

## Le flexing électrique (1)

Par Philip LOWE\* et Mark Van STIPHOUT\*\*

**La part totale des renouvelables dans l'électricité de l'Union européenne devrait passer de 19,4% en 2010 à 34% en 2020.**

**Les changements dans la manière de produire de l'électricité qu'implique l'engagement pris par l'Union européenne de réduire ses émissions de CO<sub>2</sub> et d'augmenter la part des renouvelables dans son mix électrique requièrent de nos systèmes électriques qu'ils deviennent beaucoup plus flexibles qu'ils ne le sont aujourd'hui.**

*"Don't wanna lose it  
It's electric  
Boogie woogie, woogie  
But you can't choose it  
It's electric"  
Marcia Griffiths – Electric Boogie*

Selon ses biographies, tout au moins, Marcia Griffiths ne s'est jamais investie profondément dans la gestion d'un système électrique. À l'époque où elle a enregistré son *Electric Boogie*, la gestion intelligente de sa consommation d'électricité domestique n'était pas non plus une préoccupation partagée par beaucoup de monde. Néanmoins, d'une certaine manière, sa chanson décrit les défis auxquels les systèmes électriques sont confrontés aujourd'hui.

Et puis, *Electric Boogie*, c'est aussi le nom d'un style de danse qui peut nous inspirer des solutions. S'il vous est déjà arrivé de voir un danseur d'*Electric Boogie* talentueux, vous avez certainement été surpris par les mouvements incroyables qu'il peut faire (et si vous n'en avez jamais vu, recherchez sur YouTube le document vidéo « Mr Wave ») (2).

C'est de cette « flexibilité » que les systèmes électriques auront besoin dans le futur.

En effet, nous ne pouvons pas décider du moment où le vent va souffler ou le soleil briller, mais nous ne voulons pas non plus voir gaspiller l'électricité produite.

La part des énergies renouvelables dans l'électricité de l'Union européenne passera vraisemblablement de 19,4 % en 2010 à 34 % en 2020. D'après l'analyse que nous avons faite des Plans d'action nationaux pour l'énergie renouvelable mis au point par les Etats membres, la croissance la plus forte au cours de la prochaine décennie à venir concernera les énergies éolienne et solaire. Les parts de celles-ci vont en effet croître respectivement de 2 à 14 %, et de 0 à 3 % du total de l'électricité consommée. Ces changements dans la manière dont nous produisons l'électricité, qui résultent de l'engagement pris par l'Union européenne de réduire ses émissions de CO<sub>2</sub> et d'augmen-

ter la part des renouvelables, nécessite que nos systèmes électriques deviennent beaucoup plus flexibles qu'ils ne le sont aujourd'hui.

Les investissements dans la production d'électricité à partir de nouvelles sources renouvelables ne sont pas guidés par les mêmes critères que ceux qui président aux investissements dans les moyens « traditionnels » de production d'électricité.

Dans bien des cas, les premiers reçoivent un soutien financier, ou bien répondent à une obligation légale. De plus, l'électricité provenant de sources d'énergies renouvelables bénéficie d'un accès prioritaire au réseau. Ce traitement privilégié a aussi pour effet de mettre l'électricité renouvelable à l'abri des marchés, y compris pendant sa production.

En outre, même si la production d'électricité renouvelable intervient parfois là où se situe la demande (c'est le cas des panneaux solaires installés sur les toits), le plus souvent, cette production est effectuée loin des lieux de consommation (le cas des fermes éoliennes *off-shore* est particulièrement parlant).

Dans tous les cas, les coûts de connexion au réseau électrique sont supportés non pas par ceux qui construisent les équipements de production, mais par les consommateurs d'électricité, au travers des tarifs de réseau. Cela signifie que les coûts de réseau ne jouent aucun rôle dans les décisions d'investissement, alors qu'ils contribuent à la hausse des coûts. En revanche, si un pays décide que son réseau *off-shore* (ou une partie de celui-ci) n'est pas assujéti aux règles régissant le réseau électrique réglementé « classique », les parcs éoliens *off-shore* peuvent payer eux-mêmes leur connexion au réseau, ce qui va au-delà de ce qui est demandé aux centrales au charbon situées sur la terre ferme.

À une époque où le développement des renouvelables avait besoin d'un coup de pouce, il s'est avéré nécessaire d'accorder à l'électricité renouvelable le privilège de ne pas couvrir les coûts qu'elle engendrait pour le système

électrique. Mais ce n'est plus admissible aujourd'hui, alors que les renouvelables sont en passe de prendre une large part du marché de l'électricité.

Tout se résume à cette question : que faire pour garantir que l'électricité provenant de sources renouvelables s'intègre dans le marché intérieur de l'électricité ? Ou plus précisément, que faire pour garantir que le marché intérieur de l'électricité continue à fonctionner avec une part croissante d'énergie renouvelable ?

En résumé, nous devons donner une valeur à la flexibilité. Sur le marché de gros, l'électricité a une valeur à l'heure, une valeur au quart d'heure, voire une valeur à la seconde, lorsqu'il s'agit de la réserve primaire.

Afin d'ajuster en permanence la production et la consommation d'électricité, les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité (GRTE) de beaucoup de pays européens fixent un prix de l'électricité chaque quart d'heure, et l'électricité a un prix horaire sur le marché de gros, qui est fixé un jour à l'avance.

Sur un marché compétitif, ce prix dépend de l'offre et de la demande : plus la demande est importante, plus il est nécessaire de faire appel à des installations de production coûteuses. Mais beaucoup de segments du marché de l'électricité n'ont pas connaissance de ce tarif à l'heure ou au quart d'heure : ils reçoivent un prix moyen à la journée et, par conséquent, ils n'ont aucune incitation à réagir en temps réel à l'offre et à la demande. Avec des sources de production plus intermittentes, il devient nécessaire qu'un nombre accru de participants au marché de l'électricité fassent appel à leur flexibilité pour garantir la continuité de la fourniture. Toutefois, cela ne se produira que si la flexibilité est valorisée : tous ceux qui sont impliqués dans le marché de l'électricité doivent avoir une incitation à réagir à des signaux de prix aussi proches que possible du temps réel.

### Des renouvelables en temps réel

En premier lieu, comme l'a indiqué cette année la Commission européenne dans sa Communication sur les renouvelables (COM/2012/271) (3), la production renouvelable d'électricité doit désormais devenir partie prenante au marché de l'électricité et ne plus en être protégée. Actuellement, moins d'un tiers des 19 % d'électricité provenant d'énergies renouvelables est protégé des prix du marché. Cette situation concerne principalement les nouveaux investissements, et doit être modifiée pour les technologies ayant atteint leur maturité. Pour les systèmes d'aide, cela signifie qu'il faut réduire le niveau des tarifs d'achat, afin que ceux-ci tiennent compte de la baisse des coûts des technologies, augmenter les exigences technologiques afin d'éviter les effets d'aubaine, et modifier les structures afin d'assurer une meilleure intégration des renouvelables au marché de l'électricité. Dans ce but, la Commission européenne prépare, en coopération avec les Etats membres, un guide sur les bonnes pratiques et sur l'expérience acquise en matière de systèmes d'aide. Ces derniers doivent encourager une meilleure prédictibilité et

une meilleure rentabilité, éviter les aides excessives (lorsque celles-ci sont démontrées) et développer une meilleure cohérence entre les Etats membres.

