

Le marché électrique européen face à la transition énergétique : apprendre du présent pour mieux préparer l'avenir

Andreas Rüdinger (Global Chance)

I - Introduction

Relativement peu traitée dans le débat politique français sur la transition énergétique, la question du marché européen de l'électricité connaît aujourd'hui un nouvel intérêt, principalement porté par un afflux d'articles et de rapports dénonçant la « crise du marché électrique », le plus souvent en lien avec le développement supposé « chaotique » des énergies renouvelables électriques (ENR) intermittentes¹.

S'il est vrai que le marché électrique européen a connu d'importants bouleversements ces dernières années, il semble nécessaire de préciser le diagnostic sur les causes réelles de cette fragilisation et les implications futures pour la transition énergétique dans le secteur électrique. Plutôt que de désigner l'avènement des énergies renouvelables électriques en bouc émissaire, il s'agit avant tout de réinterroger les principes fondamentaux du modèle de marché et son adéquation avec les défis de la transition énergétique à moyen et long terme, autour de deux enjeux politiques : la définition de la politique énergie-climat européenne à l'horizon 2030 et la stratégie française de transition énergétique, incluant l'évolution du mix électrique autour de l'objectif présidentiel de réduire à 50 % la part du nucléaire d'ici 2025.

Afin de répondre à ces interrogations, cet article développe trois séries de réflexions :

- la première section donne un aperçu des évolutions récentes du marché électrique européen et les différentes dynamiques en jeu ;
- la seconde section met en perspective ce diagnostic par rapport aux tendances actuelles et aux défis futurs de la transition énergétique en Europe
- la dernière partie s'attachera à définir quelques enseignements et interrogations pour la stratégie française de transition énergétique à partir de cette analyse sur l'Europe.

1 - Un marché en crise ? Diagnostic des évolutions récentes du marché électrique européen

Le marché de l'électricité européen est actuellement confronté à une série de bouleversements importants dans la mesure où ils mettent en péril la viabilité même de ce marché, mais aussi parce qu'ils expliquent en partie la réticence actuelle des décideurs européens à s'engager en faveur d'une politique climatique ambitieuse et cohérente avec les objectifs de long terme. Parmi ces évolutions, il faut notamment analyser les suivantes :

¹ - En France, cette vision a principalement été véhiculée par le récent rapport de la Cour des Comptes (2013) sur le développement des énergies renouvelables et le rapport de la Commission générale à la stratégie et la prospective (CGSP, 2014) sur « La crise du système électrique européen ». Ce dernier annonce dès l'avant-propos la couleur : « l'intégration massive d'énergies renouvelables subventionnées et prioritaires sur le réseau conduit à une situation de surcapacité, déprime les prix de l'électricité sur le marché de gros et dégrade fortement la rentabilité des centrales thermiques à gaz. »

a) Une contraction importante de la consommation d'électricité suite à la crise :

L'année 2008 a marqué une bifurcation dans l'évolution tendancielle de la consommation d'électricité en Europe. Celle-ci avait augmenté à un rythme moyen de +1,8 % entre 2000 et 2008 avant de baisser puis de stagner avec la crise. Si l'on prolongeait la tendance historique au-delà de 2008 et jusqu'en 2012 en éliminant l'effet de la crise, la consommation dans l'EU 28 aurait augmenté de 280 TWh (par rapport aux données observées), absorbant en partie les surcapacités observées actuellement. S'il s'agit là d'un événement conjoncturel et imprévu, d'autres signes montrent pourtant que les analystes sont en train de changer de référentiel, prenant en compte le ralentissement économique et l'effet des politiques d'efficacité : ainsi, les prévisions « officielles » élaborées par la Commission pour la consommation d'électricité européenne en 2030 ont varié de 1000 TWh (un tiers de la consommation actuelle) à la baisse entre les rapports Energy Trends publiés en 2003 et 2013 !

b) Un niveau de prix structurellement bas :

Après un pic atteint en 2007-2008 (principalement en lien avec la hausse du prix des combustibles fossiles) avec une moyenne de 70 €/MWh, le prix de l'électricité en base sur le marché centre-ouest européen (comprendant la France, l'Allemagne et le Benelux) est aujourd'hui tombé à moins de 40 €/MWh. Deux facteurs permettent d'expliquer cette pression à la baisse : les surcapacités accumulées face à l'effondrement de la demande et dans une moindre mesure, l'effet d'ordre de mérite des énergies renouvelables qui se substituent à des sources de production avec des coûts marginaux plus élevés (voir section 3).

