

MOTS CLES

Electricité
renouvelable

Pointe de
consommation
électrique

Obligation de
capacité

ELECTRICITE RENOUVELABLE, SECURITE D'APPROVISIONNEMENT ET MARCHE DE CAPACITE

Une comparaison des solutions avancées des deux côtés du Rhin

Tiphanie Fontaine

La production d'électricité en France et en Allemagne tend à évoluer vers plus d'énergies renouvelables qui sont par nature intermittentes. Les nouvelles réglementations environnementales et la fin de vie de certaines centrales vieillissantes laissent entrevoir des fermetures d'installations dans les prochaines années, notamment celles fortement modulables utilisées pour assumer les périodes de pointe et combler l'intermittence des énergies renouvelables. Par ailleurs, la demande totale d'électricité devient de plus en plus stagnante, alors que la demande de pointe en France ne cesse de croître. Enfin, le marché Energy-Only, marché actuel d'échange de l'électricité, ne donne parfois pas un prix permettant de couvrir les coûts fixes des moyens de production. Tous ces éléments augmentent le risque de pénurie d'électricité en période de pointe de consommation.

Garantir la sécurité d'approvisionnement demande d'assurer une meilleure rentabilité des moyens de production, utilisés en pointe et lors des périodes de carence des énergies renouvelables. La France a alors décidé de mettre en place un marché de capacité. Celui-ci impose aux fournisseurs d'acquiescer par rémunération, auprès des producteurs d'électricité et des consommateurs effacés, un certain niveau de capacité permettant de combler la demande de leurs clients lors des pointes. Mais d'autres solutions sont également envisagées par d'autres pays, comme l'Allemagne qui émet des doutes quant à l'intérêt d'ajouter des mécanismes en plus du marché de l'électricité actuel et propose plutôt l'optimisation de ce dernier.

Chaire Economie
du Climat

Palais Brongniart,
4ème étage

28 place de la
bourse

75002 PARIS

Tiphanie Fontaine est doctorante à l'Université Paris Ouest Nanterre la Défense.

Remerciements. L'auteur tient à remercier Christophe Bonnery (ErDF) et Cyril de Lagarde (Université Paris-Dauphine) pour leurs commentaires.

Table des matières

1	Introduction	3
2	Gestion de la demande de pointe et développement des renouvelables	4
2.1	Qu'est ce que le marché <i>Energy-Only</i> ?	4
2.1.1	Mode de fixation des prix	4
2.1.2	De la théorie à la pratique	5
2.2	Déploiement des énergies renouvelables	6
2.2.1	Politique environnementale européenne	6
2.2.2	Les problèmes occasionnés par l'essor des énergies renouvelables	8
3	Une comparaison des solutions avancées des deux côtés du Rhin	9
3.1	Qu'est-ce qu'un mécanisme de capacité ?	10
3.2	Une solution adoptée en France pour résoudre le problème de sécurité d'approvisionnement : le marché de capacité	12
3.2.1	Contexte	12
3.2.2	Pourquoi un marché de capacité en France ?	15
3.3	Quelles réformes du marché de l'électricité en Allemagne ?	18
3.3.1	Contexte	18
3.3.2	Position de l'Allemagne vis-à-vis des mécanismes de capacité	20
4	Conclusion	22
5	Liste des acronymes et abréviations	24
6	Bibliographie	24

1 Introduction

À partir de la fin des années 90, le Parlement européen a adopté un cadre réglementaire appelé *Paquets énergie* destiné *in fine* à ouvrir le secteur de l'électricité (et du gaz) à la concurrence. Depuis la mise en place effective de ces paquets énergie, les consommateurs peuvent mettre en concurrence les différents fournisseurs du secteur. La production d'électricité a également été ouverte à la concurrence. Des marchés d'échange ont alors été créés, mais ces derniers ne permettent pas la formation d'un parc optimal et l'atteinte d'un prix permettant de couvrir le coût fixe à long terme. Les unités de production utilisées pour couvrir la pointe en particulier, sont menacées de fermeture. Dès lors, les États membres de l'Union européenne font face à des problèmes de sécurité d'approvisionnement.

Une des solutions envisagées pour faire face à ce risque de pénurie est de mettre en place un mécanisme de capacité. Cette solution est celle retenue par la France, faisant suite à la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité) du 7 décembre 2010. Les raisons pour lesquelles la France met en place un marché rémunérant la capacité de production et d'effacement seront examinées dans ce papier. Mais d'autres solutions existent. Une étude comparative entre la France et l'Allemagne sera proposée compte tenu de leur forte interconnexion et étant donné leur choix opposé.

Une première partie de ce document rappelle le mode de fixation des prix de l'électricité sur les marchés d'échange. L'accent sera mis sur les écarts entre théorique et pratique. De même, ce type de marché est impacté par l'essor des énergies renouvelables (EnR) voulu par l'Etat. En effet, le réseau électrique va devoir intégrer une part plus importante d'énergie renouvelable, créant ainsi une incertitude liée à l'intermittence de cette source d'électricité. Cette intermittence devra être couverte par des unités de production fortement modulables¹. De plus, ce déploiement pose le problème de la diminution du prix de l'électricité de gros, ce qui impacte la rentabilité des capacités de pointe, et donc menace la sécurité d'approvisionnement.

Après avoir montré que la question de la sécurité d'approvisionnement est un problème omniprésent, notamment à cause des imperfections des marchés d'échange de l'électricité et du développement des énergies renouvelables, le document aborde en seconde partie les différents mécanismes de capacité proposés pour résoudre cette question. Une fois rappelé comment l'offre tend à évoluer en France et en Allemagne pour s'adapter aux réglementations environnementales et aux contraintes budgétaires des producteurs, les différents arguments de la France et de l'Allemagne justifiant la mise en place respectivement d'un marché de capacité et d'un marché d'échange optimisé sont exposés.

1. Les moyens de production fortement modulables sont utilisés pour couvrir l'intermittence des énergies renouvelables, mais également pour assurer la pointe de consommation.

2 Gestion de la demande de pointe et développement des renouvelables

2.1 Qu'est ce que le marché *Energy-Only* ?

Sur un marché spot de l'énergie (*Energy-Only*), le prix qui équilibre l'offre et la demande d'électricité donne en théorie les incitations nécessaires à l'investissement optimal². En pratique, le mode de fixation des prix sur le marché *Energy-Only* s'écarte de cette vision, ce qui n'est pas sans conséquence en terme de régulation du marché.

2.1.1 Mode de fixation des prix

Le marché *Energy-Only* consiste à rémunérer l'électricité produite au coût marginal de production de la dernière unité appelée. Le prix de l'énergie représente alors l'unique signal économique et joue, sur le plan théorique, un rôle central. À court terme, il permet d'optimiser l'utilisation des moyens de production en ne faisant fonctionner que les moyens les plus compétitifs. A long terme, le prix de l'énergie permet en principe une bonne gestion des investissements, les acteurs rationnels investissant dans les moyens de production les plus rentables et laissant de côté ceux qui ne sont plus rentables. Pour faire face à une pénurie de capacité, le prix de l'électricité augmente, permettant ainsi de réaliser de nouveaux investissements pour pallier la pénurie. De cette façon, avec le marché *Energy-Only*, le parc de production énergétique satisfait en théorie parfaitement la demande.

Les producteurs d'électricité font fonctionner les moyens de production électrique par ordre de coût marginal croissant. On parle de *merit order* ou ordre de préséance. Typiquement, le nucléaire a un coût d'investissement élevé et un coût de fonctionnement relativement faible (coût marginal faible). À l'inverse, le gaz a un coût d'investissement faible, mais un coût de fonctionnement relativement élevé (coût marginal élevé). Par conséquent, le nucléaire sera privilégié pour satisfaire la demande de base et le gaz sera appelé pour satisfaire la demande de pointe. Plus la demande d'électricité devient élevée, plus l'utilisation des moyens de production ayant un coût marginal élevé est requise pour assurer l'équilibre offre-demande

À l'équilibre du marché *Energy-Only*, au moins en théorie, les coûts fixes des producteurs d'électricité sont parfaitement couverts par le profit réalisé, quel que soit le type de capacité de production (base, semi-pointe, pointe). La différence entre le prix de marché et le coût marginal est appelée *rente brute*, elle correspond au profit réalisé après la couverture du coût marginal de production. Cette rente est nécessairement positive ou nulle. Concernant les capacités de pointe, la *rente nette* qui correspond à la rente brute moins les coûts fixes annualisés, est positive seulement lors des situations de rareté, c'est-à-dire lorsque la demande en électricité est sur le point de dépasser l'offre. Cette rente des capacités de pointe correspond théoriquement au prix que les consommateurs consentent à payer pour satisfaire leur demande en électricité malgré la rareté. Cela nous donne le coût de l'énergie non distribuée (CEND) ou encore VoLL (Value of Lost Load). Si la rente nette des capacités de pointe est positive, alors les unités de production de pointe deviennent rentables car le coût fixe et celui marginal sont couverts. Dans ce cas, il y a une incitation à investir dans des capacités de pointe. Il en résulte en théorie un calibrage optimal des

2. Stoft Steven, Power System Economics, Designing Markets for Electricity, 2002.

moyens de production à long terme.

2.1.2 De la théorie à la pratique

La théorie du marché *Energy-Only* est basée sur certaines hypothèses qui ne sont pas toujours vérifiées en pratique. Ces dernières simplifient ce qui se passe réellement sur le marché de l'énergie, ce qui remet en cause l'idée d'un ajustement automatique des investissements.

Tout d'abord, il n'est pas très réaliste de considérer que le marché contrôle de façon optimale les périodes de rareté énergétique³. En effet, comment donner une bonne estimation du CEND en période de difficulté d'approvisionnement, compte tenu du nombre et de la durée intrinsèquement faibles de ce type de périodes ? De plus, le prix de marché lors des périodes de rareté énergétique est censé théoriquement égaler le CEND. Or, ce dernier peut potentiellement atteindre des niveaux très élevés car les capacités appelées durant ces périodes sont peu nombreuses et disposent d'un fort pouvoir de marché. Selon RTE, le coût économique d'une coupure de courant supérieure à trois minutes est de 26€/KWh, soit 200 fois le prix de la fourniture de cette énergie⁴.