En second lieu, de nouvelles règles sont nécessaires pour prendre en compte l'évolution de notre secteur électrique, qui inclut de plus en plus une production intermittente éolienne et solaire. Ces règles devront refléter les spécificités des nouveaux modes de production de l'électricité. Ainsi, par exemple, le fait d'autoriser une cotation plus proche du temps réel sur des marchés d'équilibrage transfrontaliers permettra aux producteurs d'énergie renouvelable de participer pleinement à un marché vraiment compétitif et d'assumer progressivement les mêmes responsabilités que les producteurs conventionnels. Un couplage des marchés, grâce auquel une capacité d'interconnexion est allouée (et payée) conjointement à l'électricité, afin d'assurer une harmonisation optimale des prix entre pays, peut certes aider, mais cela ne saurait suffire. Seule une flexibilité apportée par des marchés d'équilibrage plus efficaces (intra-journaliers et sur des périodes plus longues), mieux intégrés par-delà les frontières nationales, permettrait une exploitation optimale du réseau (modernisé) et une utilisation optimale des ressources de toute l'Europe. Cela garantirait que la flexibilité a une valeur et peut faire l'objet de transactions entre pays.

C'est d'ailleurs ce qui est mis en place actuellement. La Commission européenne, l'Agence pour la coopération entre les régulateurs de l'énergie (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators-ACER*), basée à Ljubljana (en Slovénie), et le Réseau européen des GRTE (ENTSOE) coopèrent afin de définir des codes de réseau détaillés permettant d'harmoniser le fonctionnement du marché dans l'ensemble des Etats membres, conformément aux mesures introduites par le troisième « paquet » relatif au marché intérieur de l'énergie. Le code de réseau concernant l'équilibrage est actuellement en cours de préparation, afin de permettre des échanges transfrontaliers plus proches du temps réel. Il devra mettre en place des accords d'équilibrage des réseaux qui soient harmonisés et en vigueur dans toute l'Union européenne ; il devrait anticiper sur des développements à venir tels qu'une pénétration élevée de la production renouvelable intermittente, qui devrait fortement inciter à une exploitation du système proche du temps réel. Si tout se passe bien, ce code devrait être mis en application au cours de l'année 2013.

### Construire par-delà les frontières

Non seulement l'électricité doit être vendue sur des marchés d'équilibrage transfrontaliers, mais le marché lui-même devrait être construit de manière transfrontalière. Historiquement, les Etats membres ont développé leurs ressources d'énergie renouvelable grâce à des systèmes d'aides nationaux. Cependant, la création d'un marché européen de l'énergie et le souci de réduire les coûts autant que faire se peut, devraient avoir comme conséquence de plus grands échanges de toutes les formes

d'énergie renouvelable. Pour faciliter cela, la directive Energie renouvelable a créé des mécanismes de coopération pour permettre que l'énergie renouvelable produite dans un Etat membre puisse être prise en compte dans les objectifs fixés à un autre. Cette disposition n'a pas encore été largement exploitée, malgré les avantages économiques qui pourraient en résulter pour les deux parties (la Commission a calculé que des échanges optimaux d'énergie renouvelable pourraient économiser jusqu'à 8 milliards d'euros par an [SEC (2008) 85 vol. II]).

Seuls deux Etats membres ont indiqué qu'ils utiliseraient ces mécanismes de coopération afin d'atteindre leurs objectifs à l'horizon 2020 (la Lituanie et l'Italie, mais cette dernière a indiqué récemment qu'elle n'aurait peut-être pas besoin, en définitive, de recourir à ce mécanisme). Du côté fourniture, dix Etats membres (la Bulgarie, l'Estonie, l'Allemagne, la Grèce, la Lituanie, la Pologne, le Portugal, la Slovaquie, l'Espagne et la Suède) devraient disposer d'un surplus de production qu'ils pourraient mettre à la disposition d'autres Etats membres (cette configuration pourrait toutefois se modifier d'ici à 2020). Le fait de transformer les systèmes d'aides nationaux en systèmes d'aides transfrontaliers, soit à l'échelle régionale, soit à l'échelle européenne, permettrait non seulement de réaliser des économies, mais aussi de rendre les investissements dans les énergies renouvelables moins vulnérables aux interventions gouvernementales remettant en cause des systèmes d'aides d'un coût devenu exorbitant (voir, par exemple, les changements récents intervenus en Espagne, en Tchéquie ou en Bulgarie). Pour cela, la Commission européenne veut promouvoir et orienter une utilisation accrue de mécanismes de coopération permettant aux pays membres d'atteindre leurs objectifs nationaux en achetant de l'énergie renouvelable et en abaissant ainsi le coût.

### La construction de nouvelles lignes

Comme nous le constatons, nous sommes en mesure de réaliser d'importantes économies en gérant plus efficacement le réseau électrique existant dans l'Union européenne. Toutefois, il est évident qu'il y a également besoin de davantage de lignes. À l'échelle européenne au sens large, dans le contexte d'une part croissante des renouvelables, la nécessité est souvent évoquée de développer des réseaux afin de connecter les parcs éoliens *offshore* de la Mer du Nord avec les parcs de panneaux solaires du sud de l'Europe *via* les principaux centres industriels consommateurs d'électricité. Mais ce ne sont pas seulement les renouvelables qui requièrent davantage de réseaux. En effet, de vastes parties de l'Union européenne sont encore insuffisamment connectées, comme la Péninsule ibérique et le Royaume-Uni. D'autres sont presque totalement isolées, comme les Pays baltes. Le 4 février 2011, le Conseil européen a déclaré qu'à l'horizon 2015 ces « îles énergétiques » ne devraient plus exister.

Le Conseil et le Parlement européens sont sur le point d'aboutir à un accord sur la proposition de la Commission

visant à définir des Orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes [COM/2011/658] (4). Ce règlement vise à accélérer la construction de nouvelles capacités d'interconnexion pour l'électricité, le gaz, le pétrole et le CO<sub>2</sub> (afin d'encourager la capture et le stockage de carbone). Il se compose de quatre éléments principaux :

- ✓ Un processus permettant à toutes les parties prenantes d'avaliser une liste de projets d'intérêt commun (PIC), c'est-à-dire des projets d'une telle importance pour le bon fonctionnement du marché intérieur qu'ils doivent être réalisés de toute urgence ;
- ✓ Un toilettage et une accélération des procédures d'agrément, en veillant à ce que les PIC approuvés bénéficient du soutien de l'administration, de telle sorte que les autorisations soient délivrées non seulement dans les délais les plus courts, mais aussi avec une transparence maximale et sans porter atteinte aux droits des citoyens à être consultés et, le cas échéant, à faire appel contre ces projets. La Commission a proposé que les décisions d'octroyer ces permis soient prises dans un délai maximal de trois ans ;
- ✓ Des principes de régulation pour la coopération transfrontalière entre les régulateurs et les GRTE, de sorte que des infrastructures transfrontalières puissent être construites ;
- ✓ Enfin, un soutien financier, dans le cas où le marché lui-même ne permettrait pas de financer des investissements qui n'apparaîtraient pas viables économiquement : cela peut être le cas, par exemple, pour la création d'une infrastructure améliorant la sécurité de fourniture, mais qui ne serait pas utilisée dans des circonstances normales, ou encore de l'utilisation de technologies innovantes présentant un risque important.

