

## **Les interconnexions transnationales fragilisent-elles les réseaux nationaux ? Application au cas de la France.**

Jacques Percebois<sup>1</sup> et Stanislas Pommeret<sup>2</sup>

*L'analyse des importations et des exportations électriques françaises montre que celles-ci sont impactées de façon significative par la production des énergies renouvelables d'origine solaire et éolienne en provenance des pays limitrophes. Ces productions qui dépendent largement des conditions météorologiques, ne se moyennent pas entre la France et ses plus proches voisins car le décalage horaire est trop faible et parce que toute l'Europe du Nord subit le même régime d'ensoleillement et de vent. Notons toutefois que le régime de vent de l'Europe du Sud (Péninsule ibérique, Italie, Grèce) est totalement décorrélié du régime de vent français. L'implantation massive de renouvelables fait peser une forte pression sur le système électrique français qui se traduit par de fortes oscillations des importations en provenance de la zone Belgique-Allemagne. La politique volontariste de certains pays de l'Europe du Nord et la volonté de la Commission européenne de favoriser l'accroissement des interconnexions transnationales ne doivent pas transformer la France en déversoir du trop-plein d'EnR du reste de l'Europe : la politique énergétique de la France ne peut être la résultante des politiques de ses voisins.*

### **1. Introduction**

Dans une publication récente Percebois et Pommeret [1] [2] ont analysé et quantifié l'influence des injections d'énergies renouvelables sur le prix de gros de l'électricité. Les relations économétriques mettent en évidence une baisse du prix sur le marché de gros lorsque les injections d'électricité renouvelable (EnR) s'accroissent. Cette étude s'appuie essentiellement

sur les données de Réseau Transport d'Electricité (RTE) et plus particulièrement sur la consommation et la production françaises d'énergie éolienne et photovoltaïque. Nous nous intéressons dans l'étude présente aux échanges français avec les pays limitrophes et proposons une quantification de l'influence des EnR sur les importations et exportations d'électricité. L'impact de l'ouverture à la concurrence et du développement massif des énergies renouvelables sur les échanges transfrontaliers d'électricité a été analysé dans diverses publications (Laffaye et coll. [3], Keppler et Cometto [4] notamment). Dans cet article nous utilisons la nomenclature et la structuration des données de RTE pour apprécier les effets des injections de solaire et

1. Université de Montpellier, Faculté d' Economie, Richter, CREDEN (UMR CNRS Art-Dev), CS 79606, 34960 Montpellier cedex 2, France. [jacques.percebois@univ-montp1.fr](mailto:jacques.percebois@univ-montp1.fr)

2. Société Chimique de France, 28 rue Saint Dominique, 75007 Paris, France. [stanislas.pommeret@societechimiquedefrance.fr](mailto:stanislas.pommeret@societechimiquedefrance.fr)

d'éolien sur les échanges avec la France. Les blocs pris en compte sont :

- 1) Allemagne et Belgique (les deux pays forment un bloc pour RTE),
- 2) Angleterre,
- 3) Suisse,
- 4) Italie,
- 5) Espagne.

Par convention, si les échanges avec un pays correspondent à une importation nette d'électricité le solde est noté positivement ; à l'opposé, s'il y a une exportation nette d'électricité le solde est noté négativement. Dans la suite du document nous parlerons toujours d'importation étant entendu qu'une importation négative est bien évidemment une exportation.

Rappelons que chacun des pays concernés est connecté au réseau européen. Ainsi les importations en provenance d'Allemagne et de Belgique sont elles-mêmes influencées par les interconnexions que ces pays ont avec le reste du Benelux, l'Europe du Nord (Danemark, ...) et l'Europe de l'Est (Pologne, République Tchèque, ...). Il faut imaginer le réseau européen de l'électricité comme un ensemble de nœuds connectés les uns aux autres de proche en proche. Dans cette étude nous allons quantifier le comportement du nœud France face aux perturbations des cinq nœuds auxquels il est interconnecté.