En réalité, le prix de l'énergie n'atteint pas le CEND. En effet, la rente est souvent limitée par les réglementations, car l'autorité publique juge que l'électricité est un bien d'intérêt général et souhaite limiter le pouvoir de marché des quelques capacités de pointes. Cela implique que ces dernières ne couvrent plus entièrement leurs coûts fixes. De ce fait, on considère aujourd'hui que les prix de l'électricité ne permettent pas de garantir la sécurité d'approvisionnement. C'est-à-dire que les prix plafonnés ne permettent pas de garantir qu'il y ait des capacités de production en nombre suffisant pour couvrir la demande, notamment lors des périodes de pointe, même si jusqu'à présent il n'y a pas eu de pénurie forte en France et en Allemagne, les deux pays sur lesquels se concentre cette étude. Ce n'est toutefois pas le cas pour d'autres pays.

On peut citer l'exemple de la crise de l'électricité californienne de 2000-2001. Le marché de l'électricité y a été libéralisé à partir de 1996, mais toute augmentation de prix demandée par les distributeurs devait être approuvée par les autorités de réglementation. A la suite d'une sécheresse en 2000, les moyens de production hydraulique n'ont plus assuré une partie de l'offre. Cela a entraîné une forte pénurie d'électricité, renforcée par un prix limité par les autorités qui n'a pas permis de tirer partie d'un ajustement de la demande au prix à court terme, ni suscité les investissements nécessaires à long terme⁵.

Il apparaît ainsi qu'avec un marché de l'énergie où les moyens de production utilisés sont rémunérés au coût marginal de production de la dernière unité appelée et où les prix sont encadrés, un déficit de rémunération des moyens de production peut conduire à la fermeture de ces capacités non rentables. Les producteurs d'électricité réduisent alors le parc énergétique afin de retrouver des rentes infra-marginales positives permettant de couvrir leurs coûts fixes, impliquant des périodes de pénurie plus nombreuses.

Lorsque que le prix de gros de l'électricité observé sur le marché est inférieur au prix

3. Simshauser Paul, The Dynamic Efficiency Gains from Introducing Capacity Payments in the National Electricity Market, Australian Economic Review Volume 41, Issue 4, 2008.

4. RTE, Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité ?, p.8, 2011.

5. Joskow Paul et Tirole Jean, Reliability and competitive electricity markets, Rand Journal of Economics, Vol. 38, No. 1, 2007

estimé sous l'hypothèse du marché *Energy-Only* fonctionnant parfaitement, c'est que la rente infra-marginale est négative pour au moins certaines installations, on parle de *missing money*.

Dans un marché parfait, la rente infra-marginale peut aussi être négative à cause d'une surcapacité. Cela signale une situation de surcapacité et incite à des fermetures de moyens de production non rentables, permettant ainsi un retour à l'équilibre optimal offre-demande. Par conséquent, le phénomène de *missing money* doit être corrigé si elle résulte d'une imperfection de marché, mais est approprié en situation de surcapacité.

On constate par ailleurs que les investissements dans de nouvelles capacités et les fermetures d'anciennes capacités ne sont pas des réponses instantanées aux fluctuations de la demande. Les dynamiques d'investissement dépendent de nombreux autres facteurs tels que les délais de construction des moyens de production ou encore l'irréversibilité et la durée de vie des investissements. Il n'en reste pas moins que des vagues périodiques d'investissement impliquant une surcapacité et des vagues périodiques de fermeture impliquant une sous-capacité, augmentent les problèmes de sécurité d'approvisionnement⁶. Ce phénomène est accentué par le comportement de mimétisme et l'encadrement des prix de gros qui ne donne pas la bonne information pour que l'offre égalise la demande à tout moment.

En cas de sous-capacité, les préjudices sur le plan économique et social étant importants, il est crucial d'inciter l'investissement dans les capacités de pointe et de fluidifier les vagues périodiques d'investissement et de fermeture.

Une autre source majeure de perturbations est l'introduction des énergies renouvelables dans le mix électrique.

2.2 Déploiement des énergies renouvelables

La production d'électricité en Europe rencontre certaines difficultés comme les restrictions des nouvelles normes environnementales européennes ou encore le développement des énergies renouvelables intermittentes.

2.2.1 Politique environnementale européenne

La production d'électricité en Europe contribue en grande partie aux émissions de gaz à effet de serre (GES). L'importance de ces émissions est due à l'utilisation de combustibles fossiles pour faire fonctionner les centrales électriques, mais elle dépend également du type de centrale et de son âge. C'est pourquoi le secteur de l'électricité est incité à changer à plus ou moins long terme ses moyens de production pour des capacités de production moins émettrices de GES telles que les EnR. De ce fait, l'Union européenne se fixe des objectifs et met en place de nombreuses normes en faveur de la protection de l'environnement.

L'Union européenne a ratifié en 1997 le Protocole de Kyoto visant à réduire d'au moins 5% les émissions de GES (dioxyde de carbone, méthane, protoxyde d'azote) au niveau mondial par rapport au niveau de 1990, d'ici 2012. En 2005 est lancé le système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE). Ce marché, permettant d'acheter ou de vendre des quotas de CO_2 , vise à réduire l'émission globale de CO_2 au sein de l'Union

6. Stoft Steven, Power System Economics, Designing Markets for Electricity, 2002.

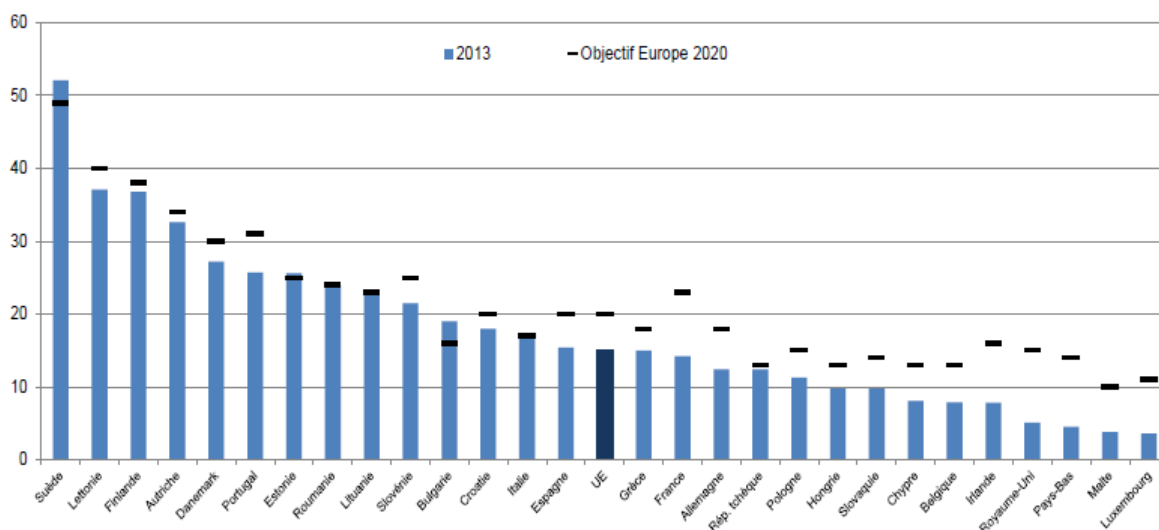


FIGURE 1 – Part de l'énergie provenant de sources renouvelables en 2013 sur la consommation finale brute d'énergie et objectifs 2020 dans l'UE
 Source : Eurostat, Énergies renouvelables dans l'UE, p.2, 2015.

européenne. Puis en 2009, l'Union européenne a décidé de réduire d'ici 2050 ses émissions de GES à hauteur de 80 à 95% par rapport au niveau de 1990.

Dans ce contexte, le paquet Climat-Énergie adopté en 2008 vise à atteindre l'objectif du 3*20 à l'horizon 2020 ; c'est-à-dire 20% d'énergies renouvelables dans le mix énergétique européen, 20% d'émissions de CO₂ en moins dans l'UE par rapport à 1990 et 20% d'efficacité énergétique en plus. Concernant l'objectif des énergies renouvelables dans le mix énergétique, la France a un objectif national de 23% tandis que celui de l'Allemagne est de 18%. Le paquet Climat-Énergie est complété, en 2014, par un nouveau paquet pour l'horizon 2030, à savoir réduire de 40% les émissions de GES par rapport à 1990, atteindre 27% d'économie d'énergie, et avoir 27% d'énergies renouvelables dans le mix énergétique européen. Contrairement au paquet Climat-Énergie 2020, celui à horizon 2030 ne fixe pas d'objectifs nationaux.

Grâce à des conditions climatiques favorables et/ou à des engagements en faveur de l'environnement plus affirmés, certains pays européens arrivent mieux que d'autres à introduire des énergies renouvelables dans leur mix énergétique. La part des énergies renouvelables dans l'approvisionnement énergétique de l'Union européenne a presque doublé entre 1999 et 2009. Elle est passée de 5% à 9% de la consommation intérieure brute d'énergie selon Eurostat. La Figure 1 montre la part de l'énergie provenant de sources renouvelables dans les pays membres de l'Union européenne en 2013 ainsi que leur objectif pour 2020. Cette part intègre différentes sources d'énergies renouvelables telles que l'énergie solaire (thermique et photovoltaïque), l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique (cycle de l'eau), la biomasse, la géothermie ou encore l'énergie marine (houlomotrice, marémotrice, hydrolienne et thermique).

Le déploiement des EnR permet une plus grande indépendance énergétique. Mis à part les barrages hydrauliques de grandes envergures, la construction des installations est plus sûre, moins polluante, moins coûteuse, plus facile et leur coût de démantèlement est plus faible. Enfin, cela permet la décentralisation vers les collectivités territoriales et les acteurs locaux.