### You can't choose it, it's electric!

En ce qui concerne l'électricité, il y a un besoin urgent de pallier une conséquence du manque de lignes, à savoir les flux en boucle (*loop-flows*), ces flux d'électricité qui utilisent les capacités d'interconnexion sans payer pour cela. L'exemple le plus connu est celui du manque de capacité physique de réseau entre le nord et le sud de l'Allemagne, alors que l'Allemagne prise dans sa globalité est considérée comme une « plaque de cuivre » lorsqu'il s'agit de réserver de la capacité : il est impossible de louer de la capacité entre le nord et le sud de l'Allemagne, car celle-ci est considérée comme ne pouvant jamais être en défaut.

Cette situation, qui pose problème depuis longtemps, remonte à l'époque où des sociétés régionales d'électricité possédaient chacune leur propre réseau, et n'avaient donc aucune incitation à investir dans une intégration du marché. Cela a eu pour conséquence des flux d'électricité partant du nord de l'Allemagne et transitant par la Hollande et/ou la Belgique, pour revenir dans le sud de l'Allemagne :

c'est pour cette raison que l'on parle de flux en boucle. À la suite du tournant énergétique allemand (*Energiewende*), qui s'est traduit par la fermeture de huit centrales nucléaires (parmi lesquelles plusieurs centrales clés situées dans le sud de l'Allemagne), ainsi que par l'augmentation de la production d'électricité éolienne dans le nord du pays, le problème a été exacerbé, provoquant encore plus de flux en boucle, y compris à travers la Pologne et la République tchèque. L'Allemagne étant considérée comme un marché unique, aucun signal n'incite à investir dans la production électrique dans le sud plutôt que dans le nord : toute l'électricité produite est supposée alimenter le même marché de gros. Cela ne reflète pas cependant la réalité du marché : en effet, il devrait y avoir une différence de prix entre les deux zones afin d'encourager des investissements de production dans le sud de l'Allemagne, ou encore des capacités d'interconnexion entre le nord et le sud. Dans la situation actuelle, l'électricité est transportée gratuitement à travers des pays voisins sous la forme d'un flux non mesuré, qui ne fait pas l'objet de réservation et qui est payé aux interconnecteurs en utilisant la « marge de sécurité » de la capacité d'interconnexion.

Ce phénomène n'est pas l'apanage de l'Allemagne et peut être observé dans d'autres pays. Pour compenser aux GRTE les pertes de revenus dues au fait qu'une partie de leur capacité d'interconnexion est réservée afin de constituer

des marges de sécurité pour couvrir des flux d'électricité imprévus ou non payés, l'Union européenne s'est mise d'accord sur un mécanisme de compensation entre les GRTE (*Inter-TSO-Compensation mechanisms* [ITC]) qui définit les montants, ceux qui les versent et ceux qui les perçoivent, pour l'ensemble de l'Union européenne. Toutefois, on estime que les montants payés dans le cadre de l'ITC ne représentent qu'environ 10% de la perte effective de revenus.

Les GRTE relevant d'un secteur réglementé, la perte de revenus que génèrent pour eux les flux en boucle n'a pas d'impact direct sur la rentabilité de l'exploitation du réseau. Mais, *via* les tarifs réglementés d'utilisation des réseaux, ces flux en boucle transfèrent les coûts des consommateurs d'Etats membres où le réseau électrique est insuffisamment développé vers les consommateurs d'autres Etats membres, dont les réseaux sont utilisés pour transporter des flux provenant d'autres pays. Ce sont là des coûts d'opportunité, c'est-à-dire des coûts qui ne sont pas effectivement payés dans le cadre du marché. Mais il est possible d'estimer (en comparant les capacités transfrontalières réservées et effectivement payées aux flux transfrontaliers effectivement constatés) quels sont les pays membres qui paient l'utilisation des réseaux par d'autres pays membres, et quels sont ceux qui en bénéficient. La figure 1 ci-dessous donne l'exemple d'un tel calcul de ces coûts et de ces bénéfices.

