

## RÉSEAUX ET SUBVENTIONS : LES COÛTS CACHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ISSUE D'ÉNERGIES INTERMITTENTES

Les pays Européens ont fait de la lutte contre le changement climatique une priorité politique. Dans ce but, les objectifs légalement contraignants du paquet Énergie-Climat fixent une part des énergies renouvelables égale à au moins 20 % de la consommation totale d'énergie en 2020. Des mesures de soutien sont indispensables pour permettre le développement des énergies renouvelables au-delà de ce qu'aurait permis la seule initiative privée. En plus de ces aides, la transformation du marché de l'électricité induite par cette politique exige une véritable régulation économique du secteur, dans le but de fournir aux investisseurs comme aux consommateurs un cadre à la fois incitatif et stable. Mais le caractère intermittent d'énergies telles que le solaire ou l'éolien a des incidences économiques ou industrielles souvent sous-estimées...



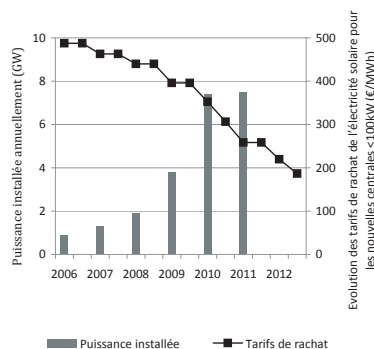
Dans le cadre d'un mémoire de troisième année de la formation d'ingénieurs des Mines, nous avons étudié les conditions du développement de la génération d'électricité à partir d'énergies renouvelables, en particulier le photovoltaïque et l'éolien. En rencontrant des acteurs très variés, en compulsant de nombreux rapports et en étudiant les politiques européennes, nous avons pris conscience des coûts cachés de ces énergies, qui ont pour trait commun d'être intermittentes!

### Les aides à l'installation

Est-il raisonnable que l'Allemagne, qui n'est pas un pays particulièrement ensoleillé, concentre 44 % des panneaux solaires photovoltaïques installés dans le monde ? C'est pourtant la conséquence de sa politique de soutien à base de tarifs de rachat attractifs...

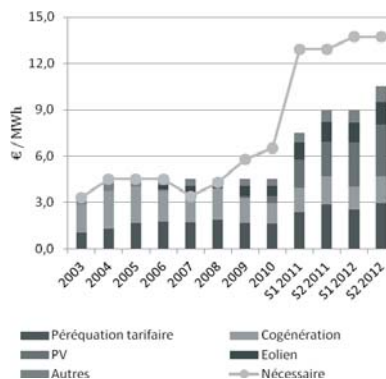
Ces mécanismes de rachat de l'électricité renouvelable, largement adoptés par les pays européens, sont très favorables aux investisseurs : les performances des équipements sont souvent garanties par les constructeurs, le tarif de rachat est indépendant du prix réel de l'électricité et les volumes sont garantis par l'obligation d'achat.

Comme tout investisseur se présentant au guichet peut profiter de tarifs garantis pour plusieurs années, d'importantes dépenses récurrentes voient le jour. Ces tarifs permettent effectivement d'installer les capacités de production ciblées. En Allemagne, par exemple, la loi EEG a permis d'augmenter la part des renouvelables au-delà des 12,5 % initialement prévus pour 2010 : cette année-là, près de 20 % de l'électricité produite l'a été à partir d'énergies subventionnées dans le cadre de cette loi, pour un coût total de 13,2 milliards d'euros.



Marché du solaire photovoltaïque en Allemagne et évolution des tarifs de rachat (données BSW Solar et loi EEG)

Cependant, la volonté politique de présenter la facture aux consommateurs-électeurs manque parfois... Ainsi, en France, l'explosion des obligations de rachat d'électricité photovoltaïque aurait théoriquement dû conduire à un doublement de la CSPE (Contribution au service public de l'électricité) entre 2010 et le 1<sup>er</sup> semestre 2011. Cette augmentation est loin d'avoir été entièrement répercutée sur les consommateurs, comme le montre la figure ci-dessous suite à l'explosion des obligations de rachat d'électricité photovoltaïque : le doublement théorique de la CSPE entre 2010 et 1<sup>er</sup> semestre 2011 n'a pas été appliqué.