Certaines EnR sont rentables et se sont développées sans incitation des autorités publiques, telles que l'énergie hydraulique qui représente d'ailleurs la part la plus importante des énergies renouvelables en France (14% du mix électrique en 2013 contre 3% en Allemagne⁷). En revanche, d'autres énergies renouvelables pour lesquelles le retour sur investissement est long ne peuvent se développer qu'avec des aides ou des subventions offrant une rentabilité et une visibilité sur le long terme aux investisseurs.

Il existe différents moyens pour inciter à l'investissement dans les renouvelables⁸. Le crédit d'impôt sur la production, employé aux États-Unis, en est un exemple, ainsi que le système des quotas (US, Chine). Les certificats verts permettent, quant à eux, aux producteurs d'EnR de vendre des certificats aux fournisseurs d'électricité qui attestent de leur conformité aux objectifs annuels environnementaux (Australie, Royaume-Uni, Suède, Belgique, Pologne, États-Unis). Les tarifs d'achat réglementés (*feed-in tariff*), utilisés en Europe, permettent aux fournisseurs d'électricité, sous l'obligation légale d'acheter toute la production d'énergie renouvelable pendant 10 à 20 ans à des prix fixés par l'administration, d'être remboursés du surcoût par rapport aux prix du marché de gros par une surtaxe sur les factures d'électricité des consommateurs. La prime ex-ante (*feed-in premium*), appliquée depuis 2014 au Royaume-Uni en option et autrefois appliquée en Espagne, prévoit de verser aux producteurs d'énergie renouvelable vendant leur électricité au prix de gros, une prime définie ex-ante par le régulateur si la différence entre le prix de référence (fixé par le régulateur) et le prix de marché est positive.

La Commission européenne (CE) veille parallèlement à garantir la libre concurrence sur le marché intérieur. L'article 107§1 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) interdit ainsi les aides d'Etat si ces dernières entravent la concurrence et les échanges entre États membres. Néanmoins, pour faire face aux enjeux environnementaux, la CE a adopté en avril 2014 de nouvelles lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020. En effet, la Commission Européenne autorise les aides d'Etats là où il y a des défaillances de marché. Aujourd'hui, avec le faible prix du CO_2 , la CE justifie ainsi les aides aux EnR par une défaillance résiduelle de marché. Dès lors, sous condition de respecter le marché intérieur, les aides d'Etats peuvent conformément aux principes européens soutenir le développement des EnR, dès lors qu'elles respectent les lignes directrices édictées par la CE.

La priorité restant la sécurité d'approvisionnement en électricité, l'essor des énergies renouvelables intermittentes doit être accompagné par des mécanismes de stockage, de flexibilité de la demande et de rémunération des capacités de production fortement modulables.

2.2.2 Les problèmes occasionnés par l'essor des énergies renouvelables

Avec le développement des énergies renouvelables, différents problèmes se posent. Deux d'entre eux seront plus spécifiquement étudiés : (i) une dynamique du prix de gros de l'électricité à la baisse et plus volatile, due à l'intermittence des EnR, et (ii) le risque de pénurie en électricité amplifié par l'intermittence des EnR .

i) Volatilité du prix de gros de l'électricité : Le déploiement des EnR entraîne

7. UFE, Une comparaison des situations énergétiques de la France et de l'Allemagne, 2014.

8. CEER, Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013, p. 18, Janvier 2015

des investissements, que ce soit pour l'installation des unités de production ou pour le développement d'un réseau électrique décentralisé. Un réseau décentralisé permettrait le raccordement d'installations de petite capacité à des niveaux de tension peu élevés, notamment les moyens de production d'origine renouvelable. Cette hausse des investissements pour développer les EnR est financée par tout ou partie des consommateurs qui voient leur facture d'électricité augmenter. Néanmoins, au-delà de l'investissement à réaliser pour installer les moyens de production renouvelables, le développement des EnR peut permettre de diminuer le prix de gros de l'électricité.

En effet, l'électricité provenant d'EnR a un coût marginal nul. La courbe de charge intègre alors cette énergie en premier dans son ordre croissant de coûts marginaux (voir la section 2.1.1 *Mode de fixation des prix*) et décale de ce fait le reste des coûts marginaux produits par d'autres capacités. La demande restant la même, le coût marginal le plus élevé satisfaisant la demande totale est moins élevé qu'il ne l'aurait été sans l'introduction d'énergies à coût marginal nul. Autrement dit, la dernière centrale appelée pour satisfaire la demande d'électricité possède un coût marginal plus bas que celle satisfaisant la demande sans EnR. De ce fait, le prix égal au coût marginal de la dernière unité de production appelée est tendanciellement plus bas que sans EnR. Les producteurs des moyens de production *conventionnels* voient par conséquent leur rémunération baisser.

Parallèlement, du fait de l'intermittence des EnR, le prix de gros de l'électricité devient plus volatile, ce qui accroît l'incertitude quant à la rentabilité d'une unité de production et complexifie les investissements dans de nouvelles capacités.

ii) Risque de pénuries : Les conditions météorologiques sont correctement prévisibles à court terme (quelques jours à quelques heures) mais peu prévisibles sur des bases mensuelles et saisonnières. Il faut alors maintenir des moyens de production d'électricité fortement modulables, tels que les centrales à gaz pour combler les creux de production des EnR. De plus, le développement des EnR, dès lors que leur part dans le mix électrique devient significative, nécessite parallèlement la mise en place de moyens de stockage tel que le pompage-turbinage (il s'agit de pomper de l'eau vers des bassins de stockage lorsque la demande d'électricité est faible et turbiner cette eau lorsque la demande est forte pour produire de l'électricité) et de systèmes de gestion de la demande afin de résoudre ou au moins limiter le problème de l'intermittence.

La mise en place de réseaux de distribution d'électricité intelligents permettrait d'ajuster en temps réel la production et la distribution d'électricité en hiérarchisant les besoins de consommation et leur localisation. En effet, ce système optimise l'introduction variée et aléatoire d'énergie et donc favorise le développement des EnR. En l'absence d'un tel système et étant donné la nature intermittente des énergies renouvelables, il est nécessaire d'inciter à l'investissement dans des moyens de production de pointe et de favoriser plus de flexibilité du côté de la demande. Les politiques dédiées sont examinées dans ce qui suit.

3 Une comparaison des solutions avancées des deux côtés du Rhin

Nous avons pu observer, en pratique, que le marché *Energy-Only* ne donne pas un prix permettant de couvrir les coûts fixes des moyens de production. Il ne garantit pas la sécurité d'approvisionnement à cause notamment du problème de cycle d'investissement. Par

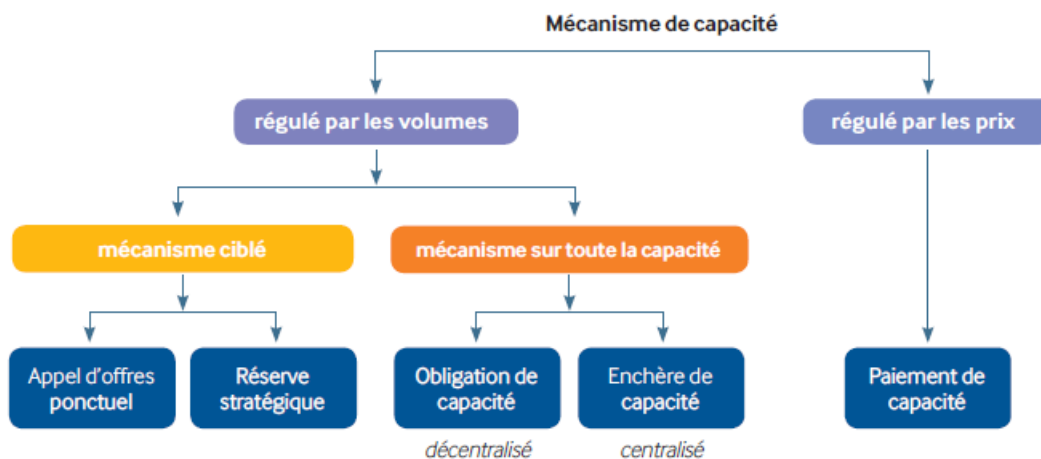


FIGURE 2 – Différents types de mécanisme de capacité
 Source : RTE, Mécanisme de capacité, p. 46, 2014.

ailleurs, on a vu précédemment que l’offre d’électricité tend à évoluer vers plus d’énergies renouvelables, donc intermittentes. Les nouvelles réglementations environnementales et la fin de vie de certaines centrales vieillissantes laissent entrevoir des fermetures d’installations dans les prochaines années, notamment celles fortement modulables utilisées pour assumer la production en période de pointe et palier à l’intermittence des énergies renouvelables.

Compte tenu de leur forte interconnexion, le cas de la France et celui de l’Allemagne sont plus particulièrement étudiés. Nous analyserons pourquoi le parc électrique, tel qu’il est aujourd’hui dans ces deux pays, ne donne pas les garanties nécessaires pour assurer la sécurité d’approvisionnement en électricité. De nombreux et lourds investissements sont à prévoir pour entretenir, développer et/ou démanteler le parc nucléaire. Le développement des moyens de production d’énergies renouvelables demande également des investissements.

Face à ce constat, la France et l’Allemagne doivent toutes deux trouver une solution pour corriger le problème de sécurité d’approvisionnement. Toutefois les stratégies mises en place des deux côtés du Rhin diffèrent. A l’inverse de l’Allemagne, la France privilégie un mécanisme de capacité.

3.1 Qu’est-ce qu’un mécanisme de capacité ?

Un mécanisme de capacité doit en premier lieu permettre de satisfaire les objectifs de sécurité d’approvisionnement. Il s’agit d’un mécanisme complémentaire au marché de l’énergie proprement dit, et qui permet une valorisation autre que celle correspondant à la production d’électricité. En effet, il rémunère indirectement les capacités de production. Une valorisation de l’effacement de consommation est également possible. Pour éviter les incitations artificielles à l’investissement conduisant à une surcapacité des moyens de production, ce mécanisme ne doit pas rémunérer la capacité en soi, mais doit plutôt valoriser la contribution de chaque capacité à la sécurité d’approvisionnement en fonction des besoins du système. Il existe différents types de mécanisme de capacité, représentés dans la Figure 2.

