

Quelle politique européenne pour les réseaux électriques ?

Par Marc GLITA et Aurélien GAY*

Le développement des énergies alternatives se heurte à des difficultés économiques et politiques souvent insoupçonnées. Aux généreux tarifs de rachat mis en place pour favoriser le développement de l'éolien et du photovoltaïque, et aux subventions requises pour garantir les capacités d'appoint (par ailleurs fortement émettrices de CO₂) nécessaires à l'équilibre du système électrique, il faut ajouter le développement des réseaux de transport de l'électricité des lieux de production vers les lieux de consommation (en Allemagne, la longueur nécessaire serait de 4 500 km).

La construction coûteuse de ces réseaux se heurte à l'opposition des populations, à tel point que l'Allemagne n'a pu construire en dix ans que 100 km de ces nouvelles lignes...

Enfin, le renforcement des interconnexions entre les États européens encourage chacun d'entre eux, comme l'Allemagne ou le Danemark, à faire supporter par ses voisins l'intermittence résultant de ses seules décisions politiques nationales. Après la crise européenne de l'euro, connaissons-nous celle de l'électricité ?

Les enjeux européens

Les États européens ont fait de la lutte contre le changement climatique une priorité politique. Aussi, les objectifs légalement contraignants du Paquet Énergie-Climat portent-ils la part des énergies renouvelables dans leur mix énergétique à 20 % de l'énergie finale, à l'horizon 2020.

Cela impose d'avoir recours, à grande échelle et dès aujourd'hui, aux nouvelles technologies de production d'énergie électrique à partir de sources renouvelables (éolien, solaire). Les technologies ainsi déployées présentent toutes la particularité d'être des sources dites intermittentes. Et dans l'état actuel des technologies, quand une source intermittente arrête de produire, il faut instantanément trouver une puissance électrique équivalente pour la remplacer.

Ces arrêts peuvent être soudains : lors d'un passage nuageux (pour le photovoltaïque) ou en cas de manque de vent (pour l'éolien). Or, la zone climatique dans laquelle se trouvent un grand nombre des éoliennes du nord de l'Europe – les côtes de la Mer du Nord et de la Mer Baltique – est peu étendue. De nombreuses éoliennes ont donc tendance à s'arrêter de façon simultanée générant de très fortes fluc-

tuations de puissance qui doivent être instantanément compensées.

Pour les pays gros producteurs d'énergie intermittente, une alternative à la construction de coûteuses capacités de secours ou de stockage pour pallier les défaillances de ces éoliennes est d'importer du courant en utilisant les interconnexions avec les réseaux électriques des pays voisins. Très concrètement, toute baisse de la production intermittente se traduit instantanément par une hausse des importations, et réciproquement.

Comparé à la construction de capacités de secours, ce mode de fonctionnement présente l'immense avantage d'être quasiment gratuit, à court terme. Dès lors, un fort développement des réseaux de transmission est présenté comme le corollaire du développement des énergies renouvelables intermittentes, en particulier de l'énergie éolienne.

Cette option est celle assumée par les autorités politiques allemandes. Ainsi, le ministre allemand de l'Économie, Philipp Rösler, expliquait, le 5 juin 2012, que « *la transition énergétique de l'Allemagne ne fonctionnera que dans une perspective européenne, [...] nos voisins, la France, la Pologne trouvent intéressant ce que nous faisons, pour le*