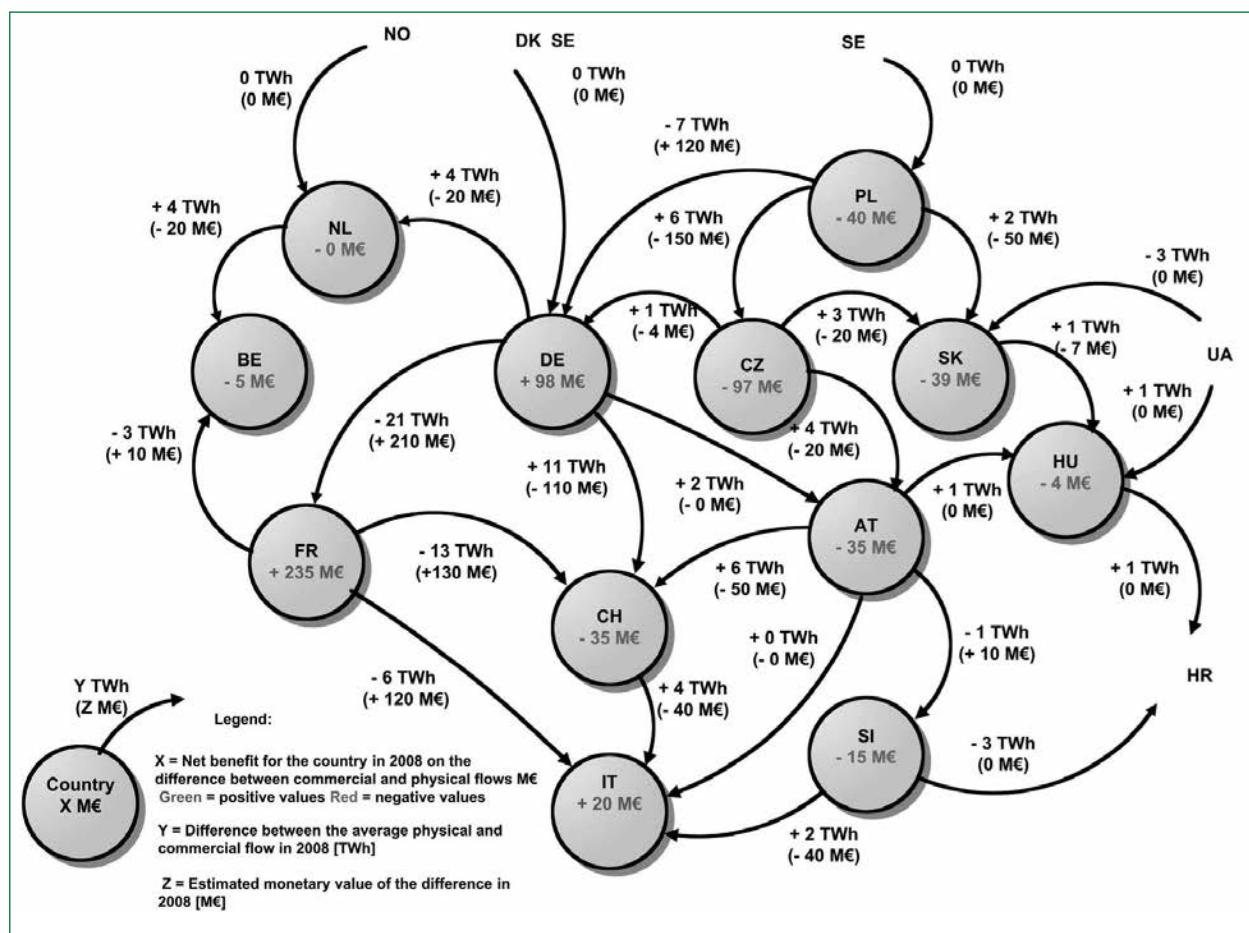


Figure 1 : Coûts et bénéfices non calculés de l'utilisation de la capacité d'interconnexion (5). Source : Supponen, 2011 (6).



En sus de la promotion de nouveaux projets et de la coopération entre GRTE par-delà les frontières, il est donc aussi nécessaire de revoir les règles de base selon lesquelles la capacité de transport est réservée et payée. Au niveau de l'Union européenne, nous étudions avec toutes les parties prenantes la possibilité de passer à un modèle de capacité fondé sur les flux, en remplacement du modèle actuel, qui est fondé sur la capacité nette.

Mais cela ne résoudra pas le problème urgent qui se pose à la Pologne et à la République tchèque, deux pays qui rencontrent des difficultés pour gérer leur système électrique en raison des flux en boucle. L'Allemagne et ses voisins ont engagé des discussions pour résoudre ce problème, ce qui nécessitera d'adopter des mesures à court terme et exigera une coopération transfrontalière accrue entre les GRTE afin d'assurer la stabilité du système. Un exemple de mesure à court terme est une organisation différente des zones de marché, afin que celles-ci reflètent plus correctement la rareté des capacités.

### Un coût marginal réduit à sa plus simple expression

Mais nous n'en sommes pas encore là. Même si l'électricité renouvelable est mieux intégrée au marché et même si les réseaux sont développés, les renouvelables ne vont pas moins continuer à défier le fonctionnement traditionnel des marchés de l'électricité.

Le marché libéralisé « traditionnel » de l'électricité devrait garantir que les opérateurs obtiennent des retours suffisants sur leurs investissements dans de nouveaux moyens de production permettant de maintenir le système à niveau (en assurant, en particulier, des investissements suffisants pour garantir la continuité de fourniture d'électricité). Toutefois, du fait qu'ils sont basés sur des coûts marginaux à court terme, les prix de gros de l'électricité risquent de subir une pression à la baisse en raison de la montée en puissance de l'éolien et du solaire, qui ont des coûts marginaux voisins de zéro. C'est ce qui est en train de se passer en Allemagne, où le fort développement des panneaux solaires a entraîné une diminution des prix durant la journée : auparavant, la journée était la période où les prix étaient élevés, du fait du niveau élevé de la demande, mais les coûts marginaux très faibles de l'électricité solaire ont fait chuter les prix.

Cela a entraîné des problèmes en matière de sécurité d'approvisionnement : la production intermittente a en effet besoin d'équipements de secours, mais, si les signaux pour les investissements traditionnels ne fonctionnent plus, comment peut-on être certain que la charge du système électrique pourra être contrôlée de façon à assurer la continuité de la fourniture ?

Nous avons dit volontairement : contrôler la charge du système électrique. La question n'est pas en effet de disposer d'une production de secours suffisante, mais bien de disposer d'une flexibilité suffisante, permettant que la demande corresponde toujours à la production. Le marché devrait être à même de répondre à cette question, en

réduisant l'offre d'électricité ou en augmentant la demande lorsque les prix sont bas, et en augmentant l'offre ou en réduisant la demande lorsque les prix sont élevés.

Dans beaucoup de pays de l'Union européenne, les principaux fournisseurs d'électricité ont fait savoir qu'en raison de la croissance des renouvelables, l'incertitude est trop importante en matière d'investissement. Mais lorsque les fournisseurs d'électricité se plaignent du fait qu'il n'y ait pas de raison d'investir dans de nouvelles centrales, en particulier dans de nouvelles centrales au gaz, il y a une ambiguïté : ils insistent sur un problème, mais en réalité ils font référence à deux problèmes concomitants. L'un de ces deux problèmes est bien le fait que les signaux d'investissement traditionnels sont érodés par la part accrue de l'électricité renouvelable. Mais il y en a un second, qui fait l'objet du paragraphe qui suit...

### Le gaz est tout simplement trop cher

Cela est dû au fait que le prix du gaz est lié à celui du pétrole. On assiste à une lente évolution vers des contrats basés sur les prix aux terminaux gaziers, mais nombre de contrats continuent d'être indexés sur le prix du pétrole.

Le fait est que beaucoup de gros consommateurs de gaz, comme EON, RWE, GdF Suez et PGNiG ont demandé à leurs fournisseurs amont, en particulier à Statoil (Norvège) et à Gazprom (Russie), de modifier la tarification de leurs contrats de long terme. Dernièrement, cela a fortement retenu l'attention des médias. Certains ont eu plus de succès que d'autres, et d'autres encore ont soumis cette question à un arbitrage (certains de nos collègues de la direction générale de la Concurrence sont en train d'étudier cette question dans le cadre d'une enquête visant Gazprom pour abus de marché, mais nous n'en dirons pas davantage dans cet article).