Evolution de la CSPE réelle et théorique – Source CRE

En Espagne, le déploiement des énergies renouvelables s'est fait à plus grande échelle que dans notre pays. La situation économique étant bien plus dégradée qu'en France, le gouvernement espagnol a refusé d'augmenter les tarifs de l'électricité, et le système électrique a accumulé un déficit qui s'élève fin 2011 à près de 25 md€. Les acteurs du secteur ayant des difficultés à financer ce déficit, il a été créé une caisse d'amortissement se finançant sur le marché obligataire avec la garantie du Trésor espagnol. Le déficit a ainsi été transféré des consommateurs aux contribuables espagnols...

Devant le coût des obligations d'achat et l'ampleur de leur impact sur les prix, une réduction drastique des tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque a été décidée en France et en Allemagne. Le ministre de l'Économie allemand Philipp Rösler, estimait ainsi en mai 2012 qu'il était anormal que « la moitié des subventions aux renouvelables aillent à une énergie qui fournit 3 % de l'électricité ».

### L'industrie en porte-à-faux

Les fonds considérables mobilisés pour le déploiement des énergies renouvelables sont censés favoriser le développement d'une filière industrielle locale. Mais la Chine n'a pas hésité à subventionner massivement ses industriels, ce qui a conduit à une surproduction importante de panneaux photovoltaïques – en 2011 il en a été produit deux fois plus qu'il n'en a été installé – et à un effondrement des prix. Conjugué à la forte baisse des tarifs de rachat visant à limiter les effets d'aubaine, cet effondrement des prix a pris les constructeurs européens dans un effet ciseau qui a entraîné de nombreuses faillites.

En effet, la mise en forme simple de silicium de qualité moyenne, la chaudronnerie, ou même l'électronique de puissance sont des technologies matures, industrialisées depuis des années. Ces

fabrications ne sont donc pas des activités à très forte valeur ajoutée, et le coût du travail représente une part significative du coût de revient total. Dès lors, la concurrence de fabricants chinois aidés par l'État et bénéficiant d'un coût du travail plus faible a mis les fabricants européens en grande difficulté.

Il est possible de remédier aux travers de ces politiques de subvention de la demande, une fois qu'ils ont été bien identifiés : en France, le développement de l'éolien *offshore* s'accompagne d'un contrôle des volumes produits, et donc du coût de la politique de soutien. En outre, les cahiers des charges imposent des conditions sur l'implantation des usines et la localisation de la production. Certains champs n'ont pas été attribués, quand les prix proposés étaient trop élevés. Notons enfin que les éoliennes marines de grande puissance ne sont pas encore un produit courant, et des efforts d'innovation significatifs restent à fournir. Des baisses de prix significatives peuvent donc encore être attendues.

### Une augmentation des à-coups pour le système électrique

Quoi qu'il en soit, la mise en place d'un mécanisme économique viable permettant le déploiement de la production d'électricité « renouvelable » n'est pas à lui seul suffisant à assurer la transition vers le « tout renouvelable ». L'un des enjeux du système électrique est de pouvoir faire face aux variations rapides de la demande, et cette volatilité de la demande est vouée à augmenter à mesure que les consommateurs utiliseront l'électricité pour remplacer des hydrocarbures devenus coûteux.

***"Lorsque les énergies intermittentes représenteront une part significative du parc de production, la gestion des fluctuations de l'offre et de la demande d'électricité demandera des capacités d'effacement, d'appoint et de secours équivalentes à plusieurs dizaines de centrales nucléaires !"***

La diffusion de véhicules hybrides ou électriques et le remplacement du fioul de chauffage par des radiateurs électriques ou des pompes à chaleur tendent, d'une part, à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> (à condition évidemment de produire une électricité peu émettrice de CO<sub>2</sub>), et d'autre part à faire augmenter la demande d'électricité.