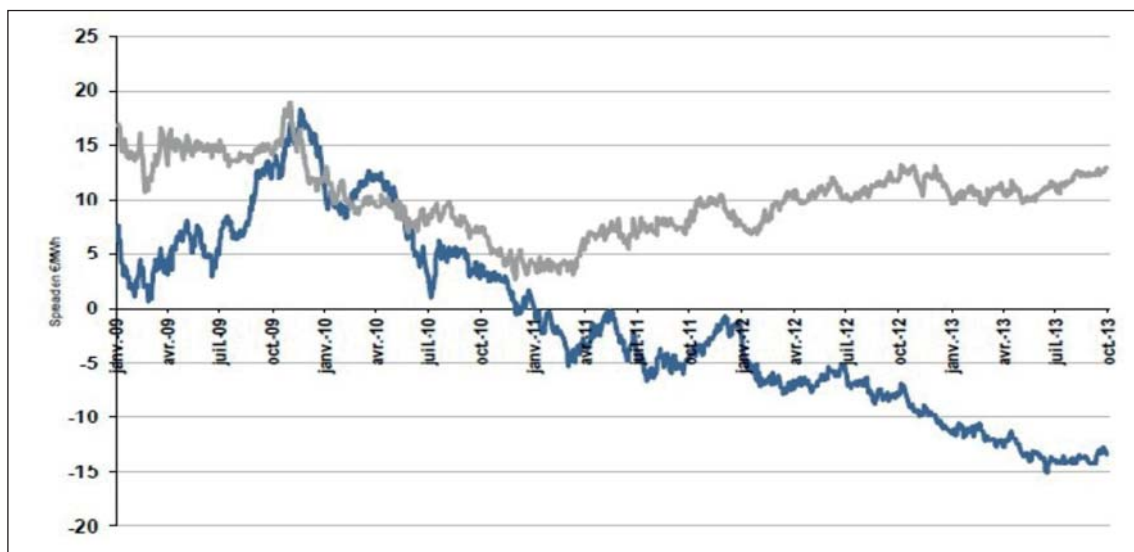
Si cette évolution peut en théorie être considérée comme une bonne nouvelle pour les consommateurs, elle génère néanmoins deux difficultés : d'une part, les niveaux de prix actuels sont largement insuffisants pour couvrir les coûts de nouvelles installations, et ce qu'il s'agisse de centrales thermiques conventionnelles, nucléaires ou d'énergies renouvelables². Aucun nouvel investissement de capacité ne peut se refinancer sur le marché dans les conditions actuelles. D'autre part, le surcoût relatif des énergies renouvelables (voire aussi du nucléaire nouveau en Angleterre) est calculé en fonction du prix de référence du marché : toute baisse du prix de marché implique donc automatiquement une hausse de ce surcoût relatif, et ce malgré les baisses de coût considérables des ENR ces dernières années³.

c) Un effet massif de substitution entre le charbon et le gaz :

Partant d'un coût de production très concurrentiel entre ces deux sources de production d'électricité en 2008, les fondamentaux économiques du gaz se sont progressivement détériorés, tandis que le charbon a pu baisser ses coûts sur la même période. Suite à ce changement des fondamentaux du marché, le gaz a été remplacé par le charbon dans l'ordre de mérite économique, produisant un effondrement de la production ex-gaz au profit des centrales à charbon les plus polluantes. Le graphique ci-dessous retrace l'évolution des marges brutes (prix de vente sur le marché – coûts opérationnels) entre les centrales à gaz et à charbon. Partant d'un niveau similaire en 2010, la marge des centrales à gaz s'est progressivement détériorée jusqu'à devenir négative, tandis que les centrales à charbon ont même pu augmenter légèrement leur niveau de rentabilité, malgré des prix de marché très bas.

2 - À titre d'exemple, le prix de marché de gros de 40 €/MWh peut être comparé au coût de production d'une nouvelle centrale à gaz (70 à 90 €/MWh), des éoliennes terrestres (70 à 85 €/MWh) ou encore du contrat anglais sur l'EPR de Hinkley Point (115 €/MWh sur 35 ans).

3 - En Allemagne, on peut estimer à 6 milliards d'euros annuels le surcoût additionnel des énergies renouvelables uniquement imputable à la baisse des prix de marché depuis 2008. Voir : BEE 2013 : Hintergrundpapier zur EEG-Umlage 2014 ; et Öko-Institut 2013 : Analyse der EEG-Umlage 2014.