Beaucoup de fournisseurs d'énergie utilisent des contrats gaziers indexés sur les prix du pétrole pour alimenter les ménages (pour le chauffage et la cuisine), ainsi que leurs propres centrales électriques. Les ménages se chauffant au gaz n'ont pas la possibilité d'utiliser un autre combustible, tout au moins à court terme ; leur demande en gaz est donc particulièrement inélastique au regard des prix. Mais les consommateurs producteurs d'électricité, eux, ont le choix : à l'heure actuelle, le charbon est beaucoup moins cher. Cela est dû au fait que la demande de charbon aux États-Unis est faible, car tous les producteurs d'électricité de ce pays utilisent du gaz bon marché résultant de la révolution que représentent les gaz non conventionnels. Les prix du GNL (le gaz naturel liquéfié, qui est transporté dans le monde entier grâce à des navires méthaniers) ont chuté eux aussi parce que les États-Unis n'en ont plus besoin. Mais tous les marchés européens ne peuvent importer ce gaz, car cela nécessite des terminaux méthaniers. De plus, les principaux producteurs d'électricité qui sont contraints d'acheter du gaz à des prix indexés sur ceux du pétrole (de par des clauses dites *take-or-pay*) ont peu d'intérêt à importer ce gaz, même s'il est moins cher.

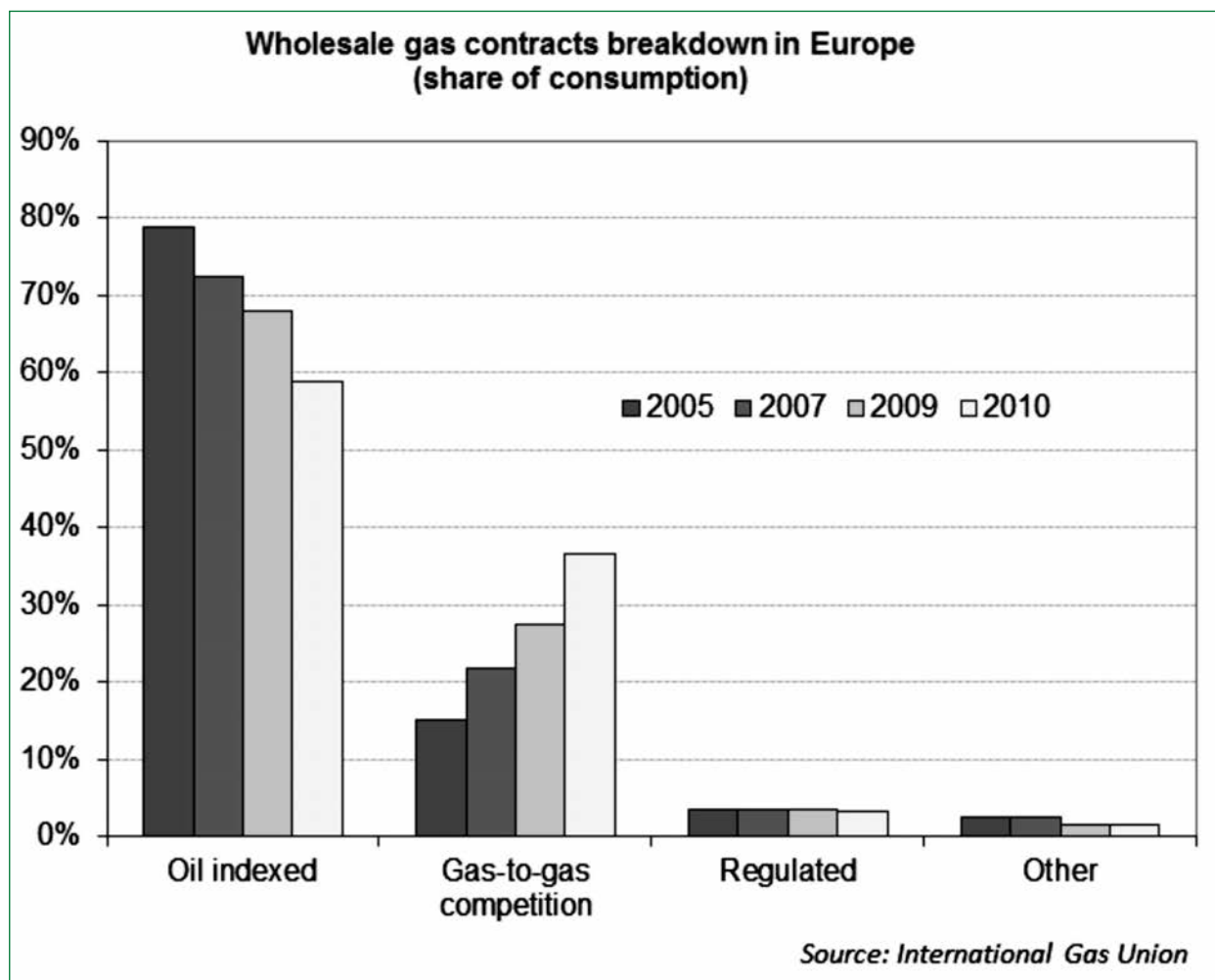


Figure 2 : Différentes structures des prix des contrats gaziers dans l'Union européenne.

Platts, une agence de presse spécialisée dans les marchés de l'énergie, a donné récemment quelques exemples illustrant ce fait : Verbund, un producteur d'électricité autrichien, qui a également des activités en France, a subi de lourdes pertes avec deux centrales au gaz, la turbine à gaz à cycle combiné de Mellach (en Styrie, Autriche) et celle de Pont-sur-Sambre (département du Nord), en raison de contrats gaziers indexés sur les prix du pétrole et de la chute des prix de gros du gaz. Ce n'est qu'après avoir été autorisée, en vertu du droit français, à annuler son contrat en cours et à acheter moins cher du gaz sur le marché *spot*, que la centrale de Pont-sur-Sambre a pu améliorer sa rentabilité de manière notable.

C'est exactement la même situation qui prévaut aux Pays-Bas : de nouvelles centrales à gaz à cycle combiné vont bientôt entrer en fonction, mais elles ne produiront pas beaucoup d'électricité, car le gaz qu'elles utilisent est trop cher. En Allemagne, un certain nombre de centrales au gaz construites par EnBW, Vattenfall, Stadtwerke Ulm et par Trianel devaient être mises en service en 2016/2017. Mais EnBW a indiqué qu'elle ne réalisera ses projets que si elle parvient à décrocher des contrats de gaz à des conditions attractives.

La rentabilité respective des centrales au gaz et au charbon est mise en évidence par les figures 3 et 4 de la

page suivante, qui prennent pour exemples l'Allemagne et le Royaume-Uni (7).

Les émissions de CO<sub>2</sub> dans l'Union européenne ont augmenté l'an dernier en raison de l'utilisation du charbon, alors qu'elles ont diminué aux Etats-Unis en raison de l'utilisation du gaz. Un prix élevé du gaz est préjudiciable non seulement à la compétitivité, mais aussi au développement durable. Ce problème pourrait être résolu par un prix plus élevé des droits d'émission de CO<sub>2</sub> qui rendrait à nouveau le charbon moins compétitif par rapport au gaz. Il est clair que le système d'échange des quotas d'émission de CO<sub>2</sub> ne fonctionne pas actuellement comme il devrait le faire, mais ce serait une mauvaise idée que de l'adapter pour que le gaz indexé sur le pétrole soit à nouveau rentable pour la production d'électricité, avec les rentes de monopole que cela comporterait pour les producteurs en amont.