En particulier, ces évolutions contribueront à accroître les phénomènes de pointe : car un soir d'hiver, le consommateur moyen, une fois rentré à la maison, branche sa voiture dans son garage avant d'allumer son four électrique, etc. Si les technologies qui permettraient de lisser dans une certaine mesure la pointe existent bien, il n'existe pas aujourd'hui de *business model* pour leur déploiement à grande échelle,

et de sérieux doutes subsistent quant à leur acceptabilité par les consommateurs.

On désigne sous le vocable générique de « *smart grids* » des technologies censées résoudre à la fois les problèmes nouveaux posés par l'intégration dans le réseau des sources intermittentes, et les problèmes classiques posés par la volatilité de la demande. Le réseau actuel n'est pas pour autant un « réseau idiot ». Les opérateurs centralisent depuis longtemps les prévisions de consommation et les offres de production, puis optimisent le fonctionnement du réseau et les stockages d'énergie hydraulique. Ce système tire déjà parti des prévisions météorologiques et parvient à prédire avec précision la consommation des clients. Un « *smart grid* » n'apportera pas davantage de services dans ce domaine.

En réalité, les « *smart grids* » consistent aujourd'hui pour l'essentiel en un ensemble de compteurs connectés à internet, pouvant être relevés à distance et faire de la tarification dynamique ainsi que du délestage sélectif. La grande question n'est pas celle de la faisabilité technique, mais bien celle de l'acceptabilité par les consommateurs de ce type de pratiques.

Le délestage sélectif consiste à autoriser le fournisseur d'électricité à arrêter et démarrer à discrétion des appareils chez ses clients. Cependant, de nombreux appareils, comme les téléviseurs ou les cuisinières, ne peuvent être arrêtés sans une réelle perte de valeur d'usage pour ces clients.

La tarification dynamique consiste en l'envoi en temps réel de « signaux prix » par le fournisseur à ses clients. On peut imaginer un système heures pleines/heures creuses avec des prix différenciés suivant les tranches horaires, variant suivant les conditions météo et/ou la date, etc. Mais comment attirer les clients vers un type d'offre où ils devraient suivre les prix de leur électricité comme un *trader* suit l'évolution des cours de bourse, alors que la plupart ne sont pas prêts à quitter les tarifs réglementés ?

Enfin, la connexion des compteurs à internet pose la question de la sécurité informatique. Comment garantir à un client qu'il ne sera pas laissé dans le noir par un compteur piraté ?

En conclusion, la croissance de la production d'électricité à partir des énergies intermittentes conjuguée à une volatilité accrue de la demande pose un défi considérable au système électrique, auquel les « *smart grids* » ne semblent pas en mesure de répondre dans l'immédiat.

### Réseau et oppositions des populations

Comparons une éolienne et un barrage au fil de l'eau de même puissance. Les deux installations nécessitent le même câble et le même transformateur pour se connecter au réseau. Si l'éolienne produit au mieux pendant 2 500 heures par an, le barrage peut fonctionner jusqu'à 8 500 heures. En conséquence, les coûts réseaux de l'éolienne seront par mégawatt-heure produit quasiment quatre fois plus élevés, sachant qu'il faudrait en plus un moyen de production supplémentaire pour fournir du courant pendant les 6 000 heures restantes.

Jusqu'à présent, les surcapacités de production non intermittente nées de la crise, ont fait que la seule contrainte a été d'installer les lignes électriques permettant de raccorder aux consommateurs les capacités de production

intermittentes. Cela représente déjà un défi considérable pour les gestionnaires de réseau, car la construction de toute nouvelle ligne électrique rencontre une opposition croissante des populations concernées. Et une fois les recours légaux épuisés, les opposants au projet conservent la possibilité de mener des actions coup-de-poing dont le retentissement médiatique peut être important.