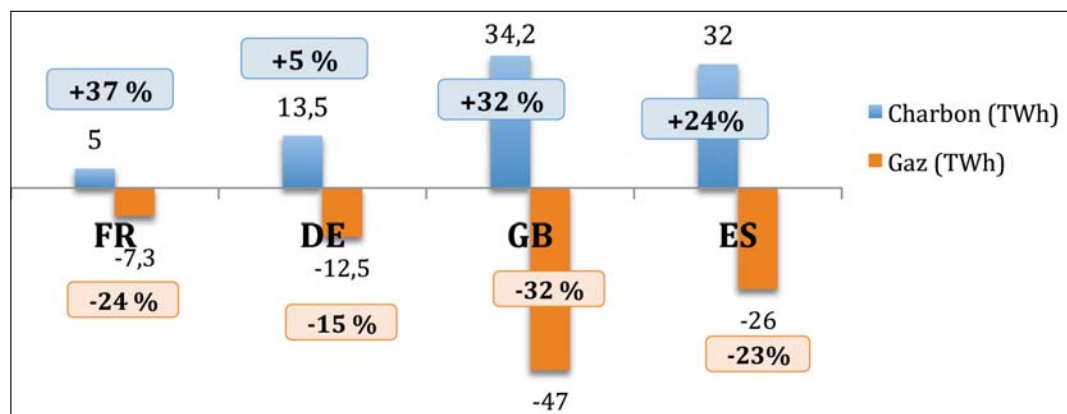


Graphique 1. Marge brute par MWh pour la production ex-gaz (en bleu) et ex-charbon (en gris)

Source : CRE 2014

Dans les médias français ce phénomène de transfert entre la production ex-gaz et ex-charbon a souvent été associé au seul cas de l'Allemagne, signant de fait « l'échec du tournant énergétique » et de la sortie du nucléaire.

Or, force est de constater que ce phénomène n'a rien à voir avec la politique allemande⁴ et qu'il s'agit là d'une dynamique plus largement européenne, résultant de fondamentaux économiques internationaux (pour le prix du charbon et du gaz) et européens (prix des quotas carbone, et stagnation de la demande suite à la crise). Le graphique ci-contre démontre l'ampleur du phénomène à travers l'Europe : l'impact a été bien plus important en Grande-Bretagne qu'en Allemagne, et chose souvent ignorée, même la France a été touchée, bien qu'à une échelle réduite en raison de la structure de son mix.



Graphique 2. Évolution de la génération ex-charbon et ex-gaz en Europe entre 2010 et 2012

Source : Données des opérateurs de réseaux nationaux

Trois ensembles de facteurs permettent d'expliquer cette dynamique :

- **La baisse des prix de charbon :** le prix du charbon à l'import (indice du port de Rotterdam, ARA CIF) a été presque divisé par deux entre 2011 et 2013, passant de 125 €/tonne à 73 €/tonne. Contrairement à un argument souvent véhiculé, l'essor du gaz de schiste américain (et l'export de charbon américain) n'explique qu'une très faible partie de cette tendance⁵. C'est avant tout la demande chinoise, plus faible qu'anticipée, et l'accroissement de la production des grands pays charbonniers (Australie, Indonésie principalement) qui explique le surplus actuel et la baisse des prix⁶.

4 - Pour une explication plus détaillée, voir : Rüdinger, A. (2013) : *Le tournant énergétique allemand : État des lieux et idées pour le débat français*. Cahier Global Chance N° 33 mars 2013.

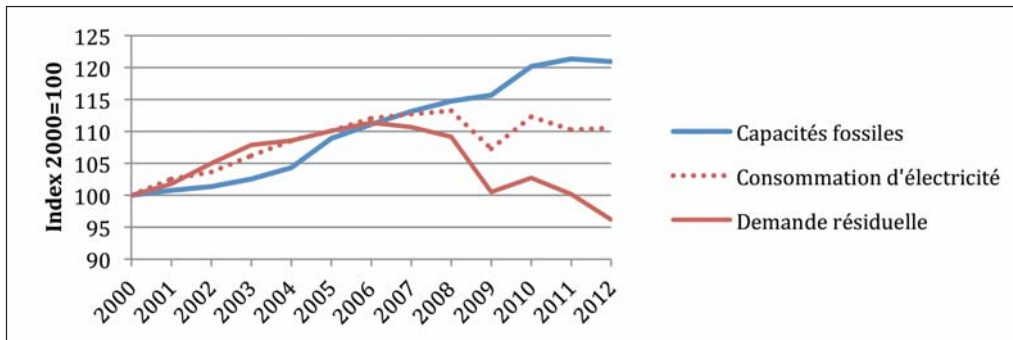
5 - Sur l'augmentation totale des exportations mondiales de charbon en 2012, l'accroissement des exportations américaines ne représente que 12 %. Les importations européennes de charbon-vapeur viennent en premier lieu de la Russie (31 %), de la Colombie (27 %) puis des États Unis (16 %) (AIE 2013).

6 - Agence Internationale de l'Énergie, 2013 : *Coal Medium-term Market Report 2013*.