Parmi les mécanismes régulés par les volumes, deux choix sont possibles. Le premier

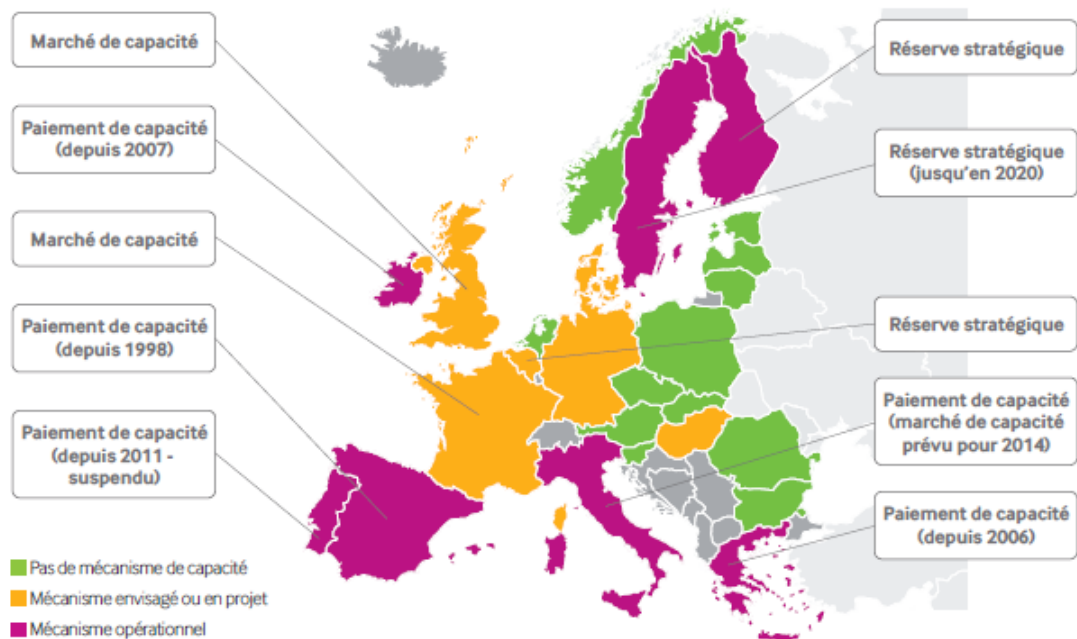


FIGURE 3 – État des mécanismes de capacité en Europe en 2013

Source : RTE, Mécanisme de capacité, p. 43, 2014.

consiste à cibler un certain nombre de capacités de production. Il est notamment possible de mettre en place un mécanisme d'*appel d'offres ponctuel* qui est un dispositif de secours en cas de risque de pénurie en incitant la création des capacités manquantes. La *réserve stratégique* qui assure la sécurité d'approvisionnement lors des périodes de risque de pénurie d'électricité grâce à la mise en réserve de capacités et leur rémunération correspond généralement au prix plafond du marché de l'énergie.

Le second choix est de cibler toutes les capacités de production, à l'instar de l'*obligation de capacité* qui impose aux fournisseurs d'acquiescer par rémunération, auprès des producteurs d'électricité, un certain niveau de capacité permettant de combler la demande estimée de leurs clients lors des pointes. Une sous-estimation de la demande entraîne le paiement d'une amende par le fournisseur. Ce mécanisme est également appelé marché de capacité. Le mécanisme d'*enchère de capacité* en est un autre exemple et correspond à l'estimation à l'avance de la quantité de capacité nécessaire à la sécurité d'approvisionnement par le régulateur. Les producteurs mettent alors aux enchères leurs capacités de production. Le prix de la capacité est fixé par le jeu de l'enchère.

Parmi les mécanismes régulés par les prix, les décideurs publics peuvent mettre en place un mécanisme de *paiement de capacité* rémunérant les producteurs d'électricité d'un montant fixé par une autorité pour valoriser la disponibilité de la capacité et inciter l'investissement en ce sens.

La mise en place d'un mécanisme de capacité en France n'est pas un cas isolé. D'autres États membres de l'Union européenne, qui rencontrent des problèmes identiques à ceux de la France, ont déjà mis en place ou envisagent de mettre en place un mécanisme de valorisation de la capacité (Figure 3).

3.2 Une solution adoptée en France pour résoudre le problème de sécurité d’approvisionnement : le marché de capacité

3.2.1 Contexte

Nous avons vu que les unités de production de pointe sont menacées de fermeture pour cause de non-rentabilité en présence d’une production significative à base de renouvelable. De plus, les investissements dans l’entretien et le démantèlement des moyens de production sont importants, notamment dans le nucléaire. Les EnR se déploient sur le territoire français, ce qui renforce le problème de la sécurité d’approvisionnement (voir section 2.2.2. *Les problèmes occasionnés par l’essor des énergies renouvelables*). A cela s’ajoutent les caractéristiques particulières de la demande d’électricité française qui requièrent une part importante de capacité de pointe pour satisfaire une consommation de pointe fortement croissante.

Nucléaire : La France a une production nette d’électricité de 540,6 TWh en 2014⁹. Le nucléaire représente la part la plus importante du mix électrique français avec 415,9 TWh en 2014, même si la moindre fiabilité du parc nucléaire a fait chuté la part du nucléaire de 84% en 2006 à 73% en 2013. En 2011, la France compte cinquante-huit réacteurs nucléaires produisant de l’électricité dans dix-neuf centrales nucléaires, toutes détenues par EDF. Ce qui place la France en deuxième place des producteurs d’électricité d’origine nucléaire au monde, derrière les États-Unis.

Le prix de détail de l’électricité en France est stable et faible en comparaison de ceux des autres pays de l’UE-27, y compris par rapport à l’Allemagne (voir Figure 4). Cela s’explique en grande partie par l’importance du nucléaire dans le mix électrique français, qui produit de l’électricité peu chère. Néanmoins, la situation en France tendra à se détériorer dans les prochaines années. Les producteurs français, EDF principalement, vont devoir faire des investissements pour entretenir, démanteler et renouveler les moyens de production arrivant en fin de cycle de vie, notamment le parc nucléaire. En effet, des dizaines de réacteurs nucléaires auront 40 ans d’ici 2020 en France. Or le nucléaire demande de gros investissements, que ce soit pour la construction de l’EPR de Flamanville (coût initialement fixé à 3,3 milliards d’euros, il devrait dépasser les 9 milliards d’euros), ou pour le démantèlement et le stockage des déchets (coût inconnu et à long terme).

En 2003, la Cour des comptes a évalué que les fonds d’EDF effectivement disponibles étaient de 2,3 milliards d’euros. Or, selon les estimations faites par EDF, AREVA et le CEA, le seul démantèlement de toutes les installations nucléaires coûterait 31,9 milliards d’euros¹⁰ dont 18,4 milliards d’euros pour les installations détenues par EDF.

En plus du coût élevé du démantèlement des centrales nucléaires et du risque d’accident nucléaire (causé par une erreur humaine, une défaillance du processus de gestion ou encore par un acte malveillant), la gestion des déchets radioactifs et leur transport posent problème. En effet, la durée de vie de certains de ces déchets atteint des milliers d’années. En 2010, l’Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs évaluait à 1 320 000 m^3 le volume de déchets radioactifs en France, provenant essentiellement des centrales nucléaires¹¹. Mise en avant pour ses faibles rejets de GES, la production d’électricité d’origine nucléaire reste tout de même polluante car aucune technologie ne permet actuel-

9. RTE, Bilan électrique 2014, p. 15.

10. Cour des Comptes, Coût de la filière électronucléaire, p.109, 2012.

11. ANDRA, Inventaire National des matières et déchets radioactifs, 2012.

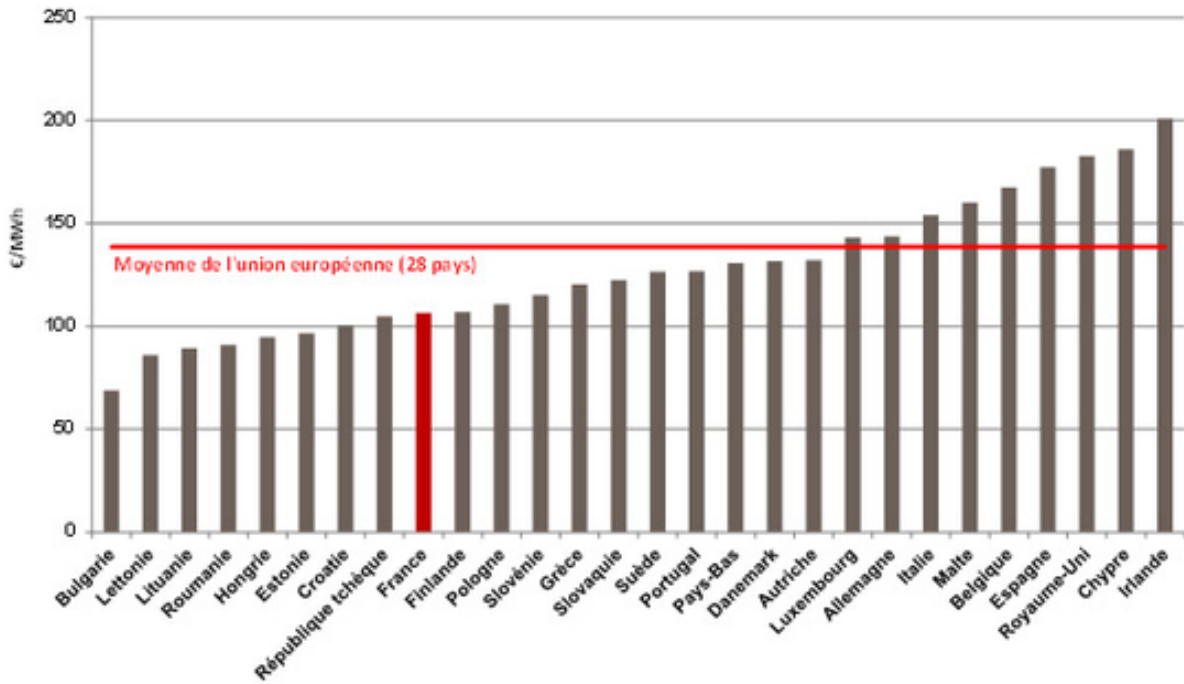


FIGURE 4 – Prix de détail moyens dans les pays de l’UE pour un particulier en 2014
Source : Eurostat.

lement de recycler de tels déchets radioactifs. Pour limiter le volume de déchets radioactifs, d’autres alternatives de production d’électricité existent comme les énergies renouvelables.

