

Électricité verte : les avantages d'une approche européenne

- Le secteur électrique a été profondément modifié au cours des vingt dernières années. La libéralisation du secteur, dans un souci d'efficacité et de compétitivité, a conduit à redéfinir les contours des monopoles historiques et à ouvrir à la concurrence certaines activités comme la fourniture d'électricité. Des marchés de l'électricité et des interconnexions entre pays ont progressivement été mis en place pour permettre d'échanger l'électricité produite.
- Par ailleurs, la volonté de décarboner le mix électrique a conduit à développer des énergies renouvelables électriques en Europe, leur part dans le mix électrique passant de 14,4 % en 2004 à 27,5 % en 2014. Les énergies renouvelables n'étant pas encore compétitives par rapport aux moyens de production carbonés, elles ont bénéficié d'un soutien public conséquent. En Allemagne, ce soutien s'élève à environ 24 Md€ en 2017, soit 0,7 % du PIB.
- L'intégration du marché de l'électricité justifie un renforcement de la coordination des politiques énergétiques. Avec un marché intégré, la mise en service de panneaux photovoltaïques dans un pays européen augmente par exemple la quantité d'électricité disponible pour les pays voisins interconnectés, et contribue à une diminution du prix de l'électricité sur leurs marchés. Or les politiques nationales de soutien à la production d'énergie renouvelable sont encore très fragmentées, tant sur le type de soutien opéré que sur les objectifs de développement poursuivis au niveau national, ce qui engendre inefficacités et surcoûts au niveau européen.
- L'instauration d'une politique européenne commune des énergies renouvelables permettrait d'exploiter les gisements les plus compétitifs au niveau européen et pas uniquement national ; elle accroîtrait ainsi l'installation de photovoltaïque dans les pays du sud (cf. graphique) et d'éoliennes au nord, là où les gisements sont les plus élevés. Selon la Commission, l'objectif que s'est fixé l'UE de porter la part des renouvelables à 27 % de la consommation énergétique finale verrait alors son coût baisser d'environ 10 Md€ chaque année sur la période 2021-2030 par rapport à un scénario où les énergies renouvelables sont toujours déployées dans un cadre strictement national.
- Une telle politique demanderait le transfert au niveau européen d'une partie de la souveraineté sur le pilotage du mix électrique national, mais il existe peu de domaines où les gains à attendre d'un renforcement de l'intégration européenne sont aussi élevés. Cela impliquerait également une révision des outils de soutien existants.

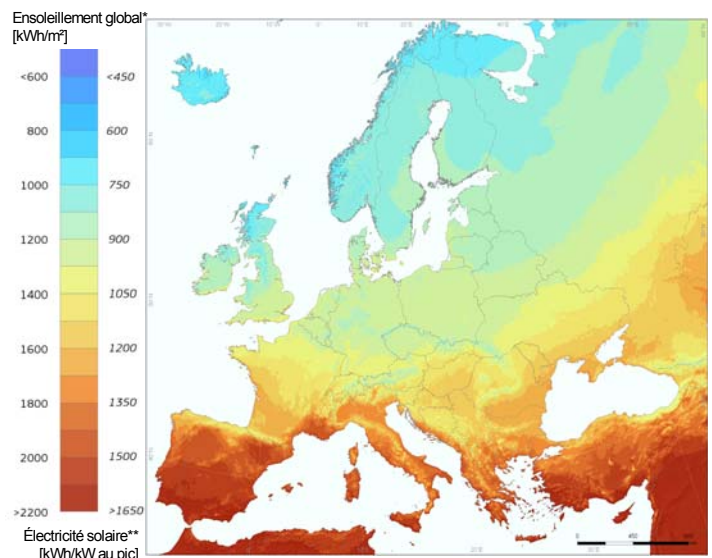
Source : Commission Européenne.

Lecture : le potentiel de production d'électricité à partir de photovoltaïque varie du simple au triple entre le sud et le nord de l'Europe. Il varie de moins de 1000 kWh/m² en Suède à plus de 2000 kWh/m² au sud de l'Espagne.

* Échelle de gauche.

** Échelle de droite.

Potentiel de production d'électricité à partir de solaire photovoltaïque en Europe



1. Depuis les années 1990, la politique énergétique européenne s'est concentrée sur trois objectifs principaux : libéraliser le secteur électrique, limiter les émissions de gaz à effet de serre (décarbonation), et garantir la sécurité d'approvisionnement en énergie

1.1 L'Union européenne a impulsé un large mouvement de libéralisation du secteur électrique afin de permettre l'accès à une énergie compétitive

Le secteur électrique est organisé autour de quatre activités distinctes :

- La *production* d'électricité, qui peut provenir de sources renouvelables (centrales hydroélectriques, panneaux solaires, éoliennes), non renouvelables carbonées (centrales thermiques au gaz ou charbon) ou non renouvelables non carbonées (nucléaire).
- Le *transport* d'électricité, à partir de lignes à haute ou très haute tension qui maillent le territoire au niveau national et régional, depuis les zones de production vers les zones de consommation.
- La *distribution* d'électricité, au niveau local, grâce à un réseau de lignes moyenne et basse tension raccordées au réseau de transport.
- La *fourniture* désigne l'activité de commercialisation de l'électricité aux consommateurs finaux (ménages, entreprises, etc.). Les fournisseurs ont un rôle d'intermédiaires contractuels entre producteurs et consommateurs d'électricité.