- **La hausse continue des prix du gaz, indexés sur le pétrole :** entre 2005 et 2012, le prix du gaz à l'import a été multiplié par deux en Europe, dégradant encore davantage la compétitivité du gaz par rapport au charbon.
- **La faiblesse structurelle du prix des certificats de CO₂ en Europe :** en raison du surplus important de certificats actuellement en circulation⁷, le prix des certificats reste en dessous de 5 euros/tonne de CO₂. Ce prix est à comparer à celui qui serait nécessaire pour restaurer la compétitivité du gaz vis-à-vis du charbon : 40 à 60 euros/tonne. Les mesures récentes décidées (report ou backloading de 900 millions de certificats) et annoncées (mise en place d'une réserve de stabilité) seront largement insuffisantes pour atteindre de tels niveaux de prix à court ou moyen terme, renforçant de fait l'incertitude sur l'efficacité de cet instrument et l'avenir des centrales à gaz en Europe.

Et les énergies renouvelables dans cette histoire ?

Une grande partie du débat actuel sur le rôle présumé des renouvelables dans le déséquilibre des marchés électriques et la détresse des centrales à gaz trouve ses origines dans ces deux effets : la contraction inattendue de la demande et l'inversion de l'ordre de mérite économique entre le gaz et le charbon. En effet, ignorant en grande partie les décisions politiques sur le développement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, les grands électriciens ont continué à investir massivement dans des centrales à gaz dans la décennie passée, avec pour hypothèse implicite que les énergies renouvelables n'occuperaient jamais un rôle important et que l'évolution de la demande suivrait sa tendance historique. Si l'accroissement de la consommation a pu « absorber » en grande partie ces capacités additionnelles jusqu'en 2008, **l'effondrement de la demande a montré le véritable enjeu de la transition dans le secteur électrique : il ne s'agit pas uniquement d'ajouter des renouvelables mais bien aussi de retirer autre chose pour faire de la place, aspect jusque-là ignoré par la plupart des acteurs économiques et politiques.** Or, comme le montre le graphique 3, la demande « résiduelle » (c'est-à-dire non couverte par la production renouvelable) s'est contractée depuis 2008, alors même que les capacités fossiles ont continué à augmenter.



Graphique 3. Évolution des capacités fossiles et de la demande d'électricité totale et résiduelle en Europe (indice 100 en 2000)

Alors à qui la faute ? Certainement pas au développement des énergies renouvelables, qui somme toute ne peut pas être qualifié « d'extraordinaire » puisqu'il n'a jamais dépassé la trajectoire anticipée (et par conséquent prévisible pour les acteurs du marché) pour atteindre les objectifs 2020 et que le chemin est encore long⁸. Probablement bien davantage au manque de réactivité politique face à l'évolution de compétitivité entre les centrales à gaz et à charbon : en effet, en misant sur une réponse européenne pour renégocier les contrats d'achat de gaz indexé sur le pétrole et en renforçant rapidement le système d'échange de quotas CO₂, l'Europe aurait pu « sauver » le gaz dans l'ordre de mérite économique et la situation serait aujourd'hui bien différente : au lieu de mettre sous cocon des dizaines de centrales à gaz neuves, les pays seraient en train de fermer une bonne partie de leurs parcs de centrales à charbon, qui pour leur grande majorité ont fait leur temps, avec un âge moyen supérieur à 40 ans.

7 - Le surplus est estimé à 2,3 milliards de certificats, autrement dit plus que le total des émissions prévues pour les installations couvertes par l'EU ETS en 2013 (2,08 milliards de tonnes de CO₂).

8 - Suivant les projections des Energy Trends 2013, au moins 150 GW de capacités renouvelables supplémentaires doivent être installées dans les 8 prochaines années pour atteindre les objectifs 2020.

2 - Le marché de l'électricité face aux défis de la transition énergétique

Au-delà des difficultés conjoncturelles, ce diagnostic doit amener à se réinterroger sur l'adéquation entre le fonctionnement du marché électrique européen et les défis de la transition énergétique à moyen et long terme. Cela amène en particulier à formuler la thèse suivante: la conception du marché électrique reflète avant tout les circonstances et objectifs valables lors de sa création. Or, l'avènement de la transition énergétique autour de nouvelles priorités (maîtrise de la demande, développement des énergies renouvelables, flexibilisation) requiert un ajustement structurel des principes de fonctionnement, du « design » de ce marché, pour en faire un outil efficace au service de la transition énergétique et non l'inverse.

2.1. - L'intégration économique des énergies renouvelables électriques et la question du signal prix

Le débat sur l'intégration économique des énergies renouvelables électriques porte essentiellement sur leur coût et la perturbation du marché causée par l'émergence de mécanismes de rémunération (tarifs d'achat, premium de marché, etc.) en dehors du marché. S'il s'agit là de problèmes qu'il faut traiter pour réussir la transition, l'erreur à ne pas commettre consiste à « regarder l'avenir dans le rétroviseur », en voulant à tout prix maintenir le fonctionnement actuel du marché et en sous-estimant le potentiel de réduction des coûts des ENR.