Électricité renouvelable : La part des EnR en 2014 est de 19,5% de la consommation électrique¹². Sur les 129 GW de puissance installée, le photovoltaïque représente 4% (5 292 MW), l’éolien 7% (9120 MW) et l’hydraulique représente 20% de la puissance installée (25,4 GW). La Figure 5 montre l’évolution des énergies solaire et photovoltaïque de 2001 à 2013 en France et l’objectif à atteindre en 2020.

Demande d’électricité : De nombreux facteurs influent sur la consommation d’électricité (Rapport Poignant - Sido, 2010), tels que la température, la durée des nuits, le taux de couverture nuageuse ou encore l’activité économique et culturelle.

Alors que la croissance de la demande d’électricité en France s’affaiblit, voire devient nulle depuis 2005, on note cependant une augmentation de la consommation de pointe. Ces consommations de pointe élevées arrivent de plus en plus fréquemment et sont de plus en plus fortes. Une consommation record a eu lieu en février 2012 en raison d’un pic de froid et a atteint 102 GW alors que la puissance totale installée en France est de 129 GW en 2014. Selon RTE, entre 2002 et 2012 la France a connu une augmentation de 28% du pic de consommation à la pointe alors que l’augmentation de la consommation annuelle d’électricité sur la même période n’a été que de 8,5%.

En effet, la France a favorisé l’usage des chauffages électriques pour absorber et rentabiliser la production d’origine nucléaire, laquelle couvre la consommation de base et est difficilement modulable. Par conséquent, les consommateurs français d’électricité sont bien plus thermo-sensibles que les autres pays d’Europe, avec environ 2400 MW de consommation en plus par degré Celsius supplémentaire contre quelques centaines de MW pour la

12. RTE, Panorama de l’électricité renouvelable 2014

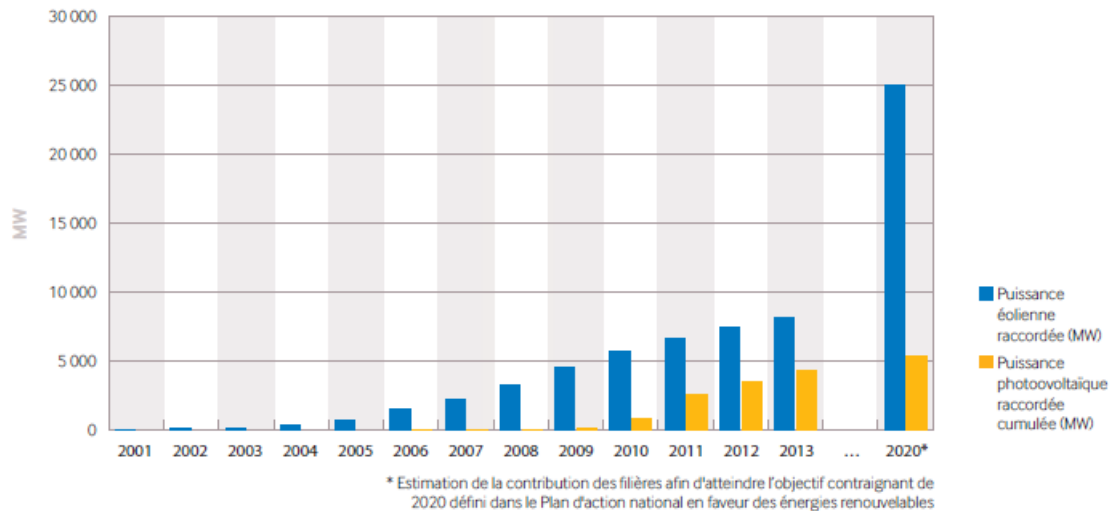


FIGURE 5 – Évolution des énergies solaire et photovoltaïque et objectif en 2020 en France
 Source : RTE, Mécanisme de capacité, p.35, 2014.

Grande-Bretagne, l'Allemagne ou l'Italie¹³. On peut donc attacher à la France la moitié de la thermo-sensibilité de toute la consommation européenne en électricité. Selon RTE, la part thermosensible a représenté en moyenne 40% de la consommation lors de la pointe de février 2012. De plus, on constate que ce phénomène français ne fait que croître depuis quelques années. A cela s'ajoute, depuis une décennie, la multiplication des équipements électroniques utilisés dans les foyers pendant les pointes de consommation et qui complique d'autant plus l'enjeu de la sécurité d'approvisionnement. L'utilisation importante des chauffages électriques et les nouveaux usages électriques pourraient entraîner aux environs de 2017 une pénurie en électricité lors d'un grand froid, selon RTE. Pour gérer l'approvisionnement d'électricité lors des périodes de pointe, il est nécessaire d'investir dans des moyens de production fortement modulables pour satisfaire une forte demande soudaine.

Le système électrique français doit donc être modifié pour atteindre à la fois les objectifs de sécurité d'approvisionnement, de compétitivité et ceux de transition énergétique de l'Union européenne et de la France. Le groupe *Magritte* composé des grandes entreprises européennes d'électricité a plébiscité la mise en place d'un mécanisme de capacité au niveau européen afin de rémunérer les capacités disponibles en tant que service fourni dans le but de garantir la sécurité de l'approvisionnement. Cela permettrait selon ce groupe de reconnaître la valeur d'assurance des capacités mises en attente.

13. RTE, Mécanisme de capacité, Rapport d'accompagnement de la proposition de règles, 9 avril 2014.

3.2.2 Pourquoi un marché de capacité en France ?

En France, le mécanisme retenu est le marché de capacité, basé sur les volumes, engageant la totalité des capacités, et avec un fonctionnement décentralisé. RTE doit certifier toutes les capacités de production (ou d'effacement) des opérateurs. Ces derniers reçoivent alors un nombre de certificats de capacité proportionnel à la contribution du moyen de production à la sécurité d'approvisionnement. Les fournisseurs d'électricité achètent les certificats auprès des producteurs, compte tenu de la consommation de leurs clients durant les périodes de pointe. Nous allons expliquer les raisons de ces choix.

Volumes versus prix : Pourquoi un mécanisme de marché basé sur les volumes plutôt que sur les prix ? En effet, certains acteurs du marché de l'électricité avaient montré leur préférence pour un paiement de capacité en s'inspirant de pays ayant déjà mis en place ce type de mécanisme, comme l'Espagne, l'Italie ou encore l'Irlande. Les avantages d'un mécanisme basé sur les prix sont la simplicité et une plus grande sécurité pour les investisseurs. Mais ces mécanismes augmentent le risque de surcapacité en subventionnant des capacités inutilisées par les consommateurs. De plus, le régulateur, faisant souvent face à de l'asymétrie d'information sur le coût de maintien de la capacité subi par les producteurs et/ou sur les besoins des consommateurs, aura du mal à fixer un prix rémunérant avec justesse la capacité.

C'est pourquoi certains pays, ayant mis en place les paiements de capacités, sont en train de changer leur mécanisme pour une régulation par les volumes. En France, les décideurs ont choisi un mécanisme de marché basé sur les volumes et laissent le prix de la capacité se fixer par le marché. Cela permet d'éviter le problème de surcapacité et d'asymétrie d'information. Il faut néanmoins faire face à une difficulté, celle de l'anticipation de la consommation en électricité. C'est au fournisseur de prévoir la capacité nécessaire à ses clients et le régulateur y ajoute une petite marge de sécurité. Or il n'est pas certain que le fournisseur puisse anticiper parfaitement la demande de ses clients.

Mécanisme de capacité décentralisé versus centralisé : Il existe un fort débat pour choisir entre ces deux approches. Chacune a des avantages et des inconvénients, et aucune conclusion n'a pu être tirée dans le cas de la France.

Avec un mécanisme centralisé, l'estimation du volume de capacités nécessaire pour satisfaire la demande en électricité est faite par une administration, tel qu'une commission de régulation de l'énergie. En revanche, avec un mécanisme décentralisé, l'évaluation du volume de capacité à disposer pour satisfaire la demande est réalisée par les fournisseurs selon des anticipations faites sur la consommation de pointe de leurs clients à partir d'un historique de consommation.

Choisir un mécanisme de capacité centralisé, comme l'ont fait certains États d'Amérique du Nord ou encore le Royaume-Uni, rend la puissance publique responsable de la juste évaluation de la demande agrégée. En considérant la sécurité d'approvisionnement comme un bien collectif, la centralisation de l'évaluation pourrait sembler plus cohérente. En revanche, cette approche s'éloigne de la philosophie du marché européen de l'énergie qui voudrait éviter la substitution de la puissance publique aux acteurs de marché pour évaluer les besoins des consommateurs.

Choisir un mécanisme de capacité décentralisé permet de responsabiliser directement les fournisseurs qui doivent anticiper les besoins en capacité de leurs clients et obtenir les garanties de capacité nécessaires. Disposant d'un historique de consommation, les four-

nisseurs seront les plus à même d'anticiper la demande future. L'estimation par les fournisseurs semble donc plus adaptée que par la puissance publique. En outre, en cas de sous-estimation, les fournisseurs sont financièrement responsables, et doivent payer une amende. La surestimation entraîne également une pénalité financière, car le fournisseur paye une capacité inexploitée. Les producteurs sont également pénalisés si leurs capacités sont finalement indisponibles durant la pointe. La pointe de consommation est donc mieux maîtrisée.

En revanche, un mécanisme décentralisé peut conduire à un échec si les acteurs ne sont pas capables d'estimer avec justesse la demande de leurs clients et donc d'obtenir le volume nécessaire de capacité. Cela risque également de freiner l'arrivée de nouveaux fournisseurs sur le marché, car ils ne bénéficieront pas de données suffisantes pour bien estimer la demande. Inversement, les opérateurs historiques (EDF, Engie) disposeront des meilleures estimations de la demande en raison de leur ancienneté et de leur taille de marché.