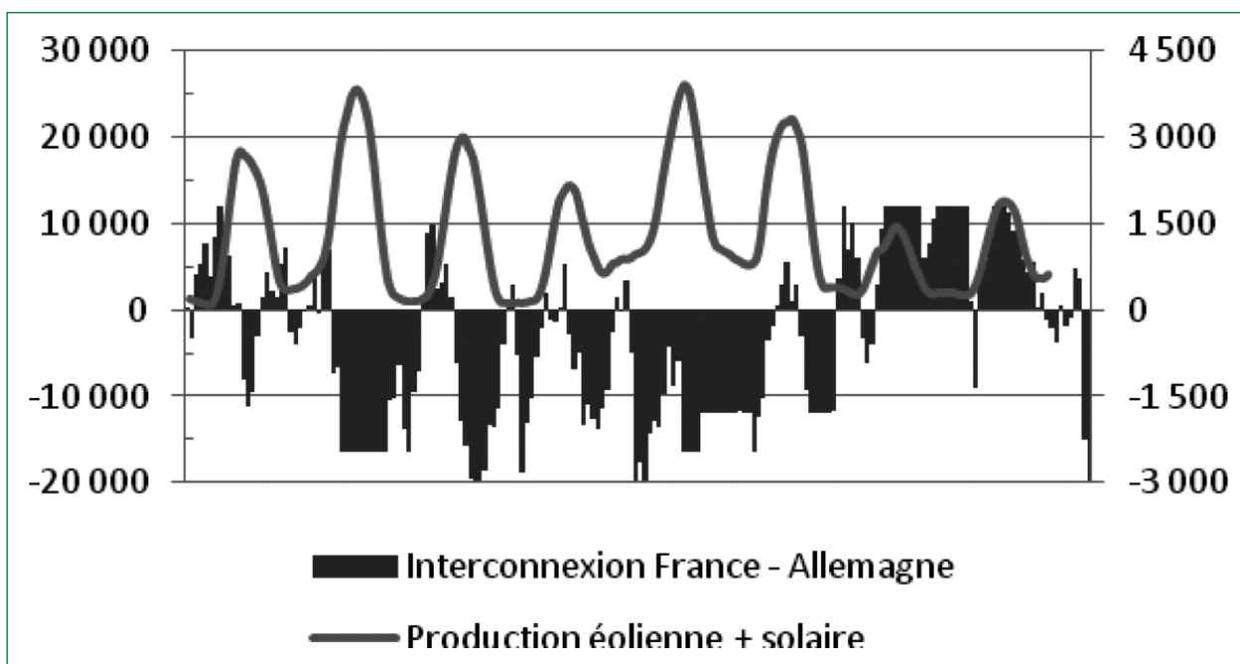


Figure 1 : Production renouvelable et échanges à la frontière française du 28 mai au 4 juin 2012 (données RTE et EEX)

dire poliment, [...] mais beaucoup d'entre eux en subissent les conséquences, sans profiter des avantages. [...] Cela fait sens, de travailler ensemble... par exemple, sur les réseaux.

Ces constats expliquent que les initiatives adoptées par l'Allemagne et le Danemark à l'occasion de leur présidence de l'Union européenne (respectivement en 2007 et en 2012) aient porté non seulement sur la promotion des sources d'électricité renouvelables, mais également sur un fort développement des réseaux électriques intereuropéens.

La communication de Bruxelles sur les « autoroutes de l'électricité » ou la « plaque de cuivre européenne » (1) se heurte néanmoins à une réalité bien connue des gestionnaires de réseaux : construire des nouvelles lignes n'a rien d'un défi industriel, c'est avant tout un véritable défi politico-juridique ! Toute construction d'une nouvelle ligne électrique se heurte à la ferme opposition des populations des régions traversées, et la capacité d'obstruction de ces populations n'a jamais été aussi importante qu'aujourd'hui. Et même une fois les recours légaux épuisés, il reste toujours l'option pour les opposants de procéder à 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 pour éviter de défigurer le paysage. Les technologies considérées sont simples et éprouvées, mais elles coûtent dix fois plus cher : le coût de la construction d'une ligne transportant 2 gigawatts (GW) va de 1 million d'euros le kilomètre (M€/km) pour des lignes aériennes classiques à 10 M€/km pour des lignes enterrées (2).