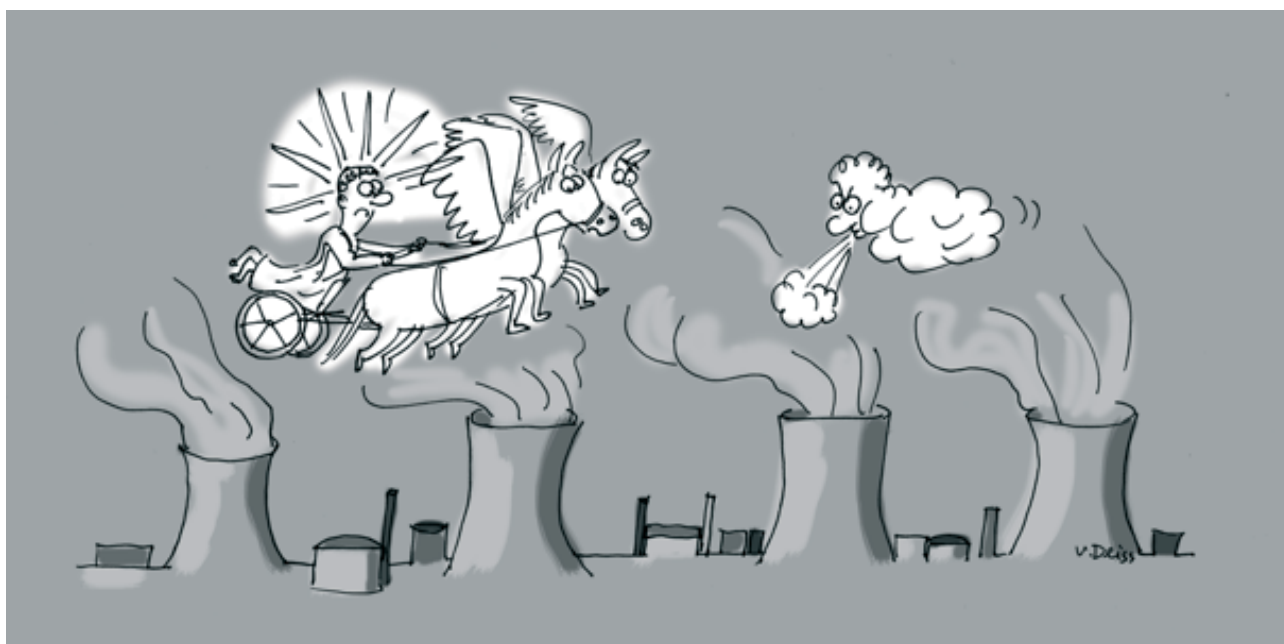
Les gestionnaires de réseaux procèdent donc avec la plus grande prudence et recourent fréquemment à des lignes enterrées afin de protéger le paysage. Les technologies sont simples et éprouvées, mais elles coûtent dix fois plus cher. L'enjeu ici n'est toutefois pas tant le coût (qui représente tout de même 10 % de la facture finale pour le consommateur) que les délais : RTE indique qu'il faut aujourd'hui compter huit ans entre le lancement d'un projet et la construction du premier pylône ou de la première tranchée.

En plus de ces lignes de raccordement, RTE estime avoir besoin de développer 8 GW d'interconnexions supplémentaires d'ici 2020 afin d'optimiser le réseau électrique français et, notamment, de garantir un approvisionnement suffisant lors des pointes de consommation hivernales. Ici encore, le temps plus que l'argent complique l'équation : la réalisation d'interconnexions est le résultat d'un dialogue entre administrations et gestionnaires de réseau partenaires, dialogue qui peut durer fort longtemps. Le projet de ligne France-Espagne est en discussion depuis plus de 25 ans... De même, on considère que l'Allemagne devrait construire 4 000 km de lignes supplémentaires pour transporter la production électrique intermittente, située majoritairement dans le nord du pays, sur les lieux de consommation, situés majoritairement dans le sud. Or, en dix ans, elle n'a été à même d'en construire que 100 km...

### Les capacités d'appoint et de secours

Mais ce n'est pas tout : lorsque les énergies intermittentes représenteront une part significative du parc de production, la gestion des fluctuations de l'offre et de la demande d'électricité demandera des capacités d'effacement, d'appoint et de secours équivalentes à plusieurs dizaines de centrales nucléaires !