Dans un premier temps, le constat effectué sur la baisse des prix du marché de gros appelle une réflexion sur les leviers disponibles pour restaurer un signal d'investissement compatible avec le développement de nouvelles capacités. Le raisonnement économique dominant, consistant à dire que « le marché fonctionne parfaitement, puisque le prix nous signale l'existence de surcapacités » est certes juste, mais néanmoins insuffisant pour répondre au défi de la transition. La solution généralement préconisée consiste à attendre 10 à 15 ans pour que le marché absorbe les surcapacités, et de mettre en veille le développement de nouvelles capacités bas carbone d'ici là. **Une autre solution, plus volontariste, serait de concevoir une politique visant à retirer du marché les centrales les plus vieilles et polluantes pour faire de la place à de nouveaux entrants tout en corrigeant le signal prix à la hausse.** C'est d'ailleurs l'approche préconisée par un récent rapport de l'Agence Internationale de l'Énergie⁹. Le signal prix carbone d'un système d'échange de quotas considérablement renforcé pourrait justement produire cet effet, à condition de lui accorder explicitement ce rôle de signal prix et de prendre les mesures drastiques nécessaires.

Une telle politique pourrait également réduire le besoin de rémunération hors marché nécessaire pour développer les énergies renouvelables. **En effet, alors que de nombreux experts raisonnent encore sur la base des chiffres valables au tournant de 2010 (du photovoltaïque à 400 €/MWh), il faut bien voir qu'il est aujourd'hui parfaitement possible - à condition de s'en donner les moyens - de développer du photovoltaïque et de l'éolien à 70 et 80 €/MWh¹⁰, ce qui correspond au prix de marché résultant d'un prix carbone autour de 50 €/tonne de CO₂¹¹.**

Il est par ailleurs utile de noter qu'un doublement du prix de marché augmenterait le prix de détail pour les consommateurs français d'environ 30 % ; c'est-à-dire la hausse prévue de toute manière par la CRE d'ici 2017.

En ce sens, les solutions qui s'imposent pour une politique ambitieuse de lutte contre le changement climatique peuvent également fournir une réponse cohérente pour assainir le marché de l'électricité.

Suivant cette logique, notre politique actuelle, consistant à fixer les objectifs de développement des ENR en fonction d'un niveau de « surcoût » jugé acceptable (5 ? 10 ? 20 milliards d'euros ?) apparaît erronée. Il faudrait au contraire s'attacher à rendre l'effort de transition « soutenable » économiquement, plutôt que d'accroître des aides artificielles pour ne pas s'attaquer à un prix de marché lui-même artificiel. Cela présuppose de combiner deux approches :

- l'une économique, en restaurant un signal de prix cohérent avec les objectifs de la transition et permettant de limiter le niveau de soutien hors marché.

9 - AIE 2014 : *The power of transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems.*

10 - Cela implique de sérieusement faciliter le développement des projets avec des instruments de financement préférentiels, des procédures administratives simplifiées et de réelles perspectives de croissance du marché à moyen terme, indispensables pour développer les filières et susciter la concurrence. À titre d'illustration, de récents projets photovoltaïques au Texas (Austin) annoncent un coût de production de 36 €/MWh.

11 - Ce prix carbone serait certes 10 fois plus élevé que le niveau actuel, mais assez proche des prévisions initiales de la politique européenne. De plus il peut être comparé à la taxe carbone suédoise, qui a d'ores et déjà dépassé les 100 €/tonne sans produire une montée de la précarité ni une crise économique générale.

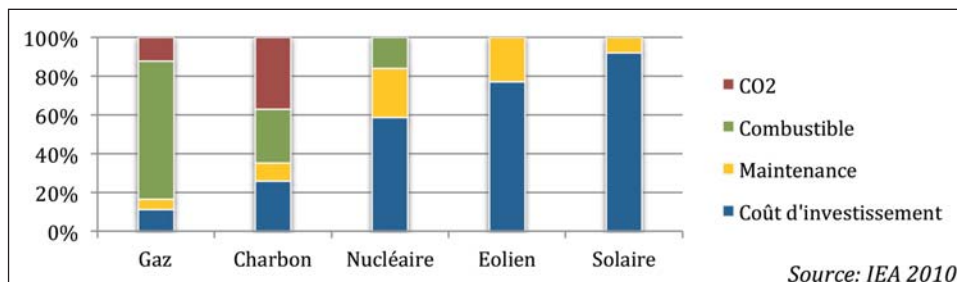
- l'autre industrielle, en déterminant les objectifs d'ENR non pas en termes de volume, mais en terme de coût de production à atteindre d'ici quelques années. Si la « voiture 2 litres » mérite une telle attention, pourquoi ne pas créer un réel effort autour du « photovoltaïque à 80 euros/MWh » ?

