement, de construction des centrales, d'exploitation, de combustible, de démantèlement et traitement des déchets, etc.

⁷ Pondération du taux d'emprunt bancaire (pour la part empruntée) et du taux de rémunération des actionnaires (pour la part financée par fonds propres). C'est le CMPC (Coût Moyen Pondéré du Capital)

⁸ Peu avant 2008, les investissements dans les CCG ont été guidés et rémunérés par le marché. Mais l'effondrement du prix de marché qui a suivi a provoqué difficultés financières chez les producteurs et mises sous cocon, obligeant l'Etat à intervenir, notamment via la mise en place de marchés de capacité eux aussi insuffisants et mettant fin à cette seule expérience d'investissement piloté par le marché.

⁹ Voir par exemple [Paul Joskow, MIT, Juin 2021](#) ; [Dominique Fillon, Revue de l'Energie, 2019](#) ; [David Newbery, Politt, Reiner, Taylor, Cambridge Working Papers in Economics, 2019](#). Extrait : « *Les avantages de faire peser un risque sur les développeurs pour les inciter à contrôler les coûts sont faibles par rapport aux coûts supplémentaires d'un coût moyen pondéré du capital (CMP) plus élevé* »

1.4 Une planification nécessairement publique du développement du parc de production

En raison de l'incapacité des marchés à orienter correctement l'investissement, mais également en raison du caractère stratégique et intégré de ce secteur, seuls les pouvoirs publics sont en capacité de planifier et de décider la construction des différents moyens de production.

C'est d'ailleurs ce qu'ils font déjà au travers d'un ensemble de lois et feuilles de route. En France, la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) définit ainsi le cadre général à l'horizon 2050, décliné et scénarisé par RTE dans ses « Futurs énergétiques 2050 » et par l'ADEME, la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) précise les choix sur un horizon plus court, l'ensemble étant décliné à l'échelle régionale et locale¹⁰.

2 Sortir le système électrique français de la concurrence

2.1 Confier l'exploitation du système électrique français à un acteur public centralisé

L'exploitation du système électrique nécessite de définir quelle centrale fonctionne à quelle heure (programme d'appel), de façon à minimiser les coûts d'exploitation de l'ensemble du parc européen. C'est ce qu'on appelle le dispatch (ou optimisation de court terme, ou élaboration du programme d'appel).

Comme nous l'avons vu, il est indispensable de donner aux investisseurs une visibilité sur la rémunération des centrales sur l'ensemble de leur durée de vie, donc de mettre en place une rémunération garantie sur le long terme, indépendante des prix de marchés, qui couvre l'ensemble des coûts de production de chaque centrale.

Dès lors, il est impossible d'inciter financièrement les producteurs à produire au meilleur moment pour le système électrique, sauf à accepter que cette incitation financière s'ajoute à la rémunération garantie par contrat long terme : les producteurs percevraient alors une rémunération trop importante. Cela n'a pas ou peu d'impact pour les productions non pilotables comme l'éolien, le solaire ou l'hydraulique « fil de l'eau » (sans retenue)¹¹. En revanche, comment inciter les détenteurs de barrages hydroélectriques, par exemple, à produire au moment où le système électrique en a le plus besoin ? De même comment inciter les détenteurs de moyens de stockage (batteries, stations de pompage, électrolyseurs) à les recharger et les décharger au meilleur moment ?

Ce problème constitue une impasse théorique du marché, largement documentée¹² : dès lors qu'un même prix ne peut pas à la fois rémunérer les installations et inciter à produire au bon moment, confier au marché l'exploitation du système électrique revient à accepter soit une désoptimisation du programme de production, soit une sur-rémunération (rentes) des producteurs.

Pour éviter ces écueils, la seule solution consiste à laisser l'optimisation de court terme du parc de production, c'est-à-dire l'élaboration du programme d'appel¹³ à un acteur dont l'objectif n'est pas la maximisation de son propre profit mais la maximisation du bien-être collectif, c'est-à-dire la minimisation du coût global du système électrique. Il ne peut donc s'agir que d'un acteur public.

¹⁰ Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) et Plan Climat Air-Énergie Territorial (PCAET).

¹¹ Les seuls enjeux étant d'inciter l'exploitant à positionner les maintenances au meilleur moment pour le système électrique et à s'effacer lors des épisodes de prix négatifs.

¹² Par exemple, Cf. par exemple [M. Van Vyve](#)

¹³ Programme de production des différentes centrales connectées au réseau

L'exploitation du parc par un acteur centralisé disposant de la description complète des centrales connectées au réseau améliorerait l'optimisation de court terme, en permettant de mieux prendre en compte les contraintes complexes qui pèsent sur le parc de production et d'ainsi coordonner les centrales plus efficacement et plus finement que via un prix de marché (cf. annexe 5.5 pour plus de détail).

Pour parvenir à la meilleure optimisation du parc de production, cet acteur public centralisé devrait être mis en place à l'échelle européenne (cf. § 3). Mais remplacer les acteurs privés par un acteur public centralisé à l'échelle française améliorerait déjà cette optimisation sans pour autant remettre en cause l'intégration du parc français dans le programme de production optimisé à l'échelle européenne (comme l'est aujourd'hui l'exploitation du parc d'EDF).