Or, paradoxalement, la tendance est plutôt à la fermeture de capacités d'appoint flexibles : GDF Suez a annoncé en juin 2012 son intention de fermer trois unités totalisant 900 MW de puissance en Belgique d'ici à septembre 2013 et, en France, les centrales au charbon de Saint-Avold et du Havre devraient respectivement être fermées par E.ON et EDF en 2013 et 2015.



Ces fermetures sont dues à des difficultés économiques liées à l'irruption de sources d'énergies subventionnées sur un marché libéralisé. En effet, les électriciens ont l'obligation de racheter la production d'origine renouvelable à des tarifs supérieurs aux prix de gros de l'électricité et, une fois celle-ci achetée, il faut la revendre tout de suite à n'importe quel prix, puisqu'elle ne peut être stockée. Comme rien ne garantit que les clients en aient besoin au moment précis où elle est générée, cette production fait baisser les prix d'achat de manière significative, des prix négatifs pouvant même être ponctuellement observés. Produire de l'électricité de semi-base/pointe devient alors une très mauvaise affaire : un producteur vendant de l'électricité se voit concurrencé par des acteurs subventionnés vendant à perte. Pire encore, les clients ont l'obligation légale d'acheter à ces acteurs subventionnés.

Le fait que les industriels se désengagent de ce marché de la semi-base / pointe n'a donc rien d'étonnant. Mais laisser les installations correspondantes fermer, en se félicitant de la disparition progressive de la génération électrique carbonée, serait négliger la pointe hivernale. Celle-ci a lieu en général à 19 heures, alors que le soleil est couché, sans que l'on ait la moindre garantie quant aux vitesses des vents. Pour que l'activité économique puisse se poursuivre normalement, il est crucial de disposer de moyens de production flexibles en quantité suffisante.

Garantir la sécurité d'approvisionnement exige donc que le service procuré par ces moyens flexibles soit correctement rémunéré.

Mais les électriciens considèrent avec circonspection les modèles économiques administrés où la répartition de la valeur entre entreprises et consommateurs est pilotée par la puissance publique. De ce point de vue, le déficit du système électrique espagnol et les difficultés des pouvoirs publics français à augmenter suffisamment le prix du gaz ou la CSPE ne renforcent pas la crédibilité des pouvoirs politiques comme régulateurs économiques.

### La vision de la Commission européenne

La Commission européenne soutient depuis plusieurs années des projets d'interconnexion très volontaristes, nettement plus ambitieux que ceux des gestionnaires de réseaux eux-mêmes. Or, les difficultés soulevées par l'installation de nouvelles lignes sont telles que la réalisation dans les délais prévus des seuls projets des gestionnaires de réseau paraît déjà difficile. L'origine de ce volontarisme, allant au-delà du seul développement du marché intérieur, peut être attribuée aux présidences allemande (en 2009) et danoise (en 2012) de l'Union. En effet, l'Allemagne et le Danemark ont installé d'importantes capacités intermittentes de production d'électricité, et ils sont allés au plus simple pour gérer le problème de la pointe et celui de l'intermittence : être bien connectés à leurs voisins, qui doivent alors trouver un moyen de gérer la variabilité introduite dans le système électrique commun.

C'est ce qui se produit aujourd'hui entre les pays nordiques et le Danemark. Celui-ci importe de ses voisins l'électricité dont il a besoin lorsque ses éoliennes ne produisent pas, et exporte son électricité excédentaire lorsque les consommateurs danois ne consomment pas toute la production éolienne locale. La Norvège, qui dispose d'une capacité hydroélectrique très importante, rachète à un prix très avantageux l'électricité danoise « fatale », tout en économisant l'eau de ses barrages. Cette eau sera ensuite turbinée pour fournir de l'électricité qui sera exportée à un prix plus élevé pendant les heures de pointe. Soucieuse de profiter de ces opportunités commerciales, la Norvège s'est dotée d'interconnexions importantes avec le Danemark et les Pays-Bas. Elle envisage également de construire des câbles sous-marins vers l'Allemagne et le Royaume-Uni.