2.2. - Le principe du coût marginal à court terme : un élément à revoir ?

La formation des prix sur le marché de gros répond au principe de l'ordre de préséance économique (*merit order*) et du coût marginal de production : les centrales de production sont appelés en fonction de leur coût marginal de court terme croissant, jusqu'à satisfaire la demande. Ce principe reflète en large partie les priorités connues au moment de la création du marché dans les années 1990 : optimiser l'allocation des capacités de production selon le critère de l'efficacité-coût à court terme, pour un parc essentiellement composé de centrales thermiques fossiles déjà amorties.

Or, ce principe de fonctionnement paraît aujourd'hui de moins en moins adapté avec l'avènement de technologies qui présentent des coûts d'investissement (CAPEX) très élevés et des coûts opérationnels (OPEX) très faibles (graphique 4). En effet, selon ce principe, la production renouvelable intègre le marché à un coût quasi-nul, produisant deux effets pervers : une baisse du prix de marché dans son ensemble (effet *merit order*), et un risque de « cannibalisme » à moyen terme : plus les ENR se développent dans ce schéma, plus le prix de marché tendra vers zéro, ne fournissant plus aucun signal pour la production des centrales flexibles (gaz) pourtant nécessaires, tandis que le coût quasi complet de la production renouvelable devrait être supporté par des mécanismes hors marché. Dans cette logique, tout nouvel investissement – qu'il s'agisse de production décarbonée ou encore de capacités flexibles- devrait être rémunéré hors marché, tandis que le marché lui-même ne servirait plus à grand-chose.

S'il n'existe aujourd'hui pas de solution unique à ce problème (en raison de la coexistence d'une part dominante de centrales thermiques répondant bien à la logique du coût marginal, face à une part croissante de centrales intensives en capital), il faut néanmoins reconnaître son importance économique et politique pour se poser la question de l'évolution de la conception du marché électrique dès maintenant – et non en 2030 quand la part des énergies renouvelables en Europe aura déjà atteint au moins 47 %¹².



Graphique 4. Décomposition du coût de production d'électricité pour différentes sources

2.3. - La priorité à la flexibilité : quelles implications pour le marché ?

Le développement soutenu des énergies renouvelables aura des conséquences structurelles sur le fonctionnement du marché électrique. Si le débat a tendance à se concentrer sur la seule question du stockage, de nombreuses alternatives existent pour rendre le marché et le système électrique plus flexible à court et moyen terme. De récents travaux portant sur une multitude de pays à l'échelle mondiale ont montré que l'intégration d'une part importante de sources renouvelables variables n'était pas forcément source de surcoût, à condition d'adopter une approche systémique et non focalisée sur la seule maximisation de la production renouvelable¹³. Parmi ces pistes, on peut notamment citer les suivantes :

a) Favoriser l'intégration à l'échelle régionale et européenne

Grâce aux nombreuses interconnexions et au couplage des marchés, le système électrique européen offre un potentiel de flexibilité sans précédent. Mais cela suppose de pousser plus loin l'intégration des marchés pour tenir compte des besoins et apports de flexibilité au-delà des frontières, qu'il s'agisse de la flexibilité à court terme ou encore des mesures assurant la sécurité d'approvisionnement à plus long terme, qui restent pour l'instant confinées

12 - Les différents scénarios étudiés dans l'étude d'impact de la proposition de la commission européenne pour le paquet énergie-climat 2030 comportent une part d'ENR dans la production d'électricité comprise entre 47 et 66 % à l'horizon 2030, contre 20 % aujourd'hui.

13 - Pour une analyse détaillée des options de flexibilité dans des systèmes à forte pénétration de renouvelables variables, voir : IEA (2014) : *The power of transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems.*

au périmètre national. Plus largement, cela présuppose une réelle coordination européenne sur les choix d'évolution du mix électrique des différents pays, qui n'existe pour l'instant qu'au stade embryonnaire.

b) L'effacement et la gestion dynamique de la demande :

Bien qu'existant dans des proportions réduites depuis plusieurs décennies, l'effacement momentané de la demande ne semble pas être une priorité dans les politiques actuelles. Pourtant, un potentiel important subsiste à travers l'Europe en ce qui concerne les grands et les petits consommateurs. La valorisation de ce potentiel implique une réflexion plus poussée sur l'utilisation des compteurs « intelligents » (au-delà du caractère communicant) et le développement d'un marché permettant de valoriser ce produit de flexibilité (au-delà des économies d'énergie directes).