Par ailleurs, le transfert de l'élaboration du programme d'appel français à un acteur public centralisé permettrait de garantir la souveraineté sur un système à la fois extrêmement sensible, facilement manipulable et hautement stratégique. A contrario, le fait que des multinationales – françaises ou étrangères – puissent décider du programme d'appel de centrales essentielles au système électrique fait peser le risque de pressions sur la politique énergétique du pays. Ce risque a été illustré en 2001 par la crise californienne qui a plongé dans le noir puis mis sous tutelle financière cet Etat le plus riche des Etats-Unis¹⁴ ; ou plus récemment en Espagne où les producteurs d'électricité ont menacé l'Etat, à l'automne 2021, de couper leur production s'il mettait en œuvre une taxe sur les superprofits ; ou encore dans un secteur connexe, Gazprom a menacé la sécurité d'approvisionnement de l'Europe en remplissant insuffisamment ses stocks à l'automne 2021 pour accentuer la situation de pénurie.

2.2 Transférer la propriété des centrales de production au public pour diminuer le coût de financement

Dès lors que l'optimisation du parc est confiée à un acteur public centralisé qui décide de leur programme de fonctionnement, deux options sont possibles :

- Soit maintenir la propriété privée de ces centrales. Mais alors, les propriétaires n'ont aucune latitude sur leur exploitation, ils ne peuvent décider ni des périodes de maintenance, ni de leur programme de fonctionnement. Ils sont des propriétaires « passifs » comparables à des prêteurs se rémunérant sur la vente d'électricité tout au long de la vie des centrales.
- Soit transférer la propriété des centrales au public à leur mise en exploitation.

Cette deuxième option est largement préférable car si les investisseurs privés deviennent prêteurs sur toute la durée de vie des installations, le taux de financement qu'ils exigent est nécessairement plus élevé qu'un acteur public. En effet, ils sont exposés à des risques structurels¹⁵ et réglementaires que n'a pas l'Etat, doivent répondre aux exigences de rentabilité des actionnaires et bénéficient de conditions d'emprunts moins favorables que l'Etat¹⁶. Compte-tenu de l'importance de la part des investissements dans le coût complet du système électrique, les gains escomptés par cette baisse du taux de financement et donc sur les factures sont importants (cf. annexe 5.3).

¹⁴ Pour plus de détail, voir [rapport SUD-Energie](#), annexe 1 p66

¹⁵ Risques de faillite notamment

¹⁶ La rémunération du capital de l'actionnaire public en France n'est cependant pas exempte de reproches : manque de transparence, rémunération des investissements nucléaires historiques très supérieure aux conditions de financement réelles de l'Etat français (8% / an évoqué par la Cour des comptes). Il est donc nécessaire de mettre en place des règles de transparence et un organisme de contrôle. Mais au moins, la sur-rémunération de l'actionnaire public est une forme d'impôt déguisé qui profite à l'ensemble de la communauté nationale.

2.3 Cette proposition ne remet en cause ni la solidarité européenne ni les choix des autres Etats membres

Contrairement à ce qui est régulièrement avancé, cette proposition ne remet nullement en cause les échanges transfrontaliers avec nos voisins européens. Il est d'ailleurs à noter que ces interconnexions sont bien antérieures à la mise en place des marchés et que la France n'a pas connu d'évolution significative des volumes exportés depuis l'ouverture des marchés¹⁷. L'interconnexion physique, c'est-à-dire le développement ou le renforcement de lignes transfrontalières, est dimensionnée par les gestionnaires de réseau en fonction des économies espérées sur les coûts de production¹⁸ et non des prix de marché, impossibles à estimer sur des horizons de plusieurs décennies.

L'organisation des échanges transfrontaliers, c'est-à-dire l'utilisation de ces lignes d'interconnexion physiques, est déterminée par le programme d'optimisation qui vise à minimiser le coût d'exploitation du système électrique européen. En univers de marché, ce programme fait intervenir de multiples acteurs, en particulier les producteurs, les opérateurs de bourses qui définissent le prix de marché, les gestionnaires de réseau (RTE pour la France) garants de l'équilibre physique (cf. annexe 5.5 pour plus de détail).

Cette organisation qui – rappelons-le – n'est pas optimale, ne serait pas remise en cause dans notre proposition si les autres Etats membres décidaient de rester dans un fonctionnement de marché : l'exploitant public français interviendrait comme n'importe quel acteur dans ce système d'organisation européen. Les volumes d'échange d'électricité continueraient à être payés au prix de marché. Le seul impact de notre proposition serait une amélioration du programme d'appel français et donc européen, car le regroupement de producteurs multiples au sein d'un même acteur public permettrait une meilleure coordination du parc à l'échelle française¹⁹.

2.4 Cette proposition peut être mise en œuvre immédiatement

Cette proposition pourrait être mise en œuvre unilatéralement dans la mesure où elle n'impose rien aux autres pays pour l'organisation de leur propre système électrique, comme nous l'avons vu. Elle nécessiterait une dérogation aux règles européennes²⁰, dans un contexte de multiplication des dérogations et de critiques de plus en plus nombreuses des pays de l'UE face aux dysfonctionnements graves du marché.