Pour le consommateur danois, le bilan est plus mitigé : il paye d'importants subsides aux exploitants d'éoliennes, avant de payer une deuxième fois un prix de marché élevé. Dans ces conditions, l'électricité danoise est l'une des plus

chères d'Europe, alors qu'elle reste très carbonée : en effet, les capacités locales d'appoint et de secours sont pour l'essentiel des centrales au charbon, qui fournissent encore plus des trois quarts de la demande danoise...

Une relation similaire à celle qu'entretient le Danemark avec ses partenaires est en train de se développer entre l'Allemagne et ses voisins, et notamment la France et le Benelux : du fait du couplage des marchés de gros, les différents systèmes électriques ne font plus qu'un en termes économiques. La volatilité de la production renouvelable allemande affecte donc ses voisins et notamment les producteurs conventionnels français, pour lesquels le gouvernement envisage de mettre en place un marché de capacité qui ferait reposer sur les consommateurs français une partie de la charge de la sécurité d'approvisionnement allemande.

Par moments, l'Allemagne exporte de l'énergie « fatale » d'origine renouvelable vers la France, qui doit alors baisser sa production ; à d'autres moments, l'Allemagne fait appel à un prix avantageux aux capacités non intermittentes disponibles dans notre pays, notamment aux centrales nucléaires, qu'elle juge inacceptables sur son propre territoire... Pourquoi l'Allemagne profiterait-elle sans compensation des avantages que lui apporte l'existence en France de fortes capacités de production garantie, au coût modéré ?

La logique implicite qui semble avoir prévalu jusqu'à aujourd'hui pourrait être résumée par « ce sont nos décisions et votre problème ». La crise de l'euro, née de déséquilibres excessifs dans certaines économies de la zone monétaire, démontre que la mise en place de structures communes nécessite le respect par les états participant d'accords préalablement établis sur le fonctionnement du système. Aujourd'hui le système électrique européen ne repose pas sur un tel accord politique.

L'intégration plus poussée du système électrique européen et le déploiement à grande échelle des énergies renouvelables intermittentes rendent d'autant plus urgent de traiter ce problème, et de négocier « Qui paye quoi ? Et pour quel service ? » Car des États en proie à de sérieuses difficultés financières seront moins capables que par le passé d'allouer des subventions pour soutenir tous les acteurs économiques d'un secteur essentiel pourvu d'ambitieux objectifs environnementaux.

*Aurélien Gay et Marc Grita, Ingénieurs des Mines.*

### NOTE

<sup>1</sup> On pourra trouver plus de détails dans l'ouvrage *Le système électrique européen, Enjeux et défis* (Presses de l'École des Mines de Paris, novembre 2012).

#### La Gazette de la société et des techniques

La *Gazette de la Société et des Techniques* a pour ambition de faire connaître des travaux qui peuvent éclairer l'opinion, sans prendre parti dans les débats politiques et sans être l'expression d'un point de vue officiel. Elle est diffusée par abonnements gratuits. Vous pouvez en demander des exemplaires ou suggérer des noms de personnes que vous estimez bon d'abonner.

Vous pouvez consulter tous les numéros sur le web à l'adresse :  
<http://www.anales.org/gazette.html>

#### RENSEIGNEMENTS ADMINISTRATIFS Dépôt légal novembre 2012

##### La Gazette de la Société et des techniques

est éditée par les *Annales des mines*,  
120, rue de Bercy - télédico 797 - 75012 Paris  
<http://www.anales.org/gazette.html>

Tél. : 01 42 79 40 84

Fax : 01 43 21 56 84 - mél : [michel.berry@ensmp.fr](mailto:michel.berry@ensmp.fr)

N° ISSN 1621-2231.

**Directeur de la publication :** Pierre Couveinhes

**Rédacteur en chef :** Michel Berry

**Illustrations :** Véronique Deiss

**Réalisation :** PAO - SG - SEP 2 C

**Impression :** France repro



MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE  
ET DES FINANCES