Les secteurs électriques nationaux étaient historiquement constitués de monopoles publics régulés, verticalement intégrés *i.e.* assurant à la fois ces quatre activités. Dans le but d'inciter les opérateurs à baisser les coûts, augmenter la

productivité et améliorer qualité et fiabilité de service, un mouvement de libéralisation du secteur électrique a été impulsé au niveau européen.

Cette libéralisation a consisté d'une part à séparer les activités de production, transport, distribution et fourniture¹ ; d'autre part à réguler les activités relevant de « monopoles naturels » (transport, distribution) et à prendre des mesures, variables en fonction des pays, pour ouvrir progressivement à la concurrence les autres activités (production, fourniture).

En France, la fourniture a ainsi été progressivement ouverte à la concurrence depuis 1999 en offrant la possibilité aux consommateurs d'opter pour des offres dites « de marché ». Contrairement aux tarifs réglementés, déterminés par la puissance publique et proposés seulement par l'opérateur historique, ces offres sont proposées par tous les fournisseurs à des prix et conditions librement fixés.

La libéralisation concerne également la production. Cette ouverture progressive à la concurrence a été accompagnée par la création d'un marché de l'électricité facilitant les échanges entre acteurs (producteurs, fournisseurs, gros consommateurs, etc.). Par ailleurs, les pays sont reliés entre eux par des interconnexions électriques, qui permettent d'importer et d'exporter de l'électricité. Sur le marché de l'électricité, la demande est satisfaite en appelant les capacités de production par ordre croissant de coût marginal, le dernier coût marginal déterminant alors le prix de marché (*cf.* encadré 1).

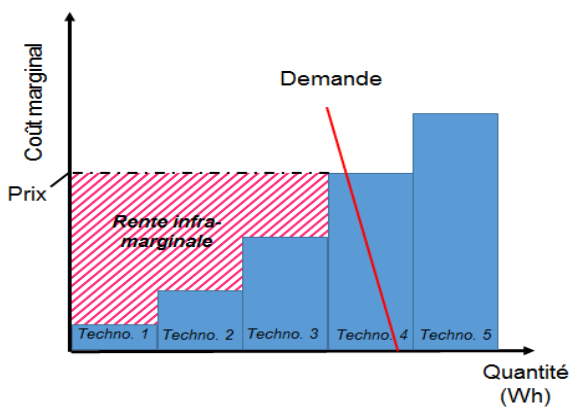
Encadré 1 : fonctionnement du marché de l'électricité et formation des prix

Le prix du marché de gros de l'électricité repose sur le prix *day-ahead*^a, calculé comme suit. Un jour avant la livraison de l'électricité, les producteurs enchérissent sur le marché *day-ahead*, à leur coût marginal^b. Ces offres sont classées par ordre croissant (on parle d'ordre de mérite), puis sont appelées jusqu'à ce que la demande soit satisfaite : la dernière offre détermine le prix de marché. Les producteurs ayant un coût marginal plus faible que le prix de marché réalisent donc un profit appelé « rente inframarginale » (*cf.* graphique 1).

Les dernières unités appelées sont souvent des centrales à gaz ou au charbon, qui présentent des coûts fixes faibles mais des coûts marginaux plus importants (liés au prix de leur combustible). La rente dégagée par les producteurs présentant un coût marginal plus faible leur permet ainsi de financer certaines installations pouvant présenter des coûts fixes importants (comme les centrales hydroélectriques ou nucléaires).

Les énergies renouvelables électriques les plus compétitives (hors hydroélectricité), comme le photovoltaïque au sol ou l'éolien terrestre, présentent des coûts marginaux quasi-nuls.

Graphique 1 : fixation du prix en fonction de la demande et de l'ordre de mérite



Source : DG Trésor.

- On peut distinguer 4 grands pas de temps pour les échanges d'électricité : long terme (jusqu'à plusieurs années avant la livraison), *day-ahead* (un jour avant la livraison), *intra-day* (le jour de la livraison) et ajustement (près du temps réel). Le long terme et l'*intra-day* reposent sur des marchés qui prennent pour référence le marché *day-ahead*, alors que l'ajustement, qui vise à garantir l'équilibre offre/demande à chaque instant repose sur l'action des gestionnaires de réseau de transport.
- Sauf les producteurs détenant un pouvoir de marché qui peuvent enchérir à un prix plus élevé.

(1) Les directives 96/92/CE de décembre 1996 et 2009/72/CE de juillet 2009 imposent une distinction entre les activités de production, transport, distribution et fourniture.