Notons que même le ministère de la Transition énergétique considère que les consommateurs français devraient avoir accès à la structure de coût complet des centrales électriques établis en France et des importations. Seule la solution que nous décrivons, avec une exploitation publique du parc français, permet d'obtenir ce résultat de manière fiable et sans effets pervers, à la différence des contrats de long terme entre acteurs privés (PPA).

A l'aval, cette proposition est évidemment incompatible avec le maintien d'une activité concurrentielle de fourniture, qui consiste à acheter pour revendre de l'électricité, sans plus-value pour les consommateurs.

¹⁷ Voir [ici](#) pour plus de détail.

¹⁸ De manière schématique, une ligne est considérée comme rentable si elle permet à un pays de bénéficier d'une production électrique moins chère en provenance d'autres pays, et que les économies ainsi escomptées sont supérieures au coût de construction de la ligne.

¹⁹ Même si actuellement, EDF est encore responsable de l'essentiel des moyens de production pilotable, cette situation pourrait évoluer défavorablement, notamment avec la menace d'une ouverture plus large des barrages hydro-électriques à la concurrence plane toujours.

²⁰ Les Directives relatives à la libéralisation du secteur de l'électricité et du gaz imposent la concurrence, en particulier [la Directive 2019/944](#). Il en est de même pour le TFUE, en particulier son Art. 194 (1) qui vise à « assurer le fonctionnement du marché de l'énergie ». Le cadre législatif européen imposant la concurrence est également rappelé dans le [rapport de la Cour des Comptes](#) de 2022.

A l'amont, 85% de la production française est déjà détenue par une entreprise nationalisée, EDF.

La production éolienne et solaire, détenue majoritairement par des acteurs privés, est essentiellement achetée à prix garanti par l'Etat sur une période de 15 ou 20 ans, qui correspond à la durée d'amortissement des installations. Il serait possible de racheter ces installations au coût actualisé correspondant au tarif d'achat sur la période restante du contrat d'achat à tarif garanti²¹.

Pour le tiers du productible hydraulique n'étant plus exploité par EDF mais par des filiales d'Engie (CNR pour la plus grande part et SHEM), il semble légitime de revenir à une propriété publique avec une indemnisation minimale, un [rapport de mars 2022 de la Cour des comptes](#) indiquant que les investissements de la CNR ont été amortis depuis longtemps. Et le fait que les concessions sur les ouvrages hydroélectriques ne doivent pas être mis en concurrence semble faire consensus²², ce qui conduit nécessairement à les confier à une entité publique²³.

Restent enfin les centrales à combustible fossile – gaz, charbon et fuel – appelées à disparaître, « sauvées » à de multiples reprises par l'intervention de l'Etat et qui pourraient donc être nationalisées à bas coût.

2.5 Quelle place pour les acteurs privés ?

L'intégration d'acteurs privés dans l'exploitation du système électrique n'apporte aucun avantage et au contraire fragilise le système, le complexifie, le rend plus coûteux, conduit à renoncer à l'égalité d'accès à l'électricité de tous les consommateurs, entrave les investissements. C'est pourquoi il est essentiel que le parc électrique en exploitation soit piloté par un acteur public centralisé et qu'il soit sous propriété publique, sauf cas particulier comme les panneaux photovoltaïques de toiture.

La nécessité d'un apport de « capitaux privés » pour répondre aux besoins d'investissement très lourds du parc électrique est un faux argument : dans tous les cas, ces investissements sont finalement payés par la collectivité, via la facture d'électricité et éventuellement via un complément d'impôts (en cas de subventions). Et la collectivité paiera bien plus cher si les capitaux sont privés, puisqu'elle devra financer les investisseurs privés. Reste l'argument d'une impossibilité juridique pour l'Etat de s'endetter, en raison des règles de gouvernance économique européenne (notamment les seuils de 3% de déficit et 60% d'endettement). Mais les épisodes récents ont montré que ces règles pouvaient voler en éclat en cas de crise aiguë et de nécessité de « sauver » les acteurs privés, mais aussi de réaliser les investissements nécessaires à la transition environnementale²⁴.

En revanche, nous laissons le débat ouvert sur l'organisation des activités en amont de l'exploitation du système électrique (construction des centrales) et en aval (services aux clients, dits « aval compteur »)²⁵.

²¹ Il est également envisageable de laisser la propriété de ces installations existantes aux producteurs privés jusqu'à la fin du contrat, puis de les récupérer en propriété publique au terme du contrat ou de redéfinir un prix d'achat calé sur le prix coûtant. Ces productions n'étant pas pilotables, le risque de désoptimisation du programme de production lié à leur détention par un acteur privé est marginal.

²² Tous les groupes parlementaires se disent opposés à cette mise en concurrence et dans le cadre du projet Hercule, le gouvernement avait prévu de placer les concessions d'EDF dans une entité publique nommée Azur.

²³ Selon le droit de la commande publique

²⁴ Voir par exemple [ici](#) « *La nécessité d'assouplir les règles et les plafonds est donc dans les priorités actuelles, en ce qui concerne d'abord les investissements liés à la double transition numérique et environnementale mais aussi pour faire face à l'augmentation des prix de l'énergie due à la guerre en Ukraine* ».