L'enjeu ici n'est toutefois pas tant le coût, qui représente tout de même 10 % de la facture finale acquittée par le consommateur (transmission, hors distribution), que les délais nécessaires à la construction : ainsi, RTE indique qu'il faut aujourd'hui compter huit ans entre le lancement d'un



© Gilles Rolle/REA

« Toute construction d'une nouvelle ligne électrique se heurte à la ferme opposition des populations des régions traversées, et la capacité d'obstruction de ces populations n'a jamais été aussi importante qu'aujourd'hui. [...] Les gestionnaires de réseaux procèdent donc avec la plus grande prudence et recourent fréquemment à des lignes enterrées pour éviter de défigurer le paysage. », raccordement de la centrale électrique Emile Huchet par liaison souterraine, Saint-Avold (Moselle).

projet et la construction du premier pylône ou le creusement de la première tranchée. Or, les objectifs adoptés par les États européens pour 2020 sont ambitieux.

RTE estime ainsi avoir besoin de développer 8 GW d'interconnexions supplémentaires d'ici à 2020 afin d'optimiser le réseau électrique français et notamment pour garantir un approvisionnement suffisant lors des pointes de consommation hivernales. La Commission européenne publie des documents qui, aux mêmes horizons de temps, évoquent 18 GW d'interconnexions supplémentaires.

Là encore, c'est le temps, plus que l'argent, qui complique l'équation : la réalisation d'interconnexions est le résultat d'un dialogue entre administrations et gestionnaires de réseaux partenaires, un dialogue qui peut durer fort longtemps. Ainsi, le projet de ligne France-Espagne est à l'étude depuis plus de vingt-cinq ans... De même, on admet qu'il faudrait que l'Allemagne construise 4 000 km de lignes pour amener sa production électrique intermittente, située majoritairement dans le nord, dans les lieux de consommation, majoritairement situés dans le sud. Or, en dix ans, elle n'a pu construire que 100 km.

Un régulateur européen ?

Ces plans seront d'autant plus difficiles à réaliser que dans le cas, par exemple, d'une implantation de l'infrastructure

en France, celle-ci sera gérée par RTE. Les charges de fonctionnement de cette infrastructure seront donc répercutées pour une grande partie sur le consommateur français ; chaque pays conservant son propre régulateur économique, ce dernier ne s'intéressera qu'aux actifs présents dans son pays pour rémunérer les investissements des opérateurs de transport et de distribution.

Les surcoûts liés à l'intermittence sont bien réels. Comparons une petite éolienne et un petit barrage au fil de l'eau de même puissance : les deux installations nécessitent le même type de câble et le même type de transformateur pour se connecter au réseau. Si l'éolienne produit (au mieux) pendant 2 500 heures par an, le générateur du barrage peut fonctionner, quant à lui, jusqu'à 8 500 heures. En conséquence, les coûts réseau de l'éolienne seront, par mégawatt-heure produit, quasiment quatre fois plus élevés, tout en sachant qu'il faudrait disposer d'un moyen de production (et sa connexion...) supplémentaire pour fournir du courant les 6 000 heures manquantes.

En conséquence, les contributions des consommateurs aux coûts réseau peuvent varier très fortement d'un pays à l'autre : elles sont de l'ordre de 74 €/MWh en Allemagne, contre 41 €/MWh en France.

Avec un régulateur européen, les coûts réseaux convergeraient ainsi entre tous les pays, augmentant dans certains et baissant dans d'autres. Chaque consommateur participerait



© Pierre Mérimée/REA

« RTE estime ainsi avoir besoin de développer 8 GW d'interconnexions supplémentaires d'ici à 2020 afin d'optimiser le réseau électrique français et notamment pour garantir un approvisionnement suffisant lors des pointes de consommation hivernales. », creusement d'une galerie technique dans le cadre de la réalisation de l'interconnexion souterraine entre la France et l'Espagne.

au financement de la « plaque de cuivre européenne ». Mais l'argumentaire selon lequel les « autoroutes de l'électricité » permettront de transférer l'énergie solaire depuis les rives de la Méditerranée jusqu'aux consommateurs d'Europe du nord ne répond pas aux premières questions qui viennent à l'esprit des riverains : « À quoi cela nous sert-il ? » et « Qu'est-ce que nous y gagnons ? ».