Le transport et la distribution de l'électricité peuvent être considérés comme des monopoles naturels. Il est en effet plus efficace de ne disposer que d'un seul réseau (plutôt que d'avoir des réseaux en concurrence), qui est *de facto* en situation de monopole. Ces deux activités doivent cependant être fortement régulées de manière à garantir leur accès à l'ensemble des producteurs et des fournisseurs dans des conditions équitables.

Le mouvement de libéralisation du système électrique a permis d'inciter les acteurs à plus d'efficacité, ce qui se traduit, toutes choses égales par ailleurs², par un gain pour les consommateurs finaux européens. Ainsi, en France, les consommateurs choisissant une offre de marché peuvent économiser jusqu'à 7 % sur leur facture annuelle d'électricité par rapport aux tarifs réglementés³.

1.2 Un effort important de décarbonation est réalisé en Europe

L'Union européenne s'est activement engagée depuis la signature du protocole de Kyoto en 1997 dans la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre (GES) et le réchauffement climatique. Ainsi, le paquet législatif « énergie-climat » de 2009 a fixé trois objectifs européens ambitieux pour 2020 : (i) réduire les émissions de GES de 20 % par rapport au niveau de 1990 ; (ii) atteindre 20 % d'énergies renouvelables (EnR) dans la consommation énergétique européenne⁴ ; (iii) réaliser 20 % d'efficacité énergétique d'ici 2020⁵. Pour la période 2021-2030, les objectifs ont été portés à 40 % pour les émissions de GES et 27 % pour les EnR.

Au niveau européen, un outil transfrontalier existe pour réduire les émissions carbonées : le marché européen EU-ETS (*Emissions Trading System*) d'échange de quotas de CO₂, qui plafonne les émissions de certains secteurs représentant environ 45 % des émissions en Europe. En particulier, les producteurs d'électricité sont soumis à l'EU-ETS. Le volume total de quotas en circulation est calibré pour atteindre un objectif de réduction et les quotas peuvent ensuite être librement échangés

entre acteurs sur un marché, générant un prix du carbone. Une réduction des émissions des secteurs couverts par l'ETS de 21 % en 2020 (43 % en 2030) est visée par rapport au niveau de 2005⁶.

Les objectifs d'EnR sont déclinés par pays et leur atteinte est laissée à la discrétion des États membres tout en restant encadrée par le droit européen, via les « Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 ». Ces lignes directrices prévoient que l'aide versée doit prendre la forme d'une prime s'ajoutant au prix de marché⁷ et posent le principe de neutralité technologique : les mécanismes de soutien ne doivent pas discriminer les différentes technologies. Il existe néanmoins des possibilités d'exemptions, par exemple pour tenir compte « du besoin de diversification » du mix électrique ou « du potentiel à plus long terme d'une technologie nouvelle et innovante ».

1.3 Les enjeux liés à la sécurité d'approvisionnement en énergie sont également au cœur de la politique énergétique européenne

L'électricité consommée en Europe est intégralement produite en Europe⁸. Au niveau de l'Union Européenne, la sécurité d'approvisionnement en électricité s'évalue donc essentiellement via la qualité et la fiabilité de l'acheminement de l'électricité produite jusqu'aux consommateurs et la capacité à absorber un pic de demande (par exemple lors d'un pic de froid dans un pays).

L'Union européenne s'est fixé un objectif en termes d'interconnexions transfrontalières pour 2020 : au sein de chaque pays, celles-ci devront représenter au moins 10 % des capacités de production installées. Le développement des interconnexions (*cf.* graphique 2) a permis d'augmenter la résilience du système, en facilitant l'accès immédiat à des moyens de production étrangers en cas de situation difficile sur un marché national.

(2) Un document de travail de la Commission (Commission Européenne, 2014, *Energy Economics Developments*) estime qu'au niveau européen, toutes choses égales par ailleurs, la libéralisation du secteur électrique a conduit à une baisse du prix de détail pour les consommateurs. Toutefois, cela n'implique pas forcément une baisse globale des prix finaux dans le temps, pour plusieurs raisons : en particulier, avant la libéralisation les tarifs réglementés ne couvraient pas toujours les coûts afférents, et les taxes sur l'électricité (destinées par exemple à financer les EnR) ont augmenté significativement.

(3) Source : Commission de régulation de l'énergie, *Les marchés de détail de l'électricité et du gaz*, 4^e trimestre 2016.

(4) L'objectif porte sur l'ensemble de la consommation énergétique, et n'est pas décliné par grands secteurs énergétique (électricité, transport, chaleur).

(5) I.e. baisser la consommation d'énergie primaire de 368 millions de tonnes d'équivalent pétrole (Mtep) par rapport à la consommation tendancielle prévue (dans un scénario sans politique d'efficacité énergétique) de 1842 Mtep en 2020.

(6) *Cf.* Boissinot J., Huber D., Camilier-Cortial I. et Lame G. (2016), « Le secteur financier face à la transition vers une économie bas-carbone résiliente au changement climatique », *Lettre Trésor-Éco* n°185.

(7) Pour les plus grandes installations uniquement (supérieure à 500 kW ou plus de 3 MW pour les éoliennes).

(8) Il peut en revanche exister des problèmes d'accès à certains combustibles, comme le gaz ou l'uranium.