Là encore, la réponse est : accordez davantage de valeur à la flexibilité ! Et les systèmes électrique et gazier doivent tous deux danser le *boogie* ! Si le gaz veut être le carburant de secours de la production électrique renouvelable, son marché, et donc son prix, doivent atteindre le niveau de flexibilité existant sur le marché de l'électricité. Sinon, cela reviendrait à demander au danseur de *break-dance* Mr Wave de danser une valse viennoise avec l'im-

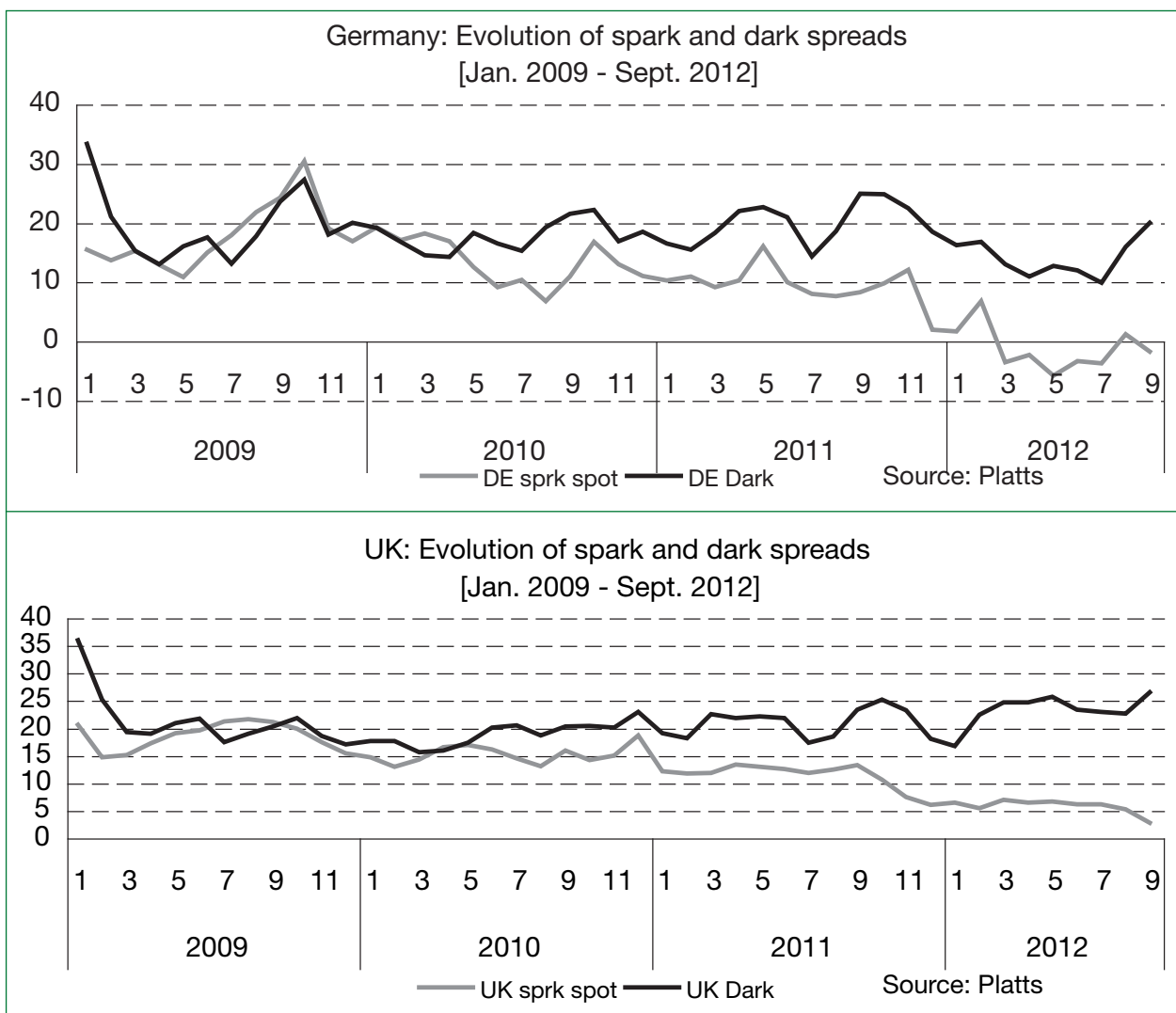


Figure 3 : Allemagne – Evolution des marges *dark* (charbon) et *spark* (gaz).

Figure 4 : Royaume-Uni – Evolution des marges *dark* (charbon) et *spark* (gaz).

pératrice Sissi ! Les prix du gaz doivent être plus flexibles et mieux réagir à l'offre et à la demande de cette énergie (et non à celle du pétrole) pour que le gaz puisse être utilisé de manière optimale comme secours à la production renouvelable d'électricité.

### Don't wanna lose it, it's electric!

La garantie d'une flexibilité suffisante ne dépend pas seulement d'une production de secours fondée sur des combustibles fossiles. Il y a aussi un énorme potentiel du côté de la demande. La formule clé est : adaptation de la demande. Pour les gros consommateurs industriels, c'est chose courante, du fait que leur électricité est mesurée heure par heure (voire à des intervalles infra-horaires), et que leurs contrats de fourniture d'électricité prévoient des possibilités de réagir lorsque les prix sont (trop) élevés. Ils peuvent signer des contrats séparés avec les GRTE, prévoyant qu'ils soient récompensés s'ils prennent en compte

la stabilité du système dans leur manière de consommer l'électricité.

### Les consommateurs domestiques

Au niveau des petits consommateurs domestiques, toutefois, la flexibilité n'est pas quelque chose d'habituel. Il y a tout d'abord une raison technologique à cela : les ménages n'ont pas de compteurs pouvant enregistrer les prix et les consommations horaires, ni *a fortiori* infra-horaires. En général, les ménages paient un prix déterminé par jour, ou par nuit et par jour ; le prix à l'heure ou au quart d'heure de l'électricité sur le marché de gros est moyenné à la journée (ou pour le jour et la nuit) sur la base d'un profil de consommation déterminé. Cela signifie qu'un ménage normal est supposé consommer davantage d'électricité tôt le matin, avant son départ pour le travail, et en fin de journée lorsqu'il en revient, alors qu'une PME, dont l'électricité n'est pas, elle non plus,

mesurée de manière horaire, est supposée consommer beaucoup tout au long de la journée. Ce profil ne conviendrait pas à Marcia Griffiths et à Mr Wave, si l'on suppose qu'ils ne sont pas à la maison le soir (étant sur scène), qu'ils organisent une fête chez eux après leur spectacle, et qu'ils dorment de quatre heures du matin à midi. Effectivement, ils paieraient trop cher l'électricité qu'ils consommeraient au cours de leur fête nocturne (et sans doute pas assez cher celle qu'ils consommeraient en se levant à midi – mais il semble honnête de supposer que leurs fêtes nocturnes ont une intensité énergétique supérieure à celle de leurs petits-déjeuners). Reste qu'au final, ils paieraient davantage qu'ils ne le devraient.