Très concrètement, le consommateur britannique ou français est réticent à l'idée de voir ses coûts d'acheminement augmenter à cause de la décision allemande de développer massivement les énergies renouvelables, avec pour corollaire la nécessité de construire de nombreuses lignes de transport pour acheminer cette électricité jusqu'aux consommateurs.

De fait, les réseaux électriques demeurent encore largement nationaux et assurent un rôle prépondérant dans la sécurité d'approvisionnement du pays. Tant qu'il s'agira de responsabilités nationales, il ne semble pas envisageable de diluer celles-ci en substituant aux régulateurs nationaux un régulateur européen, alors que chaque pays devrait continuer à assumer les conséquences, notamment financières, de ses décisions.

La vision de la Commission européenne

Les documents de la Commission européenne font apparaître deux motivations derrière cette communication volontariste.

La première est que la Commission règne sur le commerce intra-européen et que, comme les interconnexions sont finalement le support physique du marché commun de l'électricité, il est naturel que la Commission cherche à étendre son influence à travers l'augmentation des échanges transfrontaliers d'électricité.

Une seconde motivation doit être recherchée au niveau des présidences allemande (en 2007) et danoise (en 2012) de l'Union. En effet, l'Allemagne et le Danemark sont deux pays qui ont installé d'importantes capacités de production renouvelables intermittentes. Or, mettre en place le dispositif réglementaire permettant de garantir la pérennité économique des producteurs conventionnels qui assurent l'appoint-secours aux énergies intermittentes n'a rien d'évident, pas plus que de déployer ne serait-ce qu'un embryon de *smart grid* (ce vocable désignant les technologies censées résoudre les problèmes nouveaux posés par l'intégration dans le réseau des énergies intermittentes ainsi que les problèmes anciens posés par la volatilité de la demande).

Mais le réseau actuel n'en est pas pour autant un réseau « idiot ». Depuis que les réseaux existent, les opérateurs centralisent *via* un système de *dispatching* les prévisions de consommation et les offres de production, et ils en optimisent le fonctionnement. Ce système fonctionne très bien aujourd'hui ; il tire pleinement parti des prévisions météorologiques et parvient à prédire avec précision la consommation des clients. Par ailleurs, le *dispatching* utilise aujourd'hui tous les moyens informatiques modernes pour

accomplir sa mission. Dès lors, un *smart grid* n'apportera pas de services supplémentaires.

En réalité, le *smart grid* est un compteur électrique connecté à Internet, qui permet un relevé à distance et de mettre en œuvre la tarification dynamique, ainsi que d'opérer des délestages sélectifs. La grande question n'est donc pas celle de la faisabilité technique de ce type de pratiques, mais bien celle de leur acceptabilité pour les consommateurs et de ce qu'elles peuvent effectivement apporter en termes économiques.

La possibilité de relever les compteurs à distance représente une véritable économie pour l'exploitant et permet au client de recevoir des factures basées sur sa consommation réelle plutôt que sur des estimations. En revanche, ce gain de productivité est sans effet sur le fonctionnement du système électrique proprement dit.

On entend par délestage sélectif le fait que des appareils peuvent être arrêtés et redémarrés directement par le fournisseur d'électricité, et ce de manière transparente pour l'utilisateur, pendant des durées assez courtes (de l'ordre d'une heure). Les appareils électriques concernés sont les chauffe-eau et les radiateurs. La lumière, les appareils informatiques ou les cuisinières ne peuvent être arrêtés de cette manière, car il y aurait, dans ce cas, une réelle perte de valeur d'usage pour le client. Un potentiel réel en France pour ce mode de fonctionnement repose sur le chauffage électrique, qui peut être arrêté pour de courtes durées de manière transparente pour l'utilisateur. En revanche, les cumulus d'eau chaude fonctionnant durant les heures creuses sont déjà utilisés pour lisser la consommation, et cela depuis des années.