Même si le débat n'est pas clos, la France a fixé son choix sur le mécanisme décentralisé.

Pourquoi un mécanisme de marché engageant toutes les capacités ? La France a choisi un mécanisme de marché engageant toutes les capacités car il est difficile de distinguer les moyens de production d'électricité assurant plus particulièrement la sécurité d'approvisionnement des autres. L'ensemble des capacités sécurise l'approvisionnement lors des périodes de tensions entre offre et demande. Alors pourquoi valoriser la contribution à la sécurité d'approvisionnement pour certaines capacités et pas pour d'autres ? De plus, compte tenu des fortes pointes en France, la réserve stratégique devrait contenir presque l'ensemble des capacités de production disponibles. C'est une des raisons qui a poussé la France à choisir un mécanisme de marché engageant toutes les capacités pour permettre de garantir une meilleure sécurité d'approvisionnement.

Néanmoins, avec ses 542 TWh de production nette et ses 440 TWh consommées, la France est actuellement en surcapacité. Donc, certes, toutes les capacités sont nécessaires pour assurer les fortes pointes, mais au lieu de rémunérer sans distinction toutes les technologies disponibles lors de ces fortes pointes, il est crucial d'inciter à l'investissement dans les capacités fortement modulables, menacées de fermeture pour cause de non-rentabilité.

A noter tout de même qu'avec les mécanismes de marché portant sur toute la capacité, seules les capacités nécessaires pour répondre à la demande totale sont rémunérées. Les capacités inutilisées ne sont pas valorisées, ce qui limite les effets de cycles dans les investissements. Avec les mécanismes de réserve stratégique par exemple, lors de période de tensions sur le marché, le prix de l'électricité augmente et les investissements croissent pour atteindre une surcapacité puisqu'il n'y a pas de mécanisme de régulation par les quantités contrôlant le surinvestissement. Lors de ces phases, les acteurs continuent à réaliser des investissements importants et à avoir des comportements de mimétisme comme dans le cas d'un marché *Energy-Only*.

La France a alors choisi un mécanisme de marché engageant toutes les capacités pour une plus grande sécurité d'approvisionnement, pour corriger les problèmes de *missing money* dus aux imperfections du marché *Energy-Only* et pour limiter les cycles d'investissement. Parallèlement à ce marché de capacité permettant de rémunérer les capacités, le mécanisme français valorisera également l'effacement de consommation des industriels et des particuliers.

L'effacement de consommation : Pour faire face à la pointe de consommation, une solution est de favoriser l'effacement de consommation qui correspond à une diminution volontaire et temporaire de la consommation électrique d'un industriel ou d'un particulier (généralement en période de pointe). Le consommateur suspend alors momentanément certaines utilisations électriques qu'il avait initialement prévues (recharge de batteries, arrêt d'un processus industriel, etc.).

Deux types de valorisation des effacements sont possibles : (i) une valorisation implicite à travers un contrat avec le fournisseur pour faire fluctuer les prix de l'électricité selon la demande, permettant ainsi une plus forte réactivité de la demande du consommateur (ii) une valorisation explicite à travers le marché de l'énergie, permise par le mécanisme Notification d'Échange de Blocs d'Effacement (NEBEF).

Avant 2014, les acteurs du marché de l'effacement étaient les fournisseurs d'électricité ainsi que les opérateurs d'effacement. Mais depuis, la loi dite *Brottes*¹⁴ instaure de nouvelles règles. RTE a mis en place le mécanisme NEBEF. Ces règles ont été approuvées par la CRE en novembre 2013 et sont opérationnelles depuis janvier 2014. Elles permettent aux capacités d'effacement de concurrencer les capacités de production sur le marché de l'énergie. Avec les règles NEBEF, la capacité d'effacement minimum passe de 10 000 kW à 100 kW. Les traders, fournisseurs, producteurs, peuvent désormais vendre ou acheter de l'effacement de consommation sur les marchés de l'énergie. Les consommateurs peuvent vendre leurs effacements sur les marchés de l'électricité en se déclarant opérateurs d'effacement, ou encore par l'intermédiaire d'un tiers sous contrat.

Avec la mise en place d'un mécanisme de capacité en France d'ici 2017, l'opérateur d'effacement pourra également valoriser les capacités d'effacement sur le marché de capacité prévu par la loi NOME de 2010. Ce mécanisme rémunérera l'effacement au même titre que la production d'électricité. Le marché de capacité couplé à l'installation de compteurs communicants dans les habitations des consommateurs d'électricité vise à développer l'effacement de consommation dans les foyers français. Le marché de capacité permet l'échange de capacités d'effacement sur le long terme tandis que le mécanisme NEBEF concerne les échanges en J-1 ainsi que l'infra journalier.

L'électricité provenant de l'effacement n'est pas effacée pour autant de l'offre. Elle est injectée par le fournisseur des acteurs effacés, permettant ainsi à l'opérateur d'effacement de vendre cette énergie effacée. Le consommateur est rémunéré par un prix d'électricité un peu plus avantageux le reste du temps et par ses économies d'énergie. Quant au fournisseur, il est rémunéré par le consommateur pour l'énergie injectée.

Des tests, faits en 2012 par l'ADEME avec RTE et la société Voltalis (acteur d'effacement diffus qualifié par RTE) sur 15 000 logements, ont montré que *des coupures de l'alimentation du chauffage et de l'eau chaude électrique pendant 15 à 20 minutes par heure permettraient de réaliser les jours où elles sont pratiquées, une économie moyenne de l'ordre de 7 à 8% de la consommation totale journalière d'électricité. A titre de comparaison, cela équivaut à l'économie d'énergie obtenue en baissant d'un degré Celsius la température dans le logement*¹⁵. La Commission européenne estime pour sa part que le potentiel d'effacement n'est pas à négliger, et pourrait atteindre 60 GW à la pointe (environ 10% de la consommation de pointe européenne). Or cette solution de flexibilité reste souvent inutilisée dans les États membres. Elle pourrait être un substitut économique à

14. Loi No 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre, Article 14.

15. Les avis de l'ADEME, L'effacement diffus, 2013.

l'installation de nouveaux moyens de production de pointe et serait une solution face à la difficulté de stocker de l'énergie. L'effacement de la consommation deviendrait alors un outil pour garantir l'équilibre offre-demande à court terme, mais aussi à long terme.

En plus d'apporter plus de sécurité d'approvisionnement, l'effacement devient un enjeu important pour faire face aux nouveaux objectifs énergétiques. En raison de leur intermittence, le développement des énergies renouvelables du côté de l'offre d'électricité doit être associé à plus de flexibilité du côté de la demande. Cette flexibilité sera permise en développant les capacités d'effacement. Néanmoins, Crampes et Léautier¹⁶ montrent que le consommateur aurait tendance à surestimer sa quantité consommée pour revendre, par effacement, une partie non consommée à un prix avantageux dû à la période de pénurie. Or ce phénomène conduit à une surcapacité qui aboutira, par la suite, à une vague de fermetures des capacités de pointe alors que ces dernières, par leur forte modularité, servent souvent à compenser l'intermittence des énergies renouvelables. Dans ce cas, l'intermittence des EnR ne serait plus couverte.

3.3 Quelles réformes du marché de l'électricité en Allemagne ?

Face au problème de sécurité d'approvisionnement, certains pays de l'Union européenne s'approprient ou ont déjà mis en place un mécanisme de capacité. Mais mettre en place un mécanisme de capacité n'est pas la seule solution envisagée par les pays membres de l'Union européenne. Un cas assez illustratif est celui de l'Allemagne qui semble réticente envers le marché de capacité et propose plutôt d'améliorer le marché de l'électricité actuel pour qu'il corrige le problème de *missing money* néfaste aux moyens de production de pointe.

3.3.1 Contexte

L'Allemagne consomme plus d'électricité que la France (511 TWh en 2014 contre 440 TWh). Cela est notamment dû à la contribution plus importante de l'industrie au PIB du pays. Pour cette raison, la consommation finale d'énergie est distribuée pour 29% à l'industrie en Allemagne contre 21% pour le secteur industriel français¹⁷.

Charbon : La production brute est de 614 TWh en Allemagne en 2013. Contrairement à la France, qui a opté pour un développement massif du parc nucléaire dans le mix électrique, les allemands ont préféré développer les moyens de production utilisant les sources domestiques de production fossile, tel que le charbon. L'utilisation des sources fossiles pour produire de l'électricité représentait 61% du mix électrique en 2013. La part de charbon dans la production brute d'électricité était de 43% en 2014 (soit 264 TWh), contre 1,4% (8 TWh) en France.

Les émissions de GES par habitant y étaient de 11 tonnes équivalent CO_2 en 2009, contre 8,3 en France. Le secteur électrique est celui qui émet le plus de gaz à effet de serre en Allemagne notamment à cause des centrales à charbon. C'est pourquoi, à plus ou moins long terme, l'utilisation importante du charbon en Allemagne doit tendre à diminuer au profit de moyens de production moins polluants.

16. Crampes Claude et Léautier Thomas-Olivier, Distributed Load-Shedding in the Balancing of Electricity Markets, EUI RSCAS, WP 2012/40, Loyola de Palacio Programme on Energy Policy, 2010.

17. UFE, La comparaison des situations énergétiques de la France et de l'Allemagne, 2014.

Gaz : L'Allemagne a 15% de son mix électrique provenant du gaz, contre 4% pour la France¹⁸. Les capacités de production fonctionnant au gaz, souvent utilisées pour répondre aux périodes de pointe et combler l'intermittence des énergies renouvelables, sont nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Les producteurs français et allemands ont beaucoup investi dans les cycles combinés gaz. Mais avec la stagnation de la consommation d'électricité et la baisse du prix du charbon, dû notamment au développement du gaz de schiste diminuant ainsi la demande de charbon aux États-Unis, il pourrait y avoir selon RTE, 12% de fermetures d'ici trois ans parmi les moyens de production d'électricité fonctionnant au gaz dans l'UE-27. Cette vague de fermetures pourrait augmenter le risque de tomber en sous-capacité et par la même occasion, amplifier le risque de pénurie d'électricité.