²⁵ Il est cependant à noter que des mesures de structuration des nouvelles filières de l'énergie (éolien, solaire, stockage, hydrogène, etc.) et plus largement de la transition énergétique (dont la rénovation des bâtiments) deviennent impératives pour sortir d'une situation de très forte dépendance énorme aux importations et de sous-qualification dont certains secteurs pâtissent (ex : pose de panneaux solaires, isolation des bâtiments).

A l'autre bout de la chaîne, si l'activité totalement inutile d'achat pour revente d'électricité par les fournisseurs doit disparaître, il existe en revanche une activité essentielle d'accompagnement des usagers pour les aider à moins et mieux consommer, à adapter leurs usages, leur comportement, leurs équipements. Il est probablement préférable que cet objectif de baisse de la consommation soit confié à un acteur autre que celui en charge de produire de l'électricité. Cette activité relève-t-elle elle-aussi du champ public, par exemple via des organismes comme l'ADEME ou faut-il laisser une place à des acteurs associatifs et privés ? Nous n'entrons pas dans ce débat ici, de même que dans les moyens à mettre en œuvre pour permettre une plus grande implication des citoyens dans les choix en matière énergétique.

Notons enfin que l'exploitant public doit renoncer à toute activité lucrative à l'international²⁶, sans pour autant renoncer – au contraire – à une coopération scientifique, technique et humanitaire pour accompagner d'autres pays dans l'accès à une énergie décarbonée.

2.6 Une transparence nécessaire à la démocratie

L'un des arguments mis en avant pour développer la concurrence et les marchés est que les services publics ne seraient pas incités à l'efficacité économique puisque leurs revenus sont garantis. Ce point a néanmoins été très peu mis en avant en France, où l'efficacité technico-économique d'EDF était largement reconnue même parmi les plus libéraux.

En revanche, EDF s'est souvent vu reprocher son manque de transparence et des décisions prises sans concertation, de manière très centralisée. Ainsi, certains partisans des énergies renouvelables ont accueilli favorablement l'ouverture des marchés de l'électricité dans l'espoir que la casse des monopoles publics ouvre le débat sur les choix en matière d'énergie. Force est de constater que, si la mise en place des marchés n'a pas permis plus de démocratie dans ce secteur, le reproche fait aux anciens monopoles doit être entendu. Et l'émergence de scénarios de production 100% renouvelable n'est pas venue d'EDF mais d'autres organismes, associatifs ou publics, comme negaWatt, l'ADEME ou RTE²⁷.

Il est donc important d'accompagner le système électrique public d'un cadre réglementaire garantissant la transparence et le contrôle citoyen. Quelques pistes : la mise en place d'un contrat de service public avec des objectifs clairs débattus démocratiquement (par exemple en matière de tarification) ; des instances indépendantes et démocratiques s'assurant du respect de ce contrat ; l'organisation d'un débat citoyen suivi d'un vote autour des scénarios énergétiques définissant les orientations du pays en matière de consommation et de production énergétique (part relative du nucléaire, des renouvelables, etc.). Sur ce dernier point, il est à noter que la mise en place d'un exploitant public ne préjuge en rien du choix du scénario énergétique.

3 A plus long terme : défendre un acteur public centralisé pour l'exploitation du système électrique européen, voire sa planification

3.1 Une exploitation optimisée

Nous l'avons vu, d'un point de vue technico-économique, la meilleure optimisation de court terme du système électrique européen serait obtenue en confiant l'élaboration du programme de production à un exploitant public européen disposant d'une information complète sur les centrales européennes. L'organisation actuelle, avec une optimisation décentralisée entre les différents producteurs et coordonnées

²⁶ Conformément au principe de spécialité qui s'applique aux monopoles

²⁷ RTE est pourtant filiale à 51% d'EDF, mais bénéficie d'une autonomie de gestion

par le prix de marché, engendre des surcoûts par rapport à cette optimisation centralisée²⁸ et se heurte à des difficultés incontournables (cf. annexe 5.5). Par ailleurs, les risques de manipulation de marché sont bien plus importants qu'avec un exploitant public dûment contrôlé.

Cette solution relève d'une décision politique européenne et impliquerait l'ensemble des pays. Bien que meilleure à tous points de vue et notamment au plan économique, elle demandera des négociations et risque donc de ne pas être applicable à court terme.

3.2 Vers une planification européenne du système électrique ?

Nous réaffirmons qu'une décision de sortie du marché du système électrique national peut être mise en œuvre de manière unilatérale par la France, et ce de manière immédiate. Il semble néanmoins utile et nécessaire d'envisager une coordination des investissements européens sur la base d'une planification de long terme des pouvoirs publics, s'appuyant sur des analyses prospectives telles que celles de RTE pour la France²⁹, afin d'améliorer la mutualisation des moyens de production dits « de pointe » (ne fonctionnant qu'aux périodes de grande tension), des productions renouvelables, des moyens de stockage. Cela nécessiterait des débats complexes mais essentiels sur les prérogatives de chaque pays en matière énergétique, les conséquences en termes de perte de souveraineté. Ces débats apparaissent d'autant plus nécessaires que, quels que soient le modèle de développement et d'exploitation du parc électrique européen, les décisions de chaque pays auront des conséquences sur tout le continent et même au-delà (ex : émissions de Gaz à Effet de Serre, risque nucléaire, risques de déséquilibres liés à des manques de production locales, etc.). Il s'agirait d'un programme politique européen autrement plus mobilisateur : la coopération et non la concurrence.