Par la tarification dynamique l'électricien pourrait lancer des signaux-prix à ses clients, en renchérissant ou en abaissant le coût de l'électricité en fonction de la situation du réseau. On pourrait imaginer un système heures pleines/heures creuses, avec des prix variables pour chaque tranche, et des heures pleines et creuses qui varient suivant les conditions météo et la date. Le problème de ce système est celui de la lisibilité pour le consommateur, qui devrait suivre les prix de son électricité de la même manière que l'on suit l'évolution de la bourse. Comment attirer les clients vers ce type d'offre, alors que la plupart d'entre eux ne sont pas prêts à abandonner les tarifs réglementés ? (3).

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

Concernant les producteurs conventionnels, la tendance est paradoxalement 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 (Moselle) et du Havre (Seine-Maritime) devraient être fermées, respectivement, par E.ON en 2013 et par EDF en 2015.

Ces difficultés économiques s'expliquent par l'irruption de sources d'énergies subventionnées sur un marché libéralisé. En effet, les électriciens ont l'obligation de racheter la

production des producteurs d'énergie 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, puisque celle-ci ne peut pas être stockée. Comme rien ne garantit que les clients en aient besoin au moment précis où elle sera générée, cette production fait baisser les prix de manière significative, des prix négatifs pouvant même être ponctuellement observés. Produire de l'électricité de semi-base/pointe devient dès lors 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. Il n'y a donc rien d'étonnant à ce que les industriels se désengagent du marché de la semi-base/pointe.

Plutôt que traiter ces sujets épineux, la solution la plus simple et la plus économique aux problèmes des pointes de consommation et d'intermittence paraît, à court terme, d'être bien connecté aux réseaux des pays voisins, qui se trouvent dès lors concernés par la variabilité introduite dans le système électrique (devenu de fait) commun et qui se voient contraints de trouver un moyen pour la gérer.

L'exemple du Danemark

C'est en partie ce qui se produit aujourd'hui entre les pays nordiques et le Danemark, celui-ci se contentant d'importer de ses voisins l'électricité dont il a besoin lorsque ses éoliennes ne produisent pas et, inversement, d'exporter son

électricité excédentaire lorsque les consommateurs danois ne consomment pas toute la production éolienne locale.

Le territoire danois, constitué d'une péninsule et d'un archipel, est malgré ces barrières naturelles très bien connecté à ses voisins, notamment *via* des câbles sous-marins. Ainsi, des interconnexions le relient à la Suède, à l'Allemagne et à la Norvège. Par ailleurs, des interconnexions existent aussi entre la Norvège et les Pays-Bas, ainsi qu'entre la Suède et l'Allemagne.

Dénué de reliefs significatifs, le Danemark n'a pas de capacité de génération hydroélectrique notable et n'a pas davantage de capacité de stocker de l'énergie hydraulique derrière des barrages. Mais sa position centrale dans le réseau nordique lui permet d'exporter son surplus d'énergie éolienne et d'importer pour combler le déficit de production lors des jours sans vent, et donc de tirer parti des capacités de stockage dont dispose la Norvège.

La Norvège est dans la situation inverse : un relief très accidenté et des précipitations abondantes lui assurent d'importantes ressources hydroélectriques.

Du fait de la grande capacité hydroélectrique de la Norvège et de la faible taille du système électrique danois, ce sont les Norvégiens qui rachètent donc à très bon compte l'électricité danoise « fatale », tout en économisant l'eau de leurs barrages. Cette eau sera ensuite turbinée pour fournir de l'électricité pendant les heures de pointe, et cette dernière sera finalement exportée à bon prix. Ce fonctionnement est d'ailleurs la raison pour laquelle les Norvégiens se sont dotés d'interconnexions importantes non seulement



Figure 2 : Les interconnexions composant le réseau électrique nordique.

avec le Danemark, mais également vers les Pays-Bas, et qu'ils envisagent de poser des câbles sous-marins en direction de l'Allemagne et du Royaume-Uni.