Graphique 2 : réseaux de transport d'électricité et interconnexions en Europe



Source : ENTSO-E.

1.4 Les politiques énergétiques doivent tenir compte des complémentarités mais également des potentielles divergences entre les différents objectifs

Les objectifs poursuivis par la politique énergétique européenne peuvent se renforcer mutuellement. Ainsi, le bon fonctionnement du marché de l'électricité contribue à la sécurité d'approvisionnement, en assurant aux fournisseurs d'électricité qu'ils trouveront toujours un producteur d'électricité pour satisfaire la demande de leurs consommateurs. De même, dans les pays utilisant essentiellement des centrales au gaz, les EnR électriques renforcent la sécurité d'approvisionnement en limitant le besoin d'importations en gaz.

Cependant, ces objectifs peuvent parfois diverger. Par exemple, la production d'électricité renouvelable à partir de photovoltaïque ou d'éolien est intermittente et peu prévisible, car elle dépend directement des conditions météorologiques (vent, ensoleillement). Cela peut nuire à la sécurité d'approvisionnement si la demande d'électricité ne coïncide pas avec la production. De même, les centrales au charbon peuvent remplir l'objectif de sécurité d'approvisionnement (le charbon consommé étant essentiellement produit en Europe) et de compétitivité (la production d'électricité à partir de charbon étant peu coûteuse), mais ces centrales fortement émettrices de carbone sont difficilement compatibles avec l'objectif de décarbonation.

2. Malgré une très forte intégration du marché intérieur de l'électricité, les politiques énergétiques nationales sont peu coordonnées et le prix de marché apparaît durablement trop bas pour rentabiliser les investissements

2.1 Le marché de l'électricité est très fortement intégré, avec d'importantes capacités d'échanges transfrontaliers qui ont permis une certaine convergence des prix

Le niveau d'interconnexion entre États européens a fortement augmenté au cours des dernières années. En 2014, plus de la moitié des États Membres avait déjà atteint l'objectif de 10 %⁹

d'interconnexion. C'est notamment le cas de la France où les interconnexions représentent 10 % de la capacité de production installée. On peut toutefois noter que cet indicateur est discutable, puisqu'il ne prend pas en compte la situation géographique ou la taille des pays. Le niveau d'interconnexion des différents pays varie considérablement en fonction de leur situation géographique et de leur parc de production électrique (de 3 % pour l'Espagne, à 245 % pour le Luxembourg ou 65 % pour la

(9) Source pour l'ensemble des chiffres sur les interconnexions : ENTSO-E, *Scenario Outlook and Adequacy Forecast*, 2014.

Slovénie). Par ailleurs, l'optimisation des flux commerciaux d'électricité a été considérablement renforcée au cours des dernières années avec la mise en place d'un mécanisme dit de couplage¹⁰ entre les marchés de 19 pays européens garantissant que l'électricité va des pays où elle est la moins chère à produire vers les pays où elle est la plus chère. Un tel mécanisme permet de réduire significativement les coûts d'approvisionnement en électricité.

Le développement du couplage et des interconnexions a permis une plus grande intégration des marchés européens et une convergence des prix. Ainsi, pour les années 2013-2015, l'écart entre les prix de gros allemands et français a été inférieur à 0,01 €/MWh plus de 50 % du temps (idem pour la Belgique¹¹).

2.2 Les objectifs et les dispositifs de soutien nationaux aux EnR électriques sont extrêmement variés et coûteux pour les finances publiques

Pour 2020, l'objectif européen de 20 % d'EnR dans la consommation finale brute d'énergie a été décliné en objectifs nationaux extrêmement variables entre les différents pays, allant de 49 % pour la Suède (cf. graphique 3) à 11 % (pour le Luxembourg). Pour 2030, l'objectif européen de 27 % d'EnR n'a pas été décliné par pays. La part d'EnR dans la consommation finale brute dans l'ensemble des secteurs (électricité, transport et chaleur) est passée de 8,4 % en 2004 à 16,0 % en 2014.

Pour l'UE dans son ensemble, la part des EnR dans l'électricité est passée de 14,4 % en 2004 à 27,5 % en 2014¹². La part d'EnR dans la production¹³ électrique varie fortement entre les pays (70 % en Autriche contre 7,3 % en Hongrie, cf. graphique 3).

Sur le marché EU-ETS, qui est l'unique outil transfrontalier pour les EnR, le prix du quota de CO₂ est aujourd'hui très faible (autour de 6 €/tCO₂) ce qui est insuffisant pour rendre les EnR les moins coûteuses plus compétitives que les moyens de production carbonés (centrales à gaz et charbon). Un soutien spécifique est donc nécessaire pour permettre le déploiement des EnR.