## 2. Données annuelles

### 2.1 Les moyennes

Sur la Figure 1, nous avons représenté l'évolution moyenne des importations d'électricité en provenance d'Allemagne-Belgique et d'Italie. Ces deux courbes montrent des modulations journalières et hebdomadaires très différentes traduisant des besoins et des moyens de production très variables. Ainsi, on observe que les importations en provenance d'Allemagne-Belgique ont une modulation journalière très marquée avec des maxima vers midi et minuit et des minima vers 06H00 et 18H00. A contrario, les importations en provenance d'Italie ont une modulation hebdomadaire marquée avec un régime d'importation spécifique aux samedis et dimanches mais elles montrent aussi une modulation journalière de bien plus

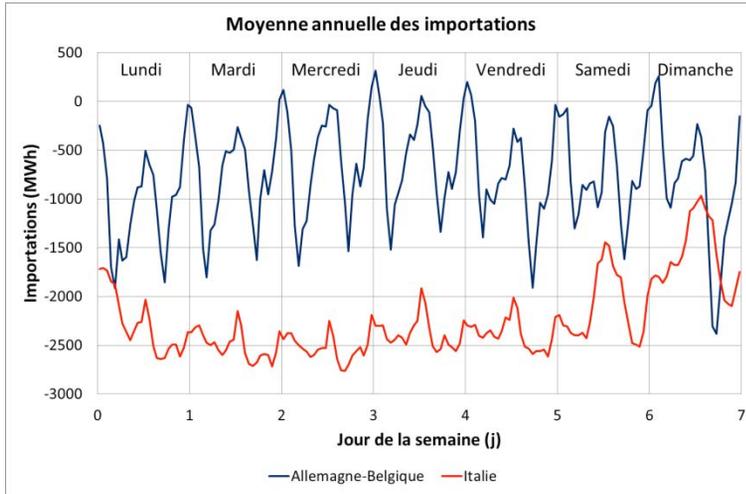
faible amplitude que celles observées avec l'Allemagne-Belgique avec, néanmoins, un pic d'importation aux environs de midi.

Notons que la différenciation entre le weekend et les jours de la semaine dans les importations en provenance d'Italie est en adéquation avec la différenciation de la consommation française entre les weekends et les jours de la semaine (Cf. se reporter à Percebois et Pommeret [1] [2]). Le fait que les importations en provenance d'Allemagne-Belgique ne montrent pas d'alternance weekend – jours de semaine semble indiquer que ce n'est pas que la consommation française qui pilote les importations en provenance du nord de l'Europe continentale.