Nucléaire : En Allemagne, après l'accident nucléaire de Fukushima au Japon, les autorités ont décidé début 2011 d'arrêter les huit réacteurs les plus anciens, ce qui représente 40% de la production d'électricité d'origine nucléaire sur le territoire allemand. La puissance installée a fortement chuté depuis l'accident nucléaire japonais; 12 GW en 2013 contre 21,5 GW en 2010. Seulement neuf réacteurs continuent de fonctionner grâce à huit centrales nucléaires et doivent être arrêtés définitivement avant 2022. Ces centrales nucléaires restantes ont produit 15% de la production brute d'électricité en 2013.

Le coût de la sortie rapide du nucléaire a été évalué à 16,4 milliards d'euros sur la période 2010 – 2030¹⁹.

Demande d'électricité : La demande en électricité allemande est bien moins thermosensible que celle de la France. Cela est dû notamment à l'utilisation d'autres moyens de chauffage que le convecteur électrique, tel que le bois de chauffage. Par conséquent, les pointes de consommation en période de grand froid sont limitées, et donc les besoins en capacités de pointe sont moindres.

Électricité renouvelable : En revanche, les capacités de pointe sont sollicitées pour couvrir l'intermittence des EnR en forte expansion sur le territoire allemand. En effet, l'Allemagne a vu sa part d'énergie renouvelable croître de façon importante depuis que le gouvernement Schröder a introduit une loi en faveur du développement des énergies renouvelables en 2000. La production d'électricité d'origine renouvelable a été multipliée par quatre en quinze ans (37,9 TWh en 2000 à 152 TWh en 2013). L'annonce d'Angela Merkel en 2011, de la sortie totale du nucléaire d'ici 2022 et d'un objectif de 80% d'EnR dans le système de production électrique à l'horizon 2050, a accéléré le déploiement des EnR sur le territoire allemand. En 2013, la part des EnR dans le mix électrique allemand atteignait déjà 25,8%. Les tarifs d'achat avantageux et garantis sur vingt ans ont permis ce fort développement des EnR.

Dans la production totale d'électricité, les énergies renouvelables sont réparties comme suit; 8,5% pour l'éolien, 6,7% pour la biomasse, 4,8% pour le photovoltaïque et 3,3% pour l'hydraulique²⁰. On constate donc que contrairement à la France qui profite de son important parc hydraulique (14% du mix électrique), l'Allemagne doit faire face à plus d'intermittence de ces sources de production d'énergie renouvelable. En effet, l'hydraulique est une source d'électricité maîtrisable par l'Homme, alors que l'éolien et le solaire sont des

18. UFE, Une comparaison des situations énergétiques de la France et de l'Allemagne, 2014.

19. EWI/GWS/Prognos AG, Energieszenarien 2011 (Étude commandée par le ministère fédéral de l'Économie et des Technologies et publiée en juillet 2011).

20. Observ'ER, La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde, 2013.

Composante du prix - €/MWh	France	Allemagne
Fourniture	53,8	82,2
Tarif d'accès au réseau	42,3	60,4
Taxes hors TVA	22,2	76,4
TVA	20,6	41,3
Total	138,9	260,3

FIGURE 6 – Prix de l'électricité pour un consommateur particulier fin 2012
Source : DG Trésor, Comparaison des prix de l'électricité France/Allemagne, p. 10, 2013.

énergies dépendantes des conditions climatiques.

Le prix de détail de l'électricité est élevé en Allemagne, comme nous pouvons le voir avec la Figure 6. En effet, l'électricité est plus taxée en Allemagne qu'en France, et cela s'explique en partie par un soutien plus important au développement des énergies renouvelables en Allemagne. En France, la contribution aux EnR passe par la taxe CSPE qui est de 10,5 €/MWh fin 2012 (13,5 €/MWh en 2013, et 16,5 €/MWh en 2014) alors que la taxe d'aide au déploiement des EnR en Allemagne, nommée EEG, est de 35,9 €/MWh fin 2012 (52,8 €/MWh en 2013, et 62,40 €/MWh en 2014)²¹.

Néanmoins, l'introduction croissante d'EnR dans le réseau conduit à une baisse des prix de l'électricité sur le marché de gros, du fait de l'obligation d'achat faite aux opérateurs (voir la section 2.2.2 *Les problèmes occasionnés par l'essor des énergies renouvelables*). Par conséquent, les autres moyens de production d'électricité, qu'ils assurent la charge de base ou de pointe, deviennent moins rentables. Or ces derniers sont notamment utilisés pour combler l'intermittence des énergies renouvelables. Par manque de rentabilité, les énergéticiens veulent fermer une quarantaine de centrales conventionnelles, ce qui menace la sécurité d'approvisionnement de l'Allemagne. C'est pourquoi les producteurs d'électricité allemands souhaitent la mise en place d'un marché de capacité pour compléter la rémunération actuelle.

3.3.2 Position de l'Allemagne vis-à-vis des mécanismes de capacité

L'Allemagne a publié fin 2014 un Livre vert²² pour définir la future architecture du marché de l'électricité. Ce document expose différentes solutions pour assurer à long terme la sécurité d'approvisionnement en électricité. Ces solutions doivent également permettre d'atteindre les objectifs de compétitivité et de transition énergétique.

Dans ce document, l'Allemagne oppose deux solutions : (i) le marché de capacité et (ii) le marché de l'électricité optimisé 2.0. L'objet principal de la discussion est de déterminer si un marché de l'électricité optimisé peut rendre disponible suffisamment de capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement, ou si un marché de capacité additionnel est nécessaire. Nous allons voir quels sont les arguments.

Concernant le marché de capacité, les experts du rapport s'inquiètent des coûts supplémentaires assumés par les consommateurs d'électricité qui doivent déjà supporter finan-

21. DG Trésor, Comparaison des prix de l'électricité en France et en Allemagne, p. 8, 2013.

22. An Electricity Market for Germany's Energy Transition, Discussion Paper of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (Green Paper), 2014.

cièrement le déploiement des énergies renouvelables. Les défenseurs du marché de capacité affirment, quant à eux, que la hausse des prix est étalée sur l'année, ce qui évite les pics de prix en période de pénurie.

Un autre problème avancé porte sur la difficulté d'estimer précisément le niveau de capacité nécessaire. En effet, estimer la demande d'électricité future est complexe, cette dernière dépendant de nombreux facteurs exogènes comme nous avons pu le voir dans le cas français. Cela risque de créer des distorsions au niveau de la formation des prix de l'électricité. En revanche, un marché de capacité décentralisé limiterait ce problème puisqu'il demande moins d'intervention réglementaire.

Enfin, avec le marché de capacité qui rémunère la capacité de production existante, le déclassement des unités de production polluantes (notamment les centrales à charbon) pourrait être retardé et les investissements dans de nouveaux moyens de production d'électricité pourraient être découragés. Ce mécanisme risque de maintenir rentables des unités de production polluantes, alors que l'Allemagne cherche à les fermer rapidement au profit des EnR. Le marché de capacité freinerait le progrès technologique en matière de transition énergétique et diminuerait, sur le long terme, la sécurité d'approvisionnement.

Dans son Livre vert, le ministère fédéral allemand des affaires économiques et de l'énergie (BMWi) met en avant une solution alternative au marché de capacité : le marché de l'électricité optimisé 2.0. L'optimisation consiste entre autres à améliorer la concurrence sur le marché de l'électricité, à affiner la planification des consommations et à développer les réseaux électriques au sein de l'Allemagne et en Europe. La mesure clé de cette amélioration du marché de l'électricité actuel est l'acceptation des pics de prix. Autrement dit, il ne devrait y avoir aucune restriction à la survenue de pics de prix de gros. L'absence de prix plafond permettrait, d'après les experts du rapport, de résoudre le problème de la non-rentabilité des moyens de production conventionnels et devrait créer les incitations nécessaires à l'investissement et à l'innovation. En laissant les prix de gros de l'électricité se fixer librement, les centrales de pointe assureraient leur rémunération quelques heures dans l'année à des prix de l'électricité très hauts.

Compte tenu de ces différents arguments, le document semble plus défavorable au marché de capacité, et explique que le marché de l'électricité optimisé 2.0 serait suffisant pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Toutefois, le livre vert ne statue pas sur le choix à effectuer, il donne les éléments nécessaires pour prendre une décision. Les avis divergent encore. Les énergéticiens allemands restent méfiants à l'égard de cette solution 2.0 et sont sceptiques quant à l'incitation à l'investissement, car rien ne garantit que les décideurs politiques laisseront réellement le prix de l'électricité se fixer librement. C'est pourquoi le marché de l'électricité optimisé 2.0 serait couplé avec des capacités mises en réserve permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement dans le court terme, soit le temps que la politique de libre fixation du prix de l'électricité devienne crédible.

Le marché optimisé proposé par l'Allemagne ne résout toutefois pas le problème de la rémunération des capacités de pointe sur seulement quelques heures. Malgré la suppression d'un prix plafond, l'investissement dans les unités fonctionnant uniquement en période de pointe, soit quelques heures dans l'année, reste risqué. Cette suppression du *price cap* ne résout pas non plus le problème de la rentabilité réduite des moyens de production de pointe suite à l'introduction des énergies renouvelables à coût marginal nul dans la courbe de préséance.

Concernant les marchés de capacité, le Livre vert montre moins de réticence vis-à-vis d'un marché décentralisé, car les risques liés à la réglementation sont moindres. C'est

d'ailleurs la solution avancée en cas de refus de laisser librement les prix de l'électricité se fixer.

Finalement et en accord avec le Livre vert, le gouvernement allemand a opté durant l'été 2015 pour le marché optimisé de l'électricité. Les propositions de lois seront annoncées fin 2015 et la nouvelle loi doit entrer en vigueur en 2016.

4 Conclusion

Depuis l'ouverture du secteur de l'électricité à la concurrence, le marché fait face à plusieurs difficultés.