Par conséquent, ce dont on a besoin, c'est d'un comptage et d'une facturation à l'heure. Le troisième « paquet » demande à chaque Etat membre qu'il procède à une évaluation coûts/bénéfices de l'installation de systèmes de comptage intelligents chez tous les consommateurs d'électricité et, si cette évaluation s'avère positive, d'installer lesdits compteurs d'ici à 2020 chez 80% des consommateurs. Bien entendu, cela n'est pas aussi directif que de dire : « tous les Etats membres doivent fournir à tous leurs ménages un compteur intelligent ». Outre le fait que cela serait probablement simpliste, les lois européennes ne sont tout simplement pas faites ainsi. Néanmoins, la plupart des pays européens ont conclu qu'il s'agissait d'une bonne décision, et ils sont en train de mettre en place de tels compteurs intelligents.

Ce n'est toutefois pas une simple question de technologie ; il s'agit aussi de protocoles. Plutôt que sur des profils de consommation, les factures doivent être basées sur la consommation effective, de façon à ce que l'électricité utilisée dans une maison ait un prix déterminable heure par heure, voire tous les quarts d'heure. De cette manière, les consommateurs peuvent bénéficier de la modification de leur profil de demande. Des tests effectués sur des compteurs intelligents dans l'Union européenne et aux Etats-Unis ont montré une baisse moyenne de la consommation de 5% et une baisse de 20% des besoins de pointe. Certes, on ne peut pas comparer simplement les Etats-Unis et l'Union européenne, celle-ci ayant d'ores et déjà une efficacité énergétique nettement supérieure. Toutefois, il est important de noter que le grand avantage apporté par les compteurs intelligents ne réside pas seulement dans la diminution de la demande d'électricité, mais aussi dans la réduction des pointes, permettant une utilisation plus efficace des centrales électriques et une capacité accrue à ajuster la demande à l'offre.

Toutefois, tant que les tarifs sont réglementés, il n'y a pas d'incitation à réagir aux signaux-prix. Les prix réglementés limitent la concurrence, mais ils bloquent également l'efficacité énergétique. Cette question devient de plus en plus importante, alors que nous passons d'un marché de fourniture d'énergie à un marché de services énergétiques.

De plus, il ne devrait pas exister de lois restrictives en matière de participation au marché d'équilibrage : les contributions à petite échelle ont leur importance ; ce

dont nous avons besoin, c'est de permettre à un marché de se développer là où des entreprises s'emploient à cumuler un grand nombre de ces contributions à petite échelle. Les modèles traditionnels, dans lesquels seuls participent les gros producteurs ou les gros consommateurs, limitent souvent les contributions à petite échelle, par exemple en fixant un niveau minimum de flexibilité qu'il est possible de satisfaire, ou en imposant des prix d'entrée élevés pour participer au marché d'équilibrage. Avec les nouveaux modèles de facturation et les nouveaux protocoles d'échange de données, ces arguments ne tiennent plus ; il convient donc de changer de discours. La directive sur l'efficacité énergétique a été récemment adoptée comporte l'exigence que tous les consommateurs soient en mesure de participer à l'avenir au marché d'équilibrage (8).

Cette règle, associée à des compteurs intelligents, entraînera des solutions technologiques innovantes permettant de stimuler la réponse à la demande. Ces solutions seront liées non seulement au *timing* de l'utilisation des appareils électriques, mais aussi au stockage d'électricité au niveau local (avec, par exemple, des batteries fixes installées localement, ou encore les batteries des véhicules électriques, etc.).

### Une question d'échelle

Bien entendu, cette adaptation à la demande a ses limites. Il convient encore de préciser le degré de flexibilité dont les ménages ou les entreprises sont prêts à faire preuve en fonction du prix. En effet, on ne connaît pas l'élasticité-prix des consommateurs sur un marché où l'adaptation à la demande est facilitée, mais avec des différentiels de prix relativement peu importants.

À n'en pas douter, à un moment donné, l'extension des réseaux et la stimulation de l'adaptation à la demande deviennent très coûteuses : construire une petite centrale électrique (alimentée avec des combustibles fossiles) à proximité d'un site industriel ou d'un parc éolien revient moins cher que de construire une nouvelle ligne électrique d'une longueur importante. Un compromis doit donc être recherché entre les investissements dans le transport d'électricité et les investissements de production.

De plus, il faut voir de quelle manière l'électricité renouvelable dépendant du climat dans une région donnée peut soutenir une production similaire dans une autre région : le vent en Irlande souffle-t-il aux mêmes périodes que celui de la Mer Baltique ? Et durant les calmes plats que connaissent ces deux régions, est-on assuré qu'il y aura du soleil dans le sud de l'Europe ?

### Le besoin d'une analyse européenne

Le débat actuel sur la continuité de la fourniture d'électricité dans l'Union européenne est exagérément fondé sur la crainte d'un sous-investissement et sur celle d'éventuels *black-outs*. Les analyses sont réalisées pays par pays et ne prennent pas suffisamment en compte les bénéfices trans-



frontaliers et les contributions locales, ni d'ailleurs leurs limites.

Il est nécessaire de poursuivre les études afin d'être à même de répondre à ces questions urgentes :

- ✓ De quelle manière les événements climatiques sont-ils corrélés à travers l'Union européenne ?
- ✓ Comment les pointes de demande d'électricité sont-elles corrélées dans l'ensemble de l'Union ? Sont-elles déterminées par la demande de chauffage en France ? La demande de chauffage en Hollande ou en Belgique est-elle satisfaite plus efficacement par l'électricité, par le gaz ou par le fioul ? Les pics de consommation en Espagne et en Italie sont-ils liés à l'utilisation de la climatisation ?
- ✓ Quelle contribution la production locale d'électricité peut-elle apporter à la stabilité globale du système ?
- ✓ Quelle contribution à la flexibilité peut apporter l'adaptation locale à la demande ? À partir de quand celle-ci devient-elle trop coûteuse (technologiquement, ou pour les consommateurs) au point de ne plus contribuer à la stabilité du système ?
- ✓ Jusqu'où l'élasticité-prix de la consommation d'électricité peut-elle aller ?

Cela dépend dans une large mesure de la manière dont le marché est organisé : avec des prix réglementés, certaines des questions énoncées plus haut trouvent aisément une réponse, mais elles nécessitent aussi le développement de solutions alternatives très coûteuses.

Toutefois, l'importance de ces interrogations dépend de l'échelle considérée. Elles deviendront de plus en plus importantes au fur et à mesure que nous développerons notre production d'électricité renouvelable. Mais il est évident qu'un certain nombre d'investissements sont d'ores et déjà nécessaires, avant même que les compromis optimaux ne soient trouvés. Davantage d'interconnexions, davantage de flexibilité au niveau local : voilà des investissements qui ont un bénéfice socio-économique élevé, non seulement en termes d'apport d'une flexibilité absolument indispensable, mais aussi en termes de concurrence et d'efficacité énergétique (tant en matière de demande que pour l'utilisation des unités de production existantes). En tout état de cause, la Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 de la Commission européenne [COM (2011) 885] (9) a conclu que c'était ce que nous devrions faire.