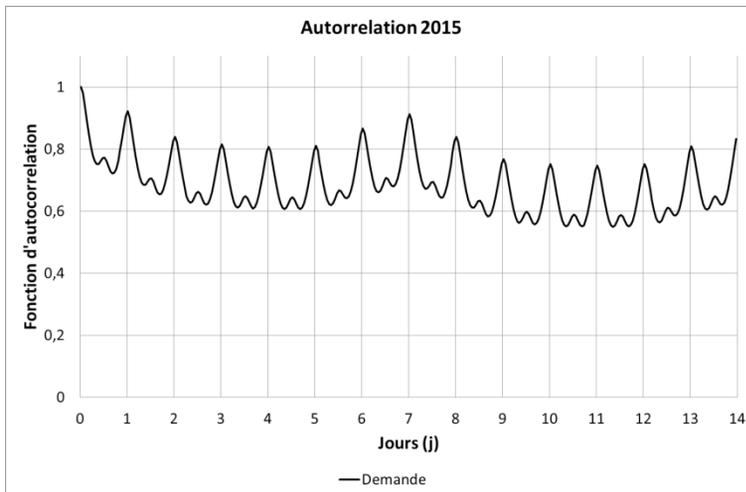
### 2.2 Les fonctions d'autocorrélation

L'étude mentionnée précédemment [1] [2] présentait les fonctions d'autocorrélation des puissances produites par les énergies renouvelables éoliennes et photovoltaïques. Ces fonctions nous ont permis d'asseoir le caractère hautement périodique de la production photovoltaïque et le caractère hautement aléatoire de la production éolienne sur le sol français. Les injections d'électricité solaire obéissent à une périodicité relativement prévisible (l'ensoleillement est traditionnellement important entre 10h et 16h) alors que les injections d'électricité éolienne sont beaucoup plus aléatoires puisque le régime des vents est soumis à une périodicité sensiblement moins forte que celui du soleil. Le caractère périodique de la consommation française que nous avons constaté dans cette étude est également observable sur la fonction d'autocorrélation de la consommation représenté sur la Figure 2.

La fonction d'autocorrélation est caractéristique d'un phénomène pseudopériodique avec une première période de 24 heures (le motif qui se répète tous les jours) et une seconde période de sept jours qui se caractérise par une remontée de la cohérence au bout de 7 jours. L'analyse des fonctions d'autocorrélation des importations électriques va montrer que l'on peut observer trois régimes dans les échanges électriques de la France avec ses voisins, ce qui impose de bien distinguer trois types de pays limitrophes en termes de modulation.



**Figure 1 :** Évolution hebdomadaire moyenne sur l'année 2015 des importations en provenance d'Allemagne-Belgique et d'Italie. Les heures sont notées en fraction journalière sachant que le premier jour de la semaine est le lundi et le dernier est le dimanche : 0,5 correspond à midi du premier jour de la semaine (lundi), 4,25 correspond à 06H00 du cinquième jour de la semaine (vendredi), 6,75 correspond à 18H00 du septième jour de la semaine (dimanche), ...



**Figure 2 :** Fonction d'autocorrélation de la demande. La fonction est calculée sur un pas horaire (un vingt-quatrième de jour) sur une durée totale de 14 jours.

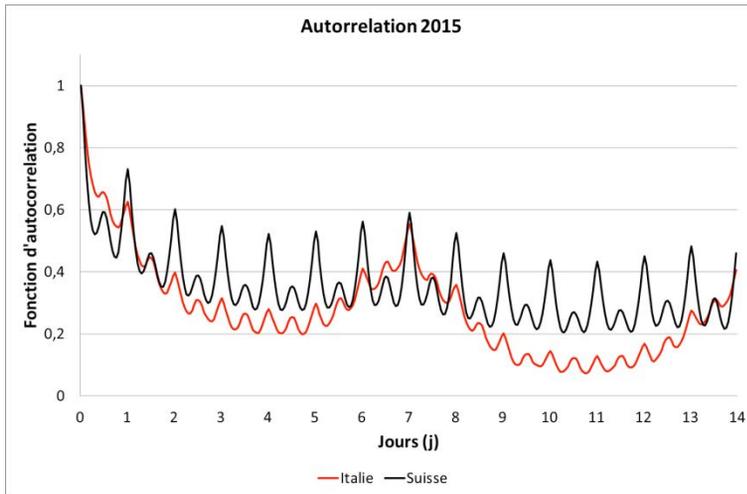
### 2.2.1 Le cas de l'Italie et de la Suisse

La Figure 3 présente l'évolution des fonctions d'autocorrélation pour la Suisse et l'Italie. Ces deux fonctions mettent en évidence une modulation journalière (plus marquée pour la Suisse) et une modulation hebdomadaire (plus marquée pour l'Italie) et permettent de comprendre que les importations en provenance de ces pays sont partiellement dues à la demande mais que, malgré la pseudo périodicité journalière et hebdomadaire de ces importations, une perte de cohérence notable est observée d'une semaine à l'autre. En effet, à  $t = 7$  jours, ces deux fonctions sont proches de 0,6 alors que la fonction d'autocorrélation de la consommation française est voisine de 0,95. Le fait que