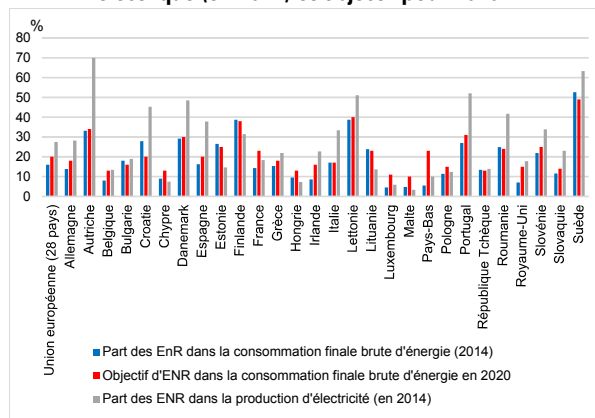
Dans les faits, des mécanismes de soutien aux EnR électriques (qui dans la plupart des pays ne sont pas ouverts aux EnR étrangères) très divers ont été adoptés au sein de chaque État membre, par exemple :

- *Un système de prime* venant s'ajouter au prix de marché et financé par la puissance publique existe en France (le complément de rémunération¹⁴) et en Allemagne. Le droit européen autorise les plus petites installations à bénéficier d'un *tarif d'achat garanti*. Dans ce cas, la rémunération des producteurs est indépendante du prix de marché.

- *Un marché de certificats verts* existe en Suède et en Belgique. Chaque installation EnR ouvre droit à un montant de certificats en fonction de sa production et les fournisseurs d'électricité ont l'obligation de détenir un montant de certificats verts proportionnel à leur part de marché. Ils peuvent acheter ces certificats aux producteurs d'EnR ou sur le marché de certificats, à d'autres fournisseurs d'électricité ayant un surplus de certificats. Le coût lié à cette obligation est alors répercuté sur les consommateurs d'électricité.

Le coût du soutien public annuel s'avère très élevé en Europe (24 Md€ en Allemagne¹⁵, 5,6 Md€ en France en 2017). Selon la Commission¹⁶, en conservant des marchés nationaux l'atteinte des objectifs d'EnR en 2030 demandera un investissement total (privé et public) de 1 000 Md€ entre 2015 et 2030 pour le seul secteur de l'électricité.

Graphique 3 : part d'EnR dans les mix énergétique et électrique (en 2014) et objectif pour 2020



Source : SOeS pour la France, Eurostat pour les autres pays.

Les prix sur les marchés spot ont fortement baissé au cours des dernières années et sont aujourd'hui relativement faibles. Ainsi, le prix sur le marché spot est passé de 46,7 €/MWh en moyenne en 2005 en France à 34,7 €/MWh en 2014 et 36,8 €/MWh en 2016 (cf. graphique 4). La baisse a été également importante en Allemagne et en Italie.

Une partie de la baisse du prix de marché est conjoncturelle et provient de la baisse du prix des combustibles, comme le gaz (dont le prix sur le marché spot est passé de 28,5 €/MWh en janvier 2014 à 13,1 €/MWh en octobre 2016¹⁷) ou le charbon, qui réduit mécaniquement le coût marginal de production des centrales thermiques. Ces centrales sont souvent appelées en dernier et, leur coût marginal déterminant alors le prix de marché, le prix de marché qui rémunère l'ensemble des moyens de production baisse (cf. encadré 1).

(10) Le couplage permet de faire correspondre l'ensemble des offres d'achat de chaque pays avec l'ensemble des moyens de production de la zone couplée. Le couplage implique conjointement les bourses d'électricité et les gestionnaires de réseau de transport à travers l'utilisation d'une plate-forme unique pour les transactions journalières d'électricité.

(11) Source : Commission de régulation de l'énergie, 2016, *Les interconnexions électriques et gazières en France*.

(12) Source : Eurostat.

(13) Du fait de l'impossibilité de tracer les électrons et de l'intégration du marché de l'électricité, le niveau des EnR électriques est exprimé en part de la production plutôt qu'en part de la consommation. De fait, de manière conventionnelle, d'après la directive 2009/28/CE, la consommation finale brute d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables est la quantité d'électricité produite dans un État membre à partir de sources renouvelables.

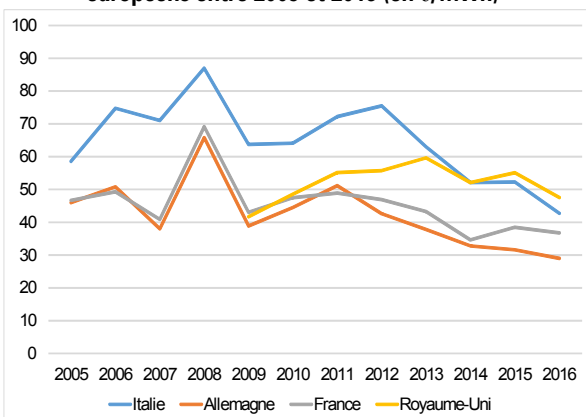
(14) La France a opté pour une prime nommée « complément de rémunération ». Cf. Grazi L. et Souletie A. (2016), « Les énergies renouvelables : quels enjeux de politique publique », *Lettre Trésor-Éco* n°162.

(15) Prévision des gestionnaires de réseaux dans le cadre de la EEG-Umlage.

(16) COM(2016) 767.