### Le cas de la France

Examinons par exemple la France et l'Espagne : la France envisage un mécanisme de capacité, qui est une manière de mutualiser les investissements dans les équipements de secours, parce qu'elle est préoccupée par la sécurité de la fourniture, en raison de pointes de demande liées au chauffage des ménages, qu'aggrave le renoncement à l'électricité nucléaire de l'Allemagne, réduisant les possibilités d'importation à partir de ce pays pendant les périodes de pointe françaises.

Mais il existe bien des alternatives au mécanisme de capacité qui semblent être ignorées et qui pourraient

garantir à moindre prix une même sécurité de fourniture. Les ménages ne sont pas incités à réagir aux questions de sécurité d'approvisionnement, car ils bénéficient de tarifs réglementés. Le chauffage domestique pourrait être plus efficace si l'on recourait, par exemple, davantage aux pompes à chaleur. Et il existe des incitations perverses poussant les consommateurs industriels à maximiser leur demande d'électricité ou, à tout le moins, une absence d'incitation à réagir aux signaux-prix en raison d'un accès réglementé à une électricité nucléaire bon marché pour des quantités fixées dans le cadre de l'ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique).

Les interconnexions peuvent contribuer à résoudre cette préoccupation. L'Espagne dispose d'énormes capacités de production inutilisées (en Espagne, le taux moyen d'utilisation des turbines à gaz est actuellement de 30% seulement) qui pourraient être utilisées en France pour satisfaire la demande de pointe, pour peu qu'il y ait davantage de capacités d'interconnexion. Espérons que davantage de lignes électriques seront installées bientôt entre les deux pays, conformément aux préconisations du règlement RTE-E (Réseaux transeuropéens d'énergie).

### Votre contribution

Cela ne signifie nullement que nous ne devons pas examiner ces questions : si nous voulons sérieusement atteindre nos objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, nous devons y apporter des réponses. Le débat sur la manière dont nous devons poursuivre notre route dans la réalisation de notre agenda en matière de climat, de sécurité de fourniture d'électricité et de compétitivité de notre système énergétique au-delà de 2020, se poursuit (la Commission est en train de préparer son programme de travail pour l'horizon 2030). Avec toujours plus d'énergies renouvelables, ces questions se font de plus en plus pressantes et le système électrique doit y être préparé. C'est la raison pour laquelle le débat devrait s'instaurer dès maintenant, et nous devrions mettre davantage l'accent sur la nécessité de répondre aux questions que nous avons passées en revue plus haut. Tout comme Mr Wave, Marcia Griffiths et tous ceux qui dansent le *flexing* à Brooklyn peuvent nous inspirer en matière de flexibilité humaine, ce sont là des questions qui devraient inspirer les décideurs politiques et les régulateurs, ainsi que les ingénieurs et les économistes.

Nous attendons avec impatience votre contribution personnelle à ce débat.

### Notes

\* Directeur général de la DG Énergie à la Commission européenne.

\*\* Membre du cabinet du commissaire à l'Énergie à la Commission européenne.

Traduit de l'anglais par M. Marcel Charbonnier.

(1) Le *flexing* (également appelé *bone breaking*) est un style de danse des rues originaire de Brooklyn, un quartier de New York. Il se carac-

térisée par des mouvements rythmiques de contorsion combinés à des agitations des mains, à des glissements et à des entrechats. Les danseurs de *flex*, que l'on appelle les *flexors*, dansent souvent torse-nu et utilisent des chapeaux comme accessoires. Le *flexing* est essentiellement dansé sur de la musique *hip-hop*, mais il ne dérive pas de la danse *hip-hop*, ni de la culture *hip-hop*. Il est une évolution d'un style jamaïcain de danse des rues appelé *bruk-up*, qui est dansé sur des musiques *dancehall* et *reggae* (Source : [www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org)).

(2) <http://www.youtube.com/watch?v=gIM0XaGhYI8&feature=related>

(3) [http://ec.europa.eu/energy/renewables/communication\\_2012\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/communication_2012_en.htm)

(4) [http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/strategy/2020\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/strategy/2020_en.htm)

(5) Différence entre les flux moyens annuels physiques et commerciaux et la valeur monétaire estimée de cette différence, en 2008, en Europe centrale. Une valeur positive de cette différence (estimée en TWh) signifie qu'il y a eu davantage de flux physiques que de flux commerciaux. Les flèches indiquent la direction du solde des flux commerciaux. La valeur indiquée dans cette figure correspond à la différence nette annuelle moyenne entre les flux physiques et commerciaux en 2008, et la valeur commerciale estimée de la différence nette (tarifs de congestion potentiels non perçus ou perçus en excès) sur la base du tarif de congestion collecté à la même interconnexion en 2008.

(6) Supponen, "Influence of National and Company Interests on European Electricity Transmission Investments", Doctoral dissertation, Aalto University, 7.9.2011, en ligne à l'adresse : <http://lib.tkk.fi/Diss/2011/isbn9789526042701/>

(7) Les *dark spreads* sont des prix indicatifs qui donnent la différence moyenne entre le coût du charbon livré à quai et le prix de l'électricité. En tant que tels, ils n'incluent pas les coûts d'exploitation, d'entretien et de transport. Les *spreads* sont ici définis pour une centrale au charbon d'un rendement énergétique de 25%.

Les *dark spreads* sont donnés pour le Royaume-Uni et l'Allemagne, dont les prix de référence de l'électricité et du charbon sont indiqués par Platts. Les *dark spreads* nets sont définis comme la différence moyenne entre le prix du charbon augmenté de celui des émissions de carbone, et le prix de l'électricité correspondante. Si le niveau des *dark spreads* se situe au-dessus de zéro, les opérateurs de la centrale au charbon sont compétitifs pour la période observée.

Les *spark spreads* sont des prix indicatifs correspondant à la différence moyenne entre le coût du gaz livré sur le réseau et le prix de l'électricité. En tant que tels, ils excluent les coûts d'exploitation, de maintenance et de transport. Les *spark spreads* sont calculés pour des centrales à gaz avec des rendements énergétiques standards de 50% et de 60%. Les chiffres cités ici correspondent à un rendement de 50%. Les *spreads* sont donnés pour les marchés du Royaume-Uni et de l'Allemagne. Les *spark spreads* nets se définissent comme les différences moyennes entre le coût du gaz + émissions de CO<sub>2</sub>, et le prix de l'électricité correspondante.

(8) Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE, et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE [OJ L315 p.1].

<http://eur-lex.europa.eu/JOHtml.do?uri=OJ:L:2012:315:SOM:FR:HTML>

(9) [http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index_en.htm)