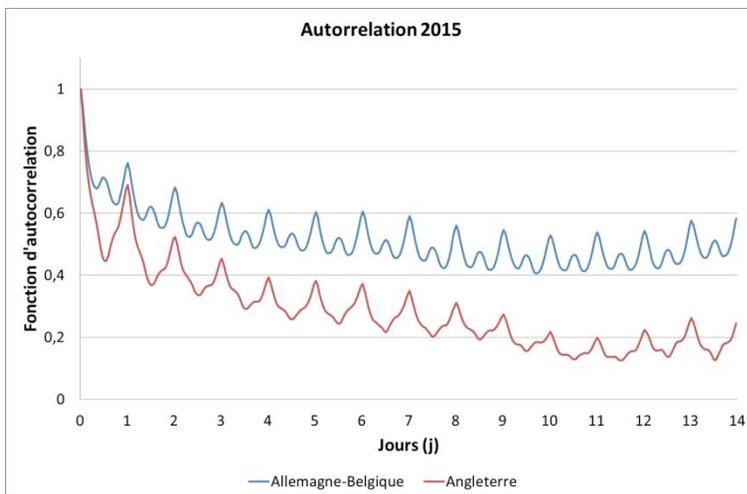
ces fonctions de corrélation soient inférieures en moyenne à 0,4 durant la seconde semaine indique clairement que les importations en provenance de ces pays sont pilotées par des considérations de court terme plutôt que par des nécessités saisonnières.

### 2.2.2 Le cas de l'Allemagne-Belgique et de l'Angleterre

La Figure 4 représente les fonctions d'autocorrélation en provenance du bloc Allemagne-Belgique et de l'Angleterre. On note tout de suite que ces fonctions ne montrent pas de périodicité hebdomadaire. Ces deux fonctions montrent cependant que les importations en provenance de ces deux zones géographiques



**Figure 3 :** Autocorrélation des importations en provenance de l'Italie et de la Suisse.



**Figure 4 :** Autocorrélation des importations en provenance de l'Allemagne-Belgique et de l'Angleterre

ont une périodicité journalière assez marquée. Notons qu'à la différence de l'Angleterre, de l'Italie et de la Suisse, les importations en provenance de la zone Allemagne-Belgique ont une contribution de long terme nettement plus marquée.

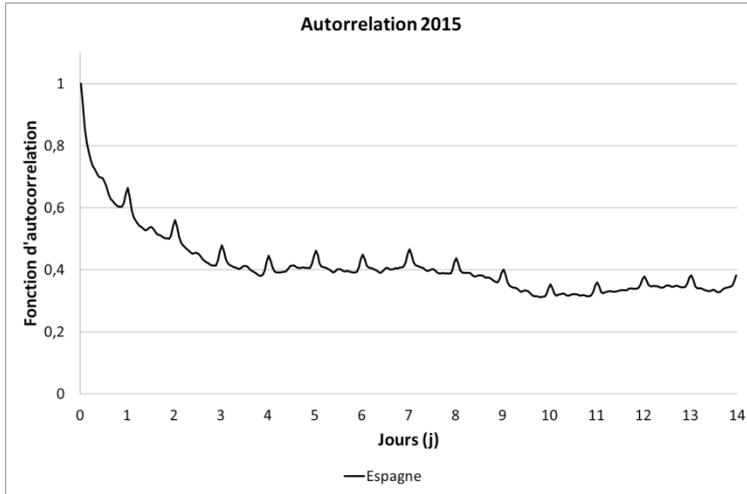
### 2.2.3 Le cas de l'Espagne

Les importations en provenance d'Espagne montrent une dynamique particulière ainsi que l'illustre la Figure 5 quand on la compare à la Figure 3 et à la Figure 4. La quasi absence de périodicité journalière et hebdomadaire est remarquable. Cette absence de périodicité met en évidence la composante rapide de perte de corrélation sur les 2-3 premiers jours qui du point de vue de la dynamique peut rappeler

celle de la fonction d'autocorrélation de la production éolienne mise en évidence dans l'étude mentionnée précédemment (références [1] [2]).