(17) Source : Powernext, au point de livraison PEG.

Graphique 4 : évolution des prix spot dans plusieurs pays européens entre 2005 et 2016 (en €/MWh)



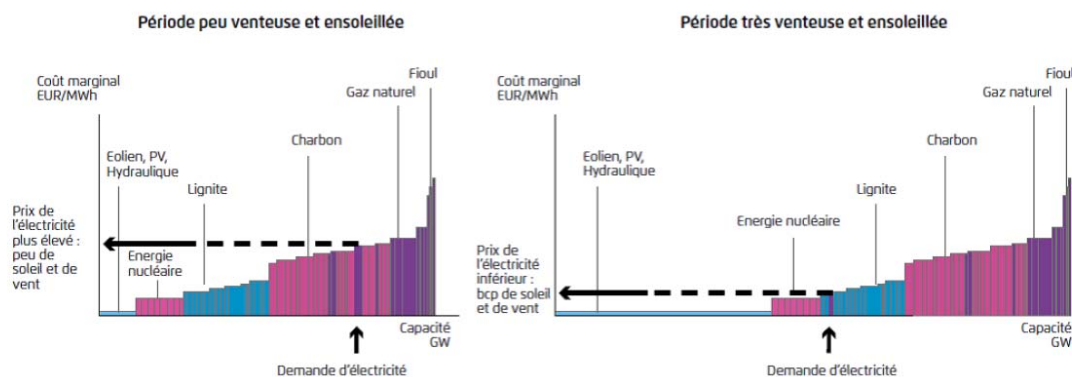
Source : Epeex spot (France et Allemagne), bourse GME (Italie), APX Power UK (Royaume-Uni).

Il existe également des causes plus structurelles. Le développement massif des EnR a conduit dans certains pays à une situation de surdimensionnement des capacités de production, ce qui joue négativement sur les prix. Ainsi, en Allemagne, la capacité d'éolien terrestre est passée de 12,0 GW en 2002 à 45,5 GW en 2016¹⁸ et celle de photovoltaïque de 0,3 GW à

40,9 GW¹⁹ tandis que, sur la même période, les capacités non renouvelables ont légèrement augmenté. Le niveau global de capacité est ainsi passé de 114,8 GW à 197,2 GW, alors que la demande d'électricité est restée relativement stable (509 TWh en 2002 et 514 TWh en 2015²⁰). Même si les EnR fonctionnent moins longtemps que les moyens de production non carbonés, cela représente une augmentation importante des capacités.

De plus, la plupart des EnR nouvellement déployées ayant un coût marginal de production quasi-nul, elles sont appelées en premier, ce qui décale l'appel des autres technologies de production au coût marginal plus élevé. Les graphiques 5 présente cette situation pour l'Allemagne, qui possède un niveau important d'EnR intermittentes. En l'absence de vent ou de soleil, les dernières unités appelées vont être des moyens de production carbonés (comme le charbon ou le gaz), qui possèdent un coût marginal assez élevé, ce qui entraîne un prix élevé sur le marché de l'électricité. En présence de vent et/ou de soleil, les EnR sont appelées en premier, ce qui implique que certaines centrales ne sont plus appelées (pour un niveau de demande inchangé). Les dernières unités appelées sont alors des centrales nucléaires ou des centrales au lignite ayant un coût marginal plus faible, ce qui réduit le prix pour l'ensemble du marché de l'électricité. Le déploiement des EnR conduit donc à une baisse du prix de marché de l'électricité.

Graphiques 5 : formation des prix sur le marché de gros en présence d'EnR électriques



Source : E. Becker « La sécurité d'approvisionnement électrique », d'après Agora Energiewende dans France Stratégie, 2015, L'Union de l'énergie.

Du fait du faible niveau des prix de marché de l'électricité et des coûts fixes relativement élevés des unités de production, de nombreuses capacités ne sont pas spontanément rentables aujourd'hui ; certaines sont même amenées à fermer. **Il est donc nécessaire de s'assurer que toutes les capacités de production électriques trouvent une source de financement.** Différentes solutions sont envisageables dont la comparaison, qui ne fait pas l'objet de ce Trésor-Eco, doit reposer sur une analyse coûts-bénéfices rigoureuse. On peut notamment citer : l'approche « *energy only* » qui laisse jouer pleinement le

marché de l'énergie en permettant que l'augmentation du prix pendant les pics de demande permette aux producteurs de dégager une rente suffisante pour couvrir leurs coûts fixes, en relevant par exemple les prix plafonds ; la mise en place de « mécanismes de capacité » complémentaires aux marchés de l'énergie électrique, permettant la rémunération des capacités disponibles en sus de la production effective ; l'utilisation de contrats de long terme entre producteurs et fournisseurs, tenant compte du coût moyen de production et non pas seulement du coût marginal.