Un débat acharné (4) fait aujourd'hui rage au Danemark pour savoir si c'est effectivement l'énergie éolienne danoise qui est exportée ou si ce sont les producteurs conventionnels qui exporteraient du courant du Danemark vers l'étranger.

L'examen des données (5) relatives aux importations d'électricité ainsi que de celles concernant la production éolienne du Danemark révèle que sur l'année 2010 (les données 2011 de Nordpool sont incomplètes), une fois prises en compte les variations saisonnières, le ratio production d'électricité éolienne/exportation d'électricité s'établit à 82 %. La production d'électricité éolienne du Danemark est donc bien corrélée à l'exportation (ou à la baisse des importations) d'électricité du Danemark vers (ou à partir de) ses voisins.

La seule question posée par ce fonctionnement est le bilan pour le consommateur danois, qui assure d'importants subsides aux exploitants d'éoliennes, puis supporte une deuxième fois un prix de marché élevé lors de ces transactions avec les partenaires du Danemark. De fait, l'électricité danoise est l'une des plus chères d'Europe, et reste très fortement carbonée, étant donné que les capacités locales d'appoint-secours résident, pour l'essentiel, dans la production des centrales au charbon, qui fournissent finalement plus des trois quarts de la demande danoise.

Une relation similaire à celle qu'entretient le Danemark avec ses partenaires existe entre l'Allemagne et ses voisins, notamment la France et le Benelux : du fait du couplage des marchés de gros, les différents systèmes électriques de ces pays ne font plus qu'un, du moins en termes économiques. Dès lors, la volatilité de la production renouvelable allemande affecte ses voisins, notamment les producteurs conventionnels français, à l'attention desquels le gouvernement français envisage de mettre en place un marché de capacités.

Dès lors que ces échanges transfrontaliers se font à grande échelle et ne sont plus seulement un moyen de dépannages occasionnels, plusieurs questions se posent. Comme la part d'énergies renouvelables dans l'énergie finale est un objectif contraignant, comment compte-t-on l'énergie électrique, pour partie renouvelable, importée d'un pays voisin ? Par moment, l'Allemagne exporte de l'énergie d'origine renouvelable vers la France, qui doit alors baisser sa production, et, à d'autres moments, elle importe de l'énergie nucléaire française, dont la production est pourtant jugée inacceptable par la population allemande. Comment cela se conjugue-t-il avec les subventions massives financées par les consommateurs allemands pour développer ces moyens de production renouvelables ? À l'inverse, le marché français de capacités ferait reposer sur les consommateurs français une partie de la charge de la sécurité d'approvisionnement allemande.