Le marché *Energy-Only*, qui rémunère les producteurs au coût marginal de production de la dernière unité appelée, ne permet pas une couverture des coûts fixes. Le fonctionnement de ce marché de l'électricité crée de manière générale une non-incitation à l'investissement dans le parc électrique. De plus, un effet de mimétisme sur ce marché crée des vagues d'investissements et de fermetures, ce qui augmente les risques de pénurie d'électricité lors des périodes de pointe.

Le secteur électrique représente un tiers des émissions de CO_2 au niveau mondial, responsable en grande partie du réchauffement climatique. Les pays membres de l'UE ont compris l'importance de la mise en oeuvre d'une transition énergétique efficace. Mais ces objectifs environnementaux sont couplés avec des objectifs de sécurité d'approvisionnement. Cela soulève des problèmes qu'il faut solutionner.

Du côté de l'offre, les producteurs français et allemands font d'abord face à des problèmes financiers pour maintenir en état leurs centrales ou les démanteler. Par ailleurs, de nouvelles normes environnementales européennes imposent l'augmentation de la production d'énergies renouvelables pour limiter le réchauffement climatique de la planète. Mais, puisque l'électricité produite par des EnR est prioritaire dans le *merit-order* et a un coût de production nul, la rémunération de l'électricité est par conséquent moindre en présence d'EnR que sans. Cette baisse de la rémunération des moyens de production *conventionnels* risque de provoquer des fermetures pour cause de non-rentabilité, alors que certaines centrales fortement modulables sont nécessaires pour couvrir la pointe de consommation.

De son côté, la consommation d'électricité a des caractéristiques particulières en France. La thermo-sensibilité des français est l'une des plus fortes d'Europe, ce qui rend les pics de consommation en période de grand froid plus importants et difficiles à gérer. Il faut donc maintenir des moyens de production fortement modulables disponibles pour satisfaire la demande de pointe, mais ces moyens, mis en réserve pour éviter le *black-out*, restent inutilisés la plupart du temps et ne sont pas assez rémunérés par le marché *Energy-Only*.

En dépit des caractéristiques différentes du secteur de l'électricité allemand et français, notamment concernant leur mix électrique et l'évolution de leur demande en électricité, la sécurité d'approvisionnement électrique demeure un enjeu crucial pour les deux pays. En effet, avec le développement des énergies renouvelables et l'impact de la crise économique sur la demande d'électricité, l'Europe fait face à une situation de surcapacité de production d'électricité. Mais il est important de noter que cette électricité n'est pas disponible en continu et la sécurité d'approvisionnement reste menacée si les États ne développent ou ne soutiennent pas en parallèle les moyens de productions fortement modulables, tels que le

charbon, le gaz mais aussi l'hydraulique.

Pour cela, la France a décidé de mettre en place un mécanisme de capacité basé sur une obligation de capacité dans le but d'assurer la sécurité d'approvisionnement. Il doit permettre une couverture parfaite de la pointe. Cela demande aux fournisseurs d'assurer la consommation de leurs clients lors des pointes en achetant des garanties auprès des producteurs. Ce mécanisme rémunère donc la capacité disponible durant les périodes de tensions, qu'elle soit utilisée ou en réserve, et sa valorisation dépend de sa contribution à la sécurité d'approvisionnement. La flexibilité des capacités de production n'est pas plus avantagée qu'une capacité de base, pourvu que les deux couvrent effectivement la période de pointe. Cette solution complète donc la rémunération perçue par le marché *Energy-Only*. En appliquant un mécanisme décentralisé, l'autorité publique française compte sur l'expertise des fournisseurs pour anticiper au plus juste la demande de leurs clients.

Le marché de capacité n'est pas mis en place pour créer des incitations à investir dans les EnR. En revanche il ne va pas à l'encontre de cet objectif de transition énergétique, grâce à la rémunération de l'effacement de consommation, permettant plus de flexibilité de la demande. Cette valorisation de l'effacement rend le consommateur plus réactif et offre un gros potentiel de compression de la demande lors des pointes de consommation. Mais l'efficacité du marché de capacité reste encore incertaine si la part des énergies renouvelables continue de croître. L'utilisation des énergies renouvelables restant prioritaire sur le marché, le déploiement des EnR demandera par la suite au marché de capacité d'imposer la couverture de l'intermittence de ces sources renouvelables, en plus de la couverture de la pointe.

D'autres solutions sont également envisagées, notamment par l'Allemagne qui a émis des doutes quant à l'intérêt d'ajouter des mécanismes en plus du marché de l'électricité actuel et propose plutôt l'optimisation de ce dernier, notamment en laissant les prix de l'électricité se fixer librement sur le marché.

Pour la France et l'Allemagne respectivement, la difficulté d'estimer de manière juste, dans les premières années, le volume de capacité nécessaire pour assurer la demande d'électricité ou encore la méfiance des investisseurs quant à la mise en place d'une nouvelle réforme, doit inciter les décideurs politiques à coupler leurs solutions avec des capacités de production mises en réserve, monnayant rémunération. Cela assurerait la sécurité d'approvisionnement le temps de la transition vers les nouvelles solutions.

5 Liste des acronymes et abréviations

ANDRA :	Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs
CEA :	Commissariat à l'Énergie Atomique
CEND :	Coût de l'Énergie Non Distribuée
CEER :	Conseil des Régulateurs Européens de l'Énergie
CRE :	Commission de Régulation de l'Énergie
CREG :	Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz
EDF :	Électricité De France
EnR :	Énergies Renouvelables
GES :	Gaz à Effet de Serre
IEA :	International Energy Agency
NEBEF	Notification d'Échange de Blocs d'Éffacement
RTE :	Réseau de Transport de l'Électricité
UFE :	Union Française de l'électricité
VoLL :	Value of Lost Load

6 Bibliographie

ADEME, Étude sur le potentiel du stockage d'énergies, 2013.

ADEME, L'effacement des consommations électriques résidentielles, 2012.

ADEME, Les avis de l'ADEME, L'effacement diffus, 2013.

ANDRA, Inventaire National des matières et déchets radioactifs, 2012

Assemblée Nationale, Rapport 3805, par Carrez Gilles - Rapporteur Générale Député, Annexe 1, Écologie, Développement et Aménagement Durables.

Caramanis Michael, *Investment Decisions and Long-Term Planning Under Electricity Spot Pricing*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 101, No 12, 1982.

CEER, Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013, Janvier 2015.

Crampes Claude et Léautier Thomas-Olivier, *Distributed Load-Shedding in the Balancing of Electricity Markets*, EUI RSCAS, WP 2012/40, Loyola de Palacio Programme on Energy Policy, 2010.

Crassous Renaud et Roques Fabien, Les coûts associés à l'insertion des EnR intermittentes dans le système électrique - Une revue de la littérature, CEEM (Chaire European Electricity Markets), Working Paper Décembre 2013.

CRE, Summary of the main developments of the electricity and gas markets in France in 2013, 2014.

CREG, Étude des mécanismes de rémunération de la capacité, Bruxelles, 2012.

Dezobry Guillaume, Les lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 : Les nouvelles conditions de la

compatibilité des dispositifs de soutien aux EnR, CEEM (Chaire European Electricity Markets) Working Paper.

DG Trésor, Comparaison des prix de l'électricité en France et en Allemagne, 2013.

Duane Timothy, *Regulation's Rationale : Learning from the California Energy Crisis*, 19 Yale J. on Reg. 471, 2002.

ENTSO-E, Electricity in Europe, 2013.

ENTSO-E, Yearly Statistics & Adequacy Retrospect, 2013.

Eurostat, Analysis of the latest data on energy from renewable sources, 2012.

Eurostat, Énergies renouvelables dans l'UE, 2015.

Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, An Electricity Market for Germany's Energy Transition, Green Paper, 2014.

Joskow Paul et Tirole Jean, Reliability and competitive electricity markets, Rand Journal of Economics, Vol. 38, No. 1, 2007.

Observ'ER, La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde, 2013.

Rapport Poignant-Sido, Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, 2010.

RTE, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France (Synthèse), édition 2014.

RTE, Mécanisme de capacité, Rapport d'accompagnement de la proposition de règles, 9 avril 2014.

RTE, Panorama de l'électricité renouvelable 2014.

RTE, Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité ?, 2011.

Simshauser Paul, *The Dynamic Efficiency Gains from Introducing Capacity Payments in the National Electricity Market*, Australian Economic Review Volume 41, Issue 4, 2008.

Stoft Steven, Power System Economics, Designing Markets for Electricity, IEEE Press, 2002.

Tirole Jean, The Theory of Industrial Organization, MIT Press, 1988.

UFE, Une comparaison des situations énergétiques de la France et de l'Allemagne, 2014.

DERNIERES PARUTIONS

- | | |
|---|------|
| Vers une mobilité bas-carbone : transfert modal ou transfert technologique ?
Lesly CASSIN | n°41 |
| Energie nette et EROI (Energy-Return-On-Investment)
Victor COURT | n°40 |
| Les risques de contre-productivité à l'usage des innovations vertes dans le bâtiment. Le cas français des chauffe-eau solaires dans l'habitat collectif
Vincent RENAULD-GIARD | n°39 |
| Taxer l'achat et/ou l'usage du véhicule : Quelle incidence de l'effet rebond?
Bénédicte MEURISSE | n°38 |
| Une Analyse Contrefactuelle du développement des énergies Renouvelables
Marc BAUDRY et Clément BONNET | n°37 |
| Les flottes de véhicules : Quelles stratégies privées et publiques pour quels enjeux économiques et environnementaux ?
Bénédicte MEURISSE avec Hugo BOIS | n°36 |

**Nos publications sont disponibles sur le site
chaireeconomieduclimat.org**

Directeur des publications Information et Débats : Marc BAUDRY

Les opinions exposées ici n'engagent que les auteurs. Ceux-ci assument la responsabilité de toute erreur ou omission

La Chaire Economie du Climat est une initiative de CDC Climat et de l'Université Paris-Dauphine sous l'égide de la Fondation Institut Europlace de Finance

contact@chaireeconomieduclimat.org