4 Conclusion : sortir le système électrique français de la concurrence est possible et nécessaire

Alors que la crise engendrée par la flambée des prix du gaz et de l'électricité ne cesse de s'aggraver, l'économie européenne est menacée et les investissements nécessaires à la transition énergétique sont bloqués. Pourtant, après des mois de réflexion, aucune solution à même d'endiguer la crise n'émerge, ni en France ni à l'échelle européenne, sur le court terme (mesures d'urgence) comme sur le plus long terme³⁰.

Ce blocage est lié à une impasse intrinsèque aux marchés qui ne peuvent garantir la stabilité des prix que les consommateurs sont en droit d'exiger pour ce bien essentiel qu'est l'électricité. Aucune solution satisfaisante ne pourra être trouvée en restant dans ce cadre.

La proposition que nous formulons ici montre que l'on peut apporter une réponse claire à ces dysfonctionnements, refondant un service public de l'électricité, seul à même de relever les enjeux économiques, écologiques et sociaux. Certains reprochent à cette proposition d'être en contradiction avec les textes européens. Or on voit chaque jour comment ceux-ci sont inadaptés à l'urgence écologique et à la cohésion sociale. Par ailleurs, notre proposition ne s'oppose en rien à la mutualisation des moyens de

²⁸ Même si ceux-ci sont de deuxième ordre par rapport à d'autres surcoûts comme l'augmentation du coût du capital.

²⁹ Dans l'élaboration de ses scénarios Futurs Énergétiques 2050, RTE est obligé de modéliser l'ensemble du parc européen et donc de prendre des hypothèses : les décisions d'investissement de chaque pays dépendent en effet de la situation des autres pays interconnectés au réseau européen.

³⁰ Les mesures d'urgence, disparates, laissent les consommateurs exposés à des risques majeurs et malgré une réforme structurelle des marchés européens annoncée pour début 2023, aucune solution viable n'est sur la table (cf. cette [tribune dans Le Monde](#))

production du système électrique européen. Elle esquisse au contraire un programme politique européen autrement plus mobilisateur : la coopération et non la concurrence.

5 Annexes

5.1 Absence d'espace pour des fournisseurs en concurrence en cas de grille tarifaire

La seule différenciation sur le produit apparaissant dans les comparateurs d'offres concerne leur caractère plus ou moins « vert » des offres, basé sur un mécanisme de certificats d'origine très largement critiqué³¹. Les promesses d'électricité verte se sont en effet avérées mensongères : la part d'énergies renouvelables dans le parc de production est déterminée de manière planifiée puis mise en œuvre par appel d'offre associé à des garanties d'Etat : elle n'est pas déterminée par la part de contrats en « offre verte » signée entre fournisseurs et consommateurs.

Les expériences passées ont montré qu'en cas d'existence de tarifs réglementés basés sur les coûts de production, les fournisseurs alternatifs ne parvenaient pas à gagner des clients. Ainsi, en 2006, la remise en place d'un tarif réglementé transitoire³² pour les entreprises ayant exercé leur éligibilité avait conduit à un retour massif des clients vers ces tarifs réglementés et à une éviction progressive des fournisseurs alternatifs au profit d'EDF³³.

La seule possibilité, pour ces fournisseurs, de maintenir des offres concurrentielles consiste à utiliser l'opacité et la complexité du système pour tromper des clients par des démarchages agressifs, pratique largement répandue, dénoncée et documentée par les associations de consommateurs et le médiateur de l'énergie depuis la mise en place des marchés sans pour autant parvenir à l'endiguer. Outre ces pratiques trompeuses, leur seule stratégie consiste à capter les clients les plus « rentables » au détriment des autres. Enfin, la pérennisation d'offres de marché cohabitant avec des tarifs réglementés – à supposer qu'elles disposent d'un espace commercial – fragiliserait les garanties sur le financement global du système électrique.

Pour toutes ces raisons, il est préférable de mettre en place une grille tarifaire unique pour l'ensemble des consommateurs.

5.2 Le pilotage de la flexibilité ne peut pas non plus être laissé au marché pour être efficace

Laisser à une multitude de fournisseurs et opérateurs d'effacement la charge de solliciter la flexibilité des consommateurs les conduit à exploiter cette flexibilité dans une approche « business model », à des fins d'optimisation de leur propre portefeuille ou de commercialisation d'offres (autoconsommation par exemple) et non d'optimisation de l'équilibre global du système électrique.