c) Adapter le soutien aux ENR pour tenir compte de la valorisation systémique

Alors que le débat entre le succès des modèles de tarif d'achat et de mécanismes visant à accroître l'exposition de la production renouvelable aux fluctuations de prix fait rage en Europe et en France¹⁴, il fait souvent l'impasse sur les nombreuses options plus constructives qui existent pour favoriser le développement des ENR en adéquation avec les exigences systémiques (et ce, sans accroître l'exposition aux risques, source de surcoût). Cela doit en premier lieu conduire à définir le soutien non pas en fonction de la maximisation du productible, mais en fonction de la capacité à intégrer l'installation dans le système. Plusieurs dispositions d'ordre économique et réglementaire peuvent être prises à cet égard et il apparaît essentiel de s'inspirer du retour d'expérience des pays voisins. À titre d'exemple, on peut citer : l'écrêtement de la puissance maximale des installations photovoltaïques pratiquée de manière dynamique par certains opérateurs de réseau de distribution en Allemagne (permettant de doubler l'accueil de nouvelles capacités sans extension du réseau), l'installation obligatoire d'un contrôle à distance (géré par le gestionnaire d'équilibre) pour les installations ENR dépassant un certain seuil de puissance (30 kW en Allemagne), la contribution des éoliennes à la régulation de la tension (pratiquée en Écosse), ou encore des incitations économiques pour rémunérer les éoliennes en fonction de la stabilité de leur profil de production (plutôt que la puissance maximale)¹⁵. Dans la même logique, l'Allemagne a mis en place dès 2012 un « bonus de flexibilité » accordé aux installations biomasse et biogaz pour accroître les capacités de réserve et permettre une meilleure valorisation de ces sources flexibles et contrôlables.

d) Mieux valoriser la flexibilité au sein du marché de l'électricité

Le marché électrique européen peut lui-même être source de plus de flexibilité à condition de le structurer en ce sens. Cela impliquerait une liquidité croissante sur les marchés infra-journaliers, une meilleure articulation entre les marchés d'ajustement (balancing) et de volume et le rapprochement dans le temps des délais de guichet pour limiter l'impact des erreurs de prévision pour la production éolienne et photovoltaïque.

e) Soutenir l'émergence de centrales virtuelles autour d'agrégateurs

Si l'approche actuelle se focalise sur la commercialisation directe de l'électricité renouvelable à l'échelle individuelle (pour chaque installation), une autre piste peut être explorée en parallèle : celle de combiner différentes installations et sources renouvelables (éolien, photovoltaïque, hydro, biomasse) au sein d'un même portefeuille de production, plus prévisible et flexible. Cette approche est notamment poursuivie par le projet de R&D « Kombikraftwerk 2 » en Allemagne, visant à faciliter l'intégration des ENR et à démontrer leur contribution potentielle aux services systémiques auxiliaires¹⁶. Cela présuppose de soutenir l'émergence de nouveaux acteurs sur le marché, visant justement à agréger ces portefeuilles et à les commercialiser sur le marché, ce qui pourrait être une option à étudier dans le contexte de la récente proposition de transfert de l'obligation d'achat depuis EDF à d'autres acteurs.

f) Soutenir l'intégration entre vecteurs énergétiques

Alors que le potentiel de stockage direct de l'électricité à grande échelle reste limité (le potentiel de stations de transfert d'électricité par pompage étant largement exploité), de nouvelles possibilités s'ouvrent à travers l'intégration entre les vecteurs électricité et gaz et électricité et chaleur. De nombreux scénarios (à l'image de Négawatt

14 - Cette tension a notamment mené à la volonté européenne de généraliser les modèles de premium de marché, et les appels d'offres, qu'introduisent les nouvelles lignes directrices sur les aides d'État pour l'énergie récemment adoptées (C(2014)2322). En France, la consultation récente de la DGEC sur l'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat ainsi que les propositions présentées pour le projet de loi de programmation de la transition énergétique font écho à ce même débat.