## 3. Influence des énergies éoliennes et photovoltaïques sur les importations françaises

Comme nous l'avons souligné dans la section précédente, les importations d'électricité sont de natures et d'amplitudes différentes en fonction des pays frontaliers de la France. Elles se caractérisent par une contribution de long terme due aux variations saisonnières de la consommation d'électricité, de deux composantes pseudopériodiques de 1 et 7 jours, d'une contribution ayant un temps caractéristique



**Figure 5 :** Autocorrélation des importations en provenance d'Espagne

inférieur à la semaine qui peut être assimilé à la contribution de l'éolien. Dans les données moyennées sur l'année (cf Figure 1) on note un pic vers midi qui pourrait avoir pour origine la production d'énergie photovoltaïque.

### 3.1 L'énergie photovoltaïque

Comme le montre la Figure 1, les importations sont fortement modulées aux environs de midi et il reste à quantifier cette modulation. Pour ce faire, nous avons cherché la corrélation entre la production photovoltaïque sur le sol français avec les fluctuations journalières des importations, définie comme suit :

$$F_{Pays}(b,j) = I_{Pays}(b,j) - \langle I_{Pays}(b,j) \rangle_j \quad \text{ÉQUATION 1}$$

où :

- $I_{Pays}(b,j)$  désigne les importations en provenance de Pays à l'heure  $b$  du jour  $j$ ,
- Pays fait référence aux zones interconnectées au réseau français : Allemagne-Belgique, Angleterre, Suisse, Italie et Espagne ou au solde des importations qui est la somme de toutes les importations.
- $\langle \dots \rangle_j$  désigne la valeur moyenne d'une variable sur le jour  $j$ .

Dans ce qui suit, nous noterons par  $P_{sol}(b,j)$ , la puissance photovoltaïque produite sur le sol français à l'heure  $b$  du jour  $j$ .

La Figure 6 montre la corrélation entre la puissance photovoltaïque produite en France et la fluctuation journalière du solde des importations. Cette figure rend compte des fluctuations

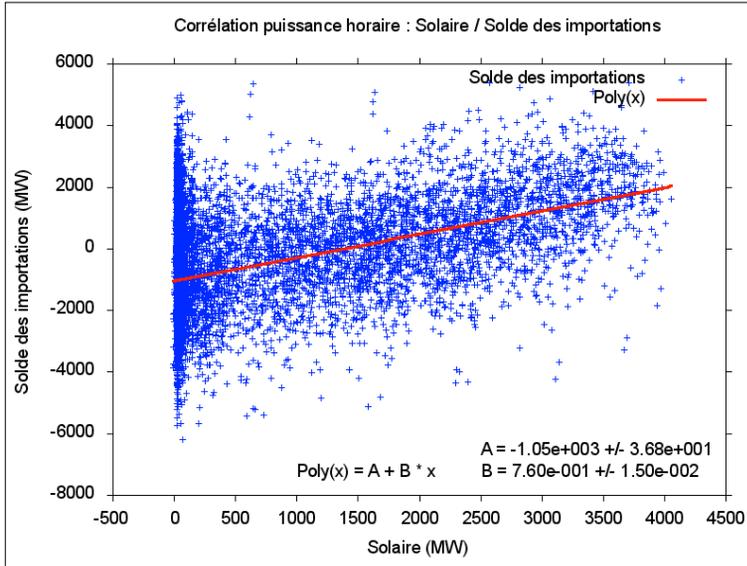
nocturnes (les croix dont l'abscisse est nulle ou quasi nulle) et diurnes (les croix dont l'abscisse est significativement différente de zéro). La régression linéaire des données (droite rouge de la Figure 6) a un coefficient directeur de 0,76. Cette corrélation entre  $P_{sol}(b,j)$  et  $F_{Solde\ des\ importations}(b,j)$  indique que les deux variables ont des comportements dynamiques diurnes semblables. Du point de vue du réseau français tout se passe comme si la puissance photovoltaïque crête installée en France n'était pas 6,578 MWc mais  $6,578 \times 1,76 = 11,577$  MWc. Du point de vue du réseau européen, le nœud français contribue à la résorption du