Les approches consistant à utiliser le prix de marché pour coordonner ces flexibilités sont, elles-aussi, une impasse car elles exposent les consommateurs à des prix bien trop volatils et exigent d'eux un suivi de ces prix de marché et une adaptation permanente de leur consommation qu'ils ne peuvent supporter. C'était la

³¹ Voir par exemple la [tribune](#) du président d'une entreprise du secteur solaire parue dans les Echos, titrée « *Les offres d'électricité verte vendues par les fournisseurs d'énergie reposent sur des certifications trompeuses* ».

³² Le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (Tartam) permettait aux consommateurs non résidentiels ayant exercé leur éligibilité de revenir à un tarif réglementé pour une durée de deux ans au maximum, moyennant un surcoût de l'ordre de 20% par rapport au tarif réglementé historique.

³³ [Extrait de la Décision de la CE du 9/6/2012](#) : « Dans sa lettre du 26 juin 2009, Electrabel ajoute que le tarif de retour conduit à l'élaboration d'offres uniformes par les fournisseurs d'électricité et les empêche d'être créatifs. La quasi-totalité des sites des clients d'Electrabel a demandé à bénéficier du tarif de retour. Le tarif de retour a entraîné une éviction progressive des fournisseurs alternatifs au profit d'EDF, car, à tarif égal, les clients préfèrent souvent ce dernier »

promesse de la tarification dynamique qui a entraîné des catastrophes dans plusieurs pays, dont l'Espagne, les obligeant à les retirer. En France, tout en continuant à lui attribuer des avantages, la CRE reconnaît aujourd'hui ces limites de la tarification dynamique (cf. [délibération du 27/07/2022](#)) et propose de les remplacer par des tarifs à effacement tels que le monopole d'EDF les avait définis (offres Tempo).

Enfin, rappelons le retour d'expérience de la mise en place des tarifs Heure Pleine – Heures Creuses par le monopole public il y a plusieurs décennies, dans l'objectif d'adapter la consommation à la production. La France était à l'époque très précurseur. Une fixation des heures creuses identique sur tout le territoire avait conduit à recréer un pic de consommation en début de nuit, tous les chauffe-eaux se déclenchant au même moment. Aujourd'hui, environ 80 horaires distincts d'heures creuses coexistent sur tout le territoire, permettant de lisser ces déclenchements sans pour autant ajouter de la complexité aux usagers. Cette expérience montre qu'un même signal de prix envoyé à tous les usagers n'est pas la bonne solution pour faire participer la consommation à l'équilibre du système. Il faut des mécanismes simples pour les usagers mais optimisés pour l'équilibre global du système, que seul un opérateur centralisé peut mettre en place de manière efficace.

Dans le système de marché actuel, il n'existe plus d'acteur responsable de l'agrégation des flexibilités dans un objectif d'optimum global du système : des algorithmes prenant en compte les nouveaux besoins de flexibilité liés à l'insertion plus massive de productions non pilotables existent, mais ils ne sont pas utilisés faute d'organisation adéquate.

5.3 Enjeu de la baisse du coût de financement

(pour plus de détail, voir [fiche](#) du site *The Other Economy*, § 2.B)

A la différence d'un investisseur public, les investisseurs privés sont exposés à des risques structurels³⁴ et réglementaires. Ils ont des exigences de rentabilité des actionnaires et à des conditions d'emprunts moins favorables que l'Etat. Pour toutes ces raisons, les taux de rémunération exigés par les investisseurs privés en concurrence sont bien supérieurs au coût du financement public dans un système planifié³⁵.

Or ce coût du capital est déterminant dans le coût global de l'électricité, comme le note l'un des économistes théoricien de la dérégulation du secteur au Royaume-Uni, David Newberry : « *Toutes les technologies bas-carbone ont des coûts extrêmement sensibles à leur coût du capital* »³⁶ (cf. encart).

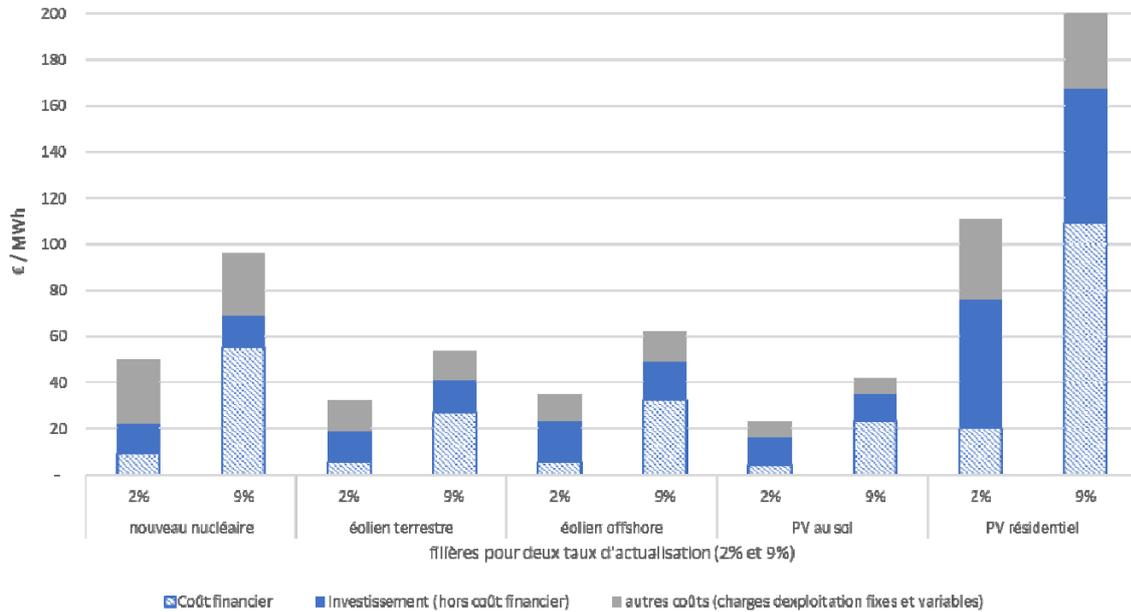
Cette sensibilité est largement documentée, notamment par RTE dans son étude « Futurs énergétiques 2050 » d'octobre 2022, comme l'illustrent les deux graphes suivants, le premier donnant l'impact par filière et le deuxième l'impact sur l'ensemble des scénarios.