15 - Ces propositions sont en partie issues de la conférence organisée par l'office franco-allemand des énergies renouvelables sur le sujet de l'intégration des ENR au réseau de distribution. L'ensemble des présentations se trouve ici : <http://enr-ee.com/fr/nouvelles/article/150/conference-sur-lintegration-des-energies-renouvelables-aux-reseaux-de-distribution/>

16 - <http://www.kombikraftwerk.de/kombikraftwerk-1/english.html>. Pour une présentation d'ensemble du projet, voir : <http://enr-ee.com/fr/nouvelles/article/150/conference-sur-lintegration-des-energies-renouvelables-aux-reseaux-de-distribution/>

et le scénario facteur 4 de Grdf ou encore le scénario phare de la transition allemande) illustrent ainsi les gains de flexibilité issus de la méthanation de l'électricité excédentaire (par électrolyse puis recombinaison avec du CO₂). D'autres projets d'innovation sont en cours pour tester les possibilités de stockage d'électricité sous forme de chaleur à l'échelle individuelle ou celle d'un quartier par exemple¹⁷. Or, pour des questions de coût et de rendement, la question du stockage devrait intervenir en dernier recours, si d'autres options de flexibilité ne permettent pas de stabiliser le système. La difficulté première pour développer ces options de stockage sera de définir un modèle économique viable, qui pourrait s'appuyer d'une part sur une ressource à coût quasi-nul (l'électricité excédentaire du système) et une valeur donnée à la flexibilité systémique offerte par le stockage.

3 - Conclusion : quels enseignements pour la France ?

Si l'engagement présidentiel de réduire la part de la production électronucléaire à 50 % d'ici 2025, devait se concrétiser, cela impliquerait un développement considérable des énergies renouvelables dans leur ensemble, et des sources variables en particulier. **Afin que cela puisse se faire dans les meilleures conditions possibles, il apparaît aujourd'hui essentiel de changer d'approche sur la stratégie de développement des énergies renouvelables et de cesser à cantonner le débat à la seule dimension économique de court terme et à l'opposition artificielle entre les « politiques » et le « marché ».**

L'analyse des évolutions du marché électrique européen montre clairement que le développement des énergies renouvelables n'est pas la cause des perturbations observées suite à la crise économique, mais au mieux un facteur renforçant des déséquilibres plus structurels. **Alors que de nombreux analyses se contentent de mettre en avant les tensions éventuelles entre la logique du marché de l'électricité et les politiques climatiques, cette analyse montre également qu'il existe aujourd'hui de nombreuses synergies entre les deux :** en effet, une politique ambitieuse autour d'un prix du carbone fort pourrait être le meilleur moyen d'absorber les surcapacités actuelles (en éliminant progressivement les centrales à charbon les plus vieilles), de restaurer la viabilité économique des centrales à gaz (en inversant l'ordre de mérite entre le charbon et le gaz au profit de ce dernier) et de limiter le surcoût du développement des énergies renouvelables. De plus, avec des recettes issues du revenu des enchères de certificats CO₂, dix fois supérieures à ce qu'elles sont aujourd'hui, cela permettrait aisément d'apporter une aide aux groupes les plus vulnérables (ménages précaires et électro-intensifs) sans affaiblir le signal prix et tout en conservant des fonds pour une politique ambitieuse de maîtrise de la demande.

Alors que de nombreuses analyses se cantonnent à répéter que « c'est les politiques et non le marché qui doivent changer », il faut aujourd'hui reconnaître que ces deux approches doivent être liées, comme le signale par ailleurs clairement la Commission européenne elle-même : « Dans le secteur de l'énergie, réaliser un marché intérieur de l'électricité en Europe n'est pas une fin en soi. Ce marché intérieur est absolument indispensable à la réalisation des objectifs de la politique énergétique de l'Union à savoir : un approvisionnement sûr à un prix compétitif ; les objectifs fixés à l'horizon 2020 et au-delà en matière d'énergies renouvelables et de changement climatique ; et une amélioration sensible de l'efficacité énergétique dans l'ensemble de l'économie »¹⁸. Face aux nombreux défis que représentera la transition du secteur électrique, il s'agit désormais d'agir en fonction de cette maxime, afin de faire du marché électrique un outil efficace au service de la transition, en valorisant notamment le potentiel de flexibilité qu'offre une approche régionale et européenne et en faisant évoluer la conception du marché en lien avec les nouveaux défis et technologies de la transition.

La définition de la stratégie française en matière d'évolution du mix électrique et de développement des ENR doit pleinement intégrer les enseignements issus de l'expérience européenne. Cela présuppose avant tout un engagement fort pour une politique européenne ambitieuse à l'horizon 2030, visant à restaurer la confiance dans les objectifs climatiques et le marché électrique. Cela implique également de définir, à travers la loi de programmation de la transition énergétique, une trajectoire claire à l'horizon 2030, construite sur des mécanismes solides et crédibles pour mettre en œuvre l'objectif de réduction de la part du nucléaire en phase avec le développement des énergies renouvelables et la maîtrise de la demande. Enfin, il faut s'inspirer de l'expérience européenne pour construire une politique des énergies renouvelables compatibles avec ces objectifs de moyen et long terme, autour d'objectifs industriels phares et une vision claire sur l'intégration systémique des ENR.

17 - AIE 2014 : *The power of transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems.*

18 - Introduction de la Communication « Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique », C(2013)7243 final.