3. Une plus grande coordination des politiques énergétiques nationales engendrerait des gains d'efficacité et permettrait une réduction significative du soutien public au niveau européen

La très forte intégration du marché européen de l'électricité appelle de facto à considérer la dimension européenne dans la conception des politiques énergétiques. La présence d'interconnexions implique en effet qu'une variation

du prix de l'électricité dans un pays affecte les pays avec lesquels il est interconnecté. Ainsi le déploiement d'EnR au coût marginal quasi-nul dans un pays exerce une pression à la baisse sur le prix de l'électricité dans le pays en question (*cf. supra*), mais égale-

(18) Source : AGEE, BMWi, Bundesnetzagentur.

(19) Source : AIE, *Trends 2015 in Photovoltaic Applications* (pour 2002) et EurObserv'ER, *Baromètre photovoltaïque 2015* (pour 2015).

(20) Source : Eurostat.

ment dans les pays interconnectés. De telles répercussions suggèrent qu'un renforcement de la coordination des politiques énergétiques nationales engendrerait les gains d'efficacité suivants:

- *Une optimisation géographique dans l'implémentation des énergies renouvelables.* Les meilleurs gisements d'énergie renouvelable au niveau européen, et non pas uniquement au sein de chaque pays, seraient exploités. Cela inciterait à déployer davantage le photovoltaïque dans les endroits les plus ensoleillés en Europe (par exemple en Espagne et au Portugal). Ainsi, le photovoltaïque ne serait pas déployé au sud de chaque pays, mais bien au sud de l'Europe (cf. graphique de couverture). De la même façon, la production à partir d'éoliennes serait davantage concentrée dans les pays les plus venteux (Danemark par exemple).
- *Une stimulation de la concurrence au niveau européen susceptible d'engendrer une réduction globale des coûts du système électrique et du montant de soutien public.*
- *Une réduction des problèmes engendrés par l'intermittence des EnR, notamment sur la stabilité des réseaux électriques.* Le déploiement des EnR déséquilibre les réseaux électriques : du fait de leur intermittence et, dans une moindre mesure, du caractère non pilotable de leur production, les EnR peuvent engendrer de forts déséquilibres entre l'offre et la demande d'électricité. A cause des

interconnexions, ces externalités ne concernent pas uniquement les pays déployant des EnR mais également leurs voisins. Par exemple, lorsque les éoliennes du nord de l'Allemagne fonctionnent subitement du fait de conditions de vent fort, le surplus d'électricité produite est transféré aux pays interconnectés qui n'en ont pas nécessairement besoin, créant un déséquilibre entre offre et demande dans ces pays. Une politique européenne permettrait de réduire cet effet négatif en réduisant les problèmes d'intermittence du fait de l'exploitation de gisements plus rentables (et donc fonctionnant plus longtemps) et d'un plus grand foisonnement (par exemple, comme des régimes de vent décorrélés existent en Europe, une répartition optimale des capacités éoliennes permet de diminuer la variabilité de la production éolienne totale).

Cela nécessite un travail d'harmonisation, notamment entre les différentes réglementations (par exemple les règles d'installation des éoliennes) présentes dans chaque pays. Mais les gains potentiels liés à une plus grande coopération en termes de politiques de soutien aux EnR sont très élevés. D'après la Commission, le passage à une politique européenne de soutien aux EnR permettrait une réduction du coût de déploiement des EnR de l'ordre de 10 Md€²¹ chaque année (cf. encadré 2). L'ordre de grandeur des gains anticipés est similaire à celui estimé dans la plupart des études académiques.

Encadré 2 : gain à la mutualisation des soutiens aux EnR

La Commission^a estime que le passage d'un scénario où les politiques d'EnR sont strictement déterminées au niveau national et atteignent l'objectif de 27 % d'EnR en 2030^b à un scénario où la politique d'EnR s'effectue au niveau européen de manière à minimiser les coûts^c permet une réduction du coût du système électrique d'environ 10 Md€ chaque année entre 2021 et 2030^d, essentiellement liée à la réduction du coût de déploiement des EnR. Une coopération moins poussée (en ouvrant 10 % des mécanismes de soutien, puis 15 % à partir de 2025, aux capacités EnR étrangères) permettrait des gains de 1 Md€ par an.

Plusieurs études confirment l'existence de gains importants à la coordination. Aune *et al.* (2012)^e montrent que la mise en place d'un marché européen des certificats verts (plutôt que de marchés nationaux) permettrait de réduire le coût de déploiement d'environ 70 %. Capros *et al.* (2011)^f estiment que la mise en place d'un marché européen (les États pouvant dans ce modèle acheter ou vendre la production d'EnR d'autres États pour atteindre leur objectif) réduirait le coût de l'électricité de 16 à 25 %. Saguean et Meeus (2014)^g, à partir d'un modèle théorique à deux pays, soulignent que la coopération peut conduire à des gains importants notamment si les pays n'ont pas le même profil de production (par exemple lorsqu'un des pays produit des EnR pendant son pic de consommation et l'autre quand sa demande est la plus faible). Dans ce modèle théorique, la coopération réduit le coût du système électrique de 50 à 90 % selon les profils de production.