³⁴ Risques de faillite notamment

³⁵ Mais pas nécessairement au taux de rémunération exigé par l'Etat pour ses investissements, souvent bien plus haut que les taux auxquels il peut emprunter, ce qui revient en fait à un impôt déguisé pouvant être utilisé pour des besoins collectifs (services publics, aide sociale, etc.).

³⁶ Newberry, Politt, Reiner, Taylor, "Financing low-carbon generation in the UK: The hybrid RAB model", EPRG Cambridge, Juillet 2019

Coût complet de chaque filière en fonction du taux d'actualisation



Hypothèses : Consultation publique RTE 2021-01-27_BP2050-consultation-complet-LD.pdf (concerte.fr) (p83-83)

Figure 11.36 Coûts annualisés des scénarios en 2060, en fonction du coût moyen pondéré du capital pour les acteurs du système électrique

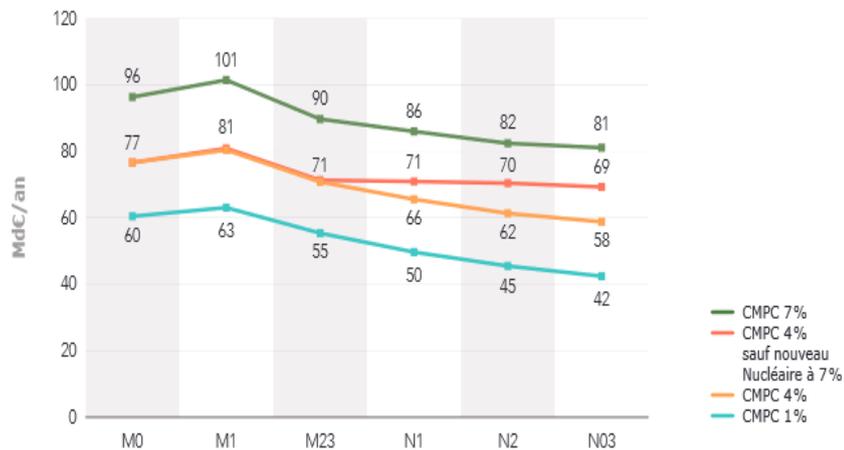


Figure 1: impact du coût du capital sur le coût total du système électrique, par scénario

Source : [Futurs énergétiques 2050 \(chapitre 11, fig.11.36\)](#), RTE

Extrait ³⁷ « Pour une variation du taux annuel de rémunération du capital allant de 1 % à 7 %, le coût complet annuel varie de plus 35 Md€/an pour tous les scénarios, ordre de grandeur bien supérieur aux écarts dus aux proportions respectives de production renouvelable et de nucléaire ».

³⁷ Cf. chapitre 11 p 510

Or la rémunération exigée par des investisseurs privés est bien au-delà des taux auxquels l'Etat Français peut emprunter (même s'il choisit parfois d'exiger des taux de rémunération alignés sur des acteurs privés mais dans ce cas, il s'agit d'un impôt déguisé).

5.4 Le marché n'a permis le développement d'aucune filière de production

Hormis la courte expérience malheureuse du développement des Cycles Combinés Gaz qui s'est soldé par un échec, obligeant l'Etat à intervenir, aucune filière de production n'a été développée grâce au marché en France :

- Le parc historique (principalement nucléaire et hydraulique) a été développé par l'exploitant public en monopole, EDF, sur décision et financement public. Il est d'ailleurs regrettable que ce parc largement amorti vende aujourd'hui une partie de son électricité sur les marchés, engendrant des sur-rémunérations très importantes dont une partie revient aux actionnaires des entreprises productrices au détriment des consommateurs³⁸.
- Les nouveaux moyens de production, principalement éoliens et solaires, ont une cible déterminée par programmation publique. Des appels d'offre sont organisés dans le cadre d'une trajectoire budgétaire découlant de la programmation publique pour la construction des centrales dont le prix de vente est garanti sur l'ensemble de la production³⁹. Le marché n'intervient donc ni pour déterminer la part de chaque filière, ni pour rémunérer les investissements. Il en est de même de la dernière centrale à gaz de Landivisiau⁴⁰, décidée pour pallier une sous-capacité locale et bénéficiant d'une rémunération annuelle garantie. Il est également envisagé des mécanismes comparables aux renouvelables pour les nouveaux investissements dans les filières hydroélectriques et nucléaires⁴¹.