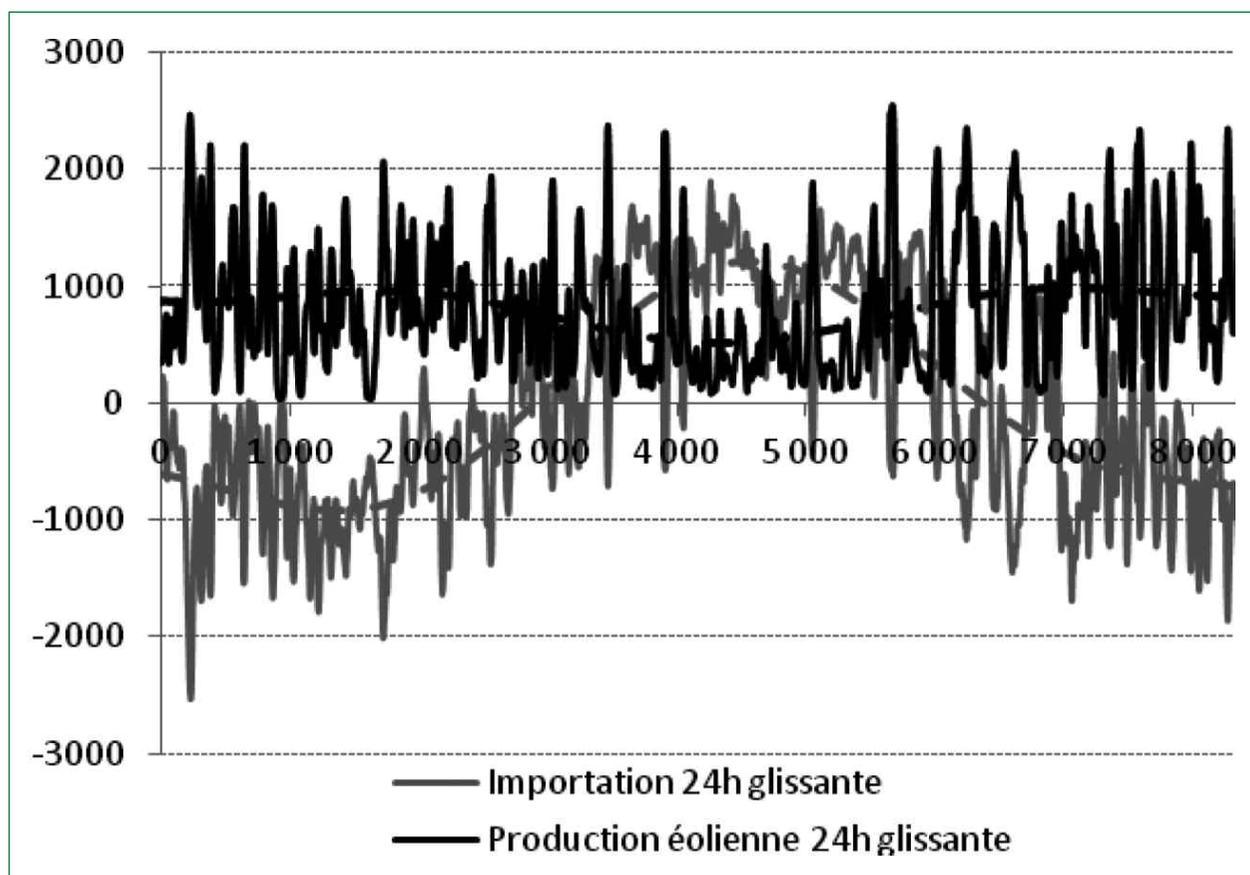


Figure 3.

La logique qui a semblé prévaloir jusqu'à aujourd'hui, et que l'on pourrait résumer par l'adage : « ce sont *nos* décisions et c'est *votre* problème », ne peut être durablement poursuivie. La crise de l'euro le démontre.

La création du marché unique européen s'est assortie de conditions contraignantes pour les politiques économiques des Etats membres. Rien de tel n'a été fait jusqu'à présent pour l'organisation du marché de l'électricité, alors même que les réseaux nationaux sont très largement interconnectés !

Pourtant, il faudra bien gérer les effets secondaires des ambitieux objectifs de service public impartis au système électrique, d'autant plus que des Etats surendettés ne pourront plus, comme par le passé, régler ces questions en distribuant aides et subventions. La solution passera donc par la mise en place d'un cadre réglementaire socialement acceptable et à même d'attirer des investisseurs pour financer les développements futurs.

Notes

* Ingénieurs des Mines.

(1) Voir, à ce sujet, la Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité Économique et Social européen et au Comité des Régions, « Priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà - Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré ».

(2) La ligne France-Espagne (une ligne enterrée à courant continu) a un coût estimé de 700 M€ pour une longueur de 65 km.

(3) 93 % des clients (particuliers et industriels) sont restés aux tarifs réglementés.

(4) Voir, à ce sujet :
CEPOS, *Wind Energy, The case of Denmark*, september 2009.
CEESA, *Wind Power, Export and Costs*.

(5) Source : Nordpool.