- SWD (2016) 418 final, impact assessment accompanying the document "Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources", part 3/4.
- Scénario dit CRA.
- Scénario EU2027.
- Les deux scénarios sont identiques sur les autres points.
- Aune F.R., Dalen H.M. et C. Hagem (2012), "Implementing the EU renewable target through green certificate markets", *Energy Economics*, 34, pp 992-1000.
- Capro P., Mantzos L., Parousos L., Tasios N., Klaasen G. et T. Van Ierland (2011), "Analysis of the EU policy package on climate change and renewables", *Energy Policy*, 39, pp 1476-1485.
- Saguean M. et Meeus L. (2014), "Impact of the regulatory framework for transmission investments on the cost of renewable energy in the EU", *Energy Economics*, 43, p 185-194.

La plupart des estimations de gains liés à la coordination des soutiens aux EnR considèrent que le dimensionnement du réseau de transport et des interconnexions actuel est suffisant pour capter l'essentiel des gains. Il existe donc des gains significatifs à la coordination même en l'absence de nouvelles infrastructures de transport et d'interconnexion. Le développement éventuel de ces nouvelles interconnexions devrait ainsi être effectué au cas par cas et après une analyse coûts-bénéfices, afin de s'assurer qu'elles conduisent effectivement à de nouveaux gains.

Au-delà de leur transfert du niveau national au niveau européen (cf. *infra*), il serait également nécessaire de revoir la conception des mécanismes de soutien, pour les harmoniser et permettre une véritable politique européenne. Plusieurs solutions sont possibles :

- *Augmenter le prix du carbone au niveau européen.* Un prix du quota carbone suffisamment élevé en Europe (par exemple, entre 30 et 40 €/tCO₂) inciterait à la réalisation des actions ayant le coût de la tonne de carbone évitée le plus faible. Les investissements privés seraient naturellement

(21) Ces 10 Md€ seraient répartis entre les consommateurs et le gain pour les finances publiques (la répartition pouvant varier suivant les mécanismes retenus).

orientés vers les EnR les moins coûteuses au niveau européen qui deviendraient plus compétitives que les nouvelles installations au gaz ou au charbon. Le soutien public à la production d'EnR s'en trouverait diminué et pourrait être orienté vers la R&D.

- *Mettre en place un mécanisme de soutien unique des EnR, pour inciter à l'exploitation des gisements les plus rentables au niveau européen.* Cette rémunération pourrait

prendre la forme d'une prime uniforme versée au niveau européen ou d'un marché européen de certificats verts que les fournisseurs seraient contraints d'acheter aux producteurs d'EnR et dont la valorisation dépendrait de l'évolution future des prix de l'électricité.

- *Élargir les actuels mécanismes de soutien nationaux aux capacités étrangères.* Ce serait un premier pas en direction de cette plus grande coopération.

4. La mise en place d'une politique énergétique de soutien aux EnR commune représente un saut d'intégration majeur pour l'Union européenne

Le renforcement de la coordination des politiques de soutiens aux EnR, et plus généralement des politiques énergétiques nationales, nécessite que les États membres acceptent de perdre une partie de leur souveraineté sur le pilotage du mix électrique national, en l'espèce sur la composition de la part des EnR dans le mix. Cette intégration a en tout état de cause déjà été initiée par

la politique d'interconnexion des marchés de l'électricité : le fait de pouvoir importer ou exporter de l'énergie sur un marché implique déjà en soi une certaine perte de contrôle sur l'origine de l'énergie produite. Il existe toutefois peu de secteurs où les gains à attendre d'un renforcement de l'intégration européenne sont aussi élevés.

Mathilde DIDIER, Alexis LOUBLIER, Arthur SOULETIE

Éditeur :

Ministère de l'Économie
et des Finances

Direction générale du Trésor
139, rue de Bercy
75575 Paris CEDEX 12

Directeur de la Publication :

Michel Houdebine

Rédacteur en chef :

Jean-Luc Schneider
(01 44 87 18 51)
tresor-eco@dgtrésor.gouv.fr

Mise en page :

Maryse Dos Santos
ISSN 1777-8050
eISSN 2417-9620

Derniers numéros parus

Mars 2017

n°196. Contribution à la réflexion sur l'approfondissement de l'Union bancaire
Vincent Alhenc-Gelas, Lucie Castets, Thomas Ernoult, Nathanaël Mason-Schuler

n°195. Quel impact de la politique de change pour les pays exportateurs de matières premières ?
Thomas Gillet, Myriam Morin Wang, Mathilde Tisseyre

n°194. La situation économique mondiale au printemps 2017 : amélioration progressive dans un contexte très incertain

Jean-Baptiste Bernard, Laetitia François, Thomas Gillet, Julien Lecumberry, Yasmine Osman, Morgane Salomé

n°193. Brevets et normalisation technique : comment concilier concurrence et innovation ?
Louise Rabier

n°192. 10 ans après la crise, quels résultats pour le G20 ?
Flavien Dupuis, David Nahoum

<http://www.tresor.economie.gouv.fr/tresor-eco>

Ce document a été élaboré sous la responsabilité de la direction générale du Trésor et ne reflète pas nécessairement la position du ministère de l'Économie et des Finances.