Plus généralement, les développements futurs du parc de production sont cadrés par une planification publique de long et moyen terme, comme nous l'avons vu : la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) et la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), l'ensemble étant décliné à l'échelle régionale et locale⁴².

5.5 Le marché est moins efficace qu'un acteur centralisé pour optimiser le fonctionnement du parc à court terme

En univers de marché, l'optimisation du programme de production européen (programme d'appel) fait intervenir de multiples acteurs, en particulier les producteurs, coordonnés entre eux par les opérateurs de bourse tels qu'EPEX ou NordPool : chaque producteur optimise son propre parc et envoie des offres d'achat-vente aux opérateurs de bourse qui les compilent⁴³ et déterminent un prix de marché qui permet ensuite à chaque producteur d'ajuster son programme de production. Par exemple, un producteur ne démarrera pas

³⁸ Voir notamment les sur-rémunération de la CNR, filiale à 50% d'Engie, dénoncées par la Cour des Comptes dans un récent [rapport](#) avant même l'envolée des prix. Si une redevance progressive diminue cette rente, elle n'en demeure pas moins exceptionnellement élevée. Pour le nucléaire hors ARENH, il en est de même mais EDF est sollicité par ailleurs pour participer au bouclier tarifaire, engendrant des flux financiers inextricables.

³⁹ Obligations d'achat à prix garanti pour les plus petites installations, complément de rémunération pour atteindre un prix cible garanti pour les plus grandes.

⁴⁰ 94 000 € / MW, soit 40 M€ par an pendant 20 ans.

⁴¹ Sous la forme de Contrats pour Différence et/ou RAB (voir [proposition](#) de David Newberry)

⁴² Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) et Plan Climat Air-Énergie Territorial (PCAET)

⁴³ D'autres acteurs peuvent également faire des offres: fournisseurs, consommateurs, courtiers, etc.

l'une de ses centrales si le prix de marché est inférieur à son coût variable de production, c'est-à-dire si un autre producteur peut produire pour moins cher (à défaut il produirait à perte).

Par ailleurs, les gestionnaires de réseau – RTE pour la France et ses homologues dans chaque pays⁴⁴ – sont responsables de l'équilibre physique du système électrique : ils interviennent pour garantir l'existence de marges suffisantes pour faire face à des impondérables et pour éviter des congestions de réseau, en demandant éventuellement aux producteurs de revoir à la marge leur programme de production ou aux clients (via leurs fournisseurs) de baisser leur consommation.

L'élaboration du programme d'appel coordonnée par le marché donne de moins résultats qu'une optimisation par un acteur centralisé. Dans les deux cas, le principe général est le même : les centrales sont appelées par ordre croissant de coût de fonctionnement (Merit Order), mais alors que dans un système centralisé, l'optimiseur dispose de toute l'information sur l'ensemble des centrales, dans un système de marché, chaque acteur n'a qu'une vision partielle de l'information : les producteurs voient les contraintes de leur propre parc et ont une vision simplifiée du reste du parc via le prix de marché ; l'opérateur de bourse qui définit le prix de marché n'a qu'une vision simplifiée des contraintes du parc via les ordres d'achat-vente (carnets d'offre) transmis par les différents acteurs. Le programme d'appel qui en résulte s'en trouve dégradé par rapport à un programme d'appel centralisé, pour des raisons mathématiques, même dans des conditions idéales, bien éloignées de la réalité, où tous les acteurs chercheraient à minimiser le coût global de fonctionnement du système.

Ce résultat est largement documenté dans la littérature scientifique⁴⁵, mais également soutenu par la pratique : l'opérateur de bourse EPEX est confronté à des difficultés algorithmiques⁴⁶ et les acteurs disposant d'un parc important ne déterminent pas le programme d'appel de leur parc en se contentant de simuler un marché⁴⁷.

En résumé, une optimisation centralisée par un acteur intégré efficace donne de meilleurs résultats qu'un marché parfait, donc a fortiori que le marché réel.

⁴⁴ Coordonnés au sein d'une association européenne, l'ENTSOE

⁴⁵ Cf. par exemple ([M. Van Vyve, Oct.2011](#)) "[Linear prices for non-convex electricity markets: models and algorithms](#)".

⁴⁶ Les tentatives d'évolution de l'algorithme Euphemia d'EPEX en charge de calculer les prix de marché spot européens illustrent cette difficulté : malgré l'ajout de produits de marché de plus en plus complexes, il ne parvient pas à intégrer correctement les diverses contraintes auxquelles sont soumises les centrales.

⁴⁷ Pour élaborer son programme d'appel, EDF, par exemple, simule un marché parfait dans une première étape. Il obtient un programme d'appel initial, qu'il affine ensuite lors d'une deuxième étape que seul un acteur intégré (c'est-à-dire disposant de l'information sur toutes les centrales de production) peut réaliser. Il obtient alors un programme de production final, quasi-optimal, significativement meilleur que celui issu de la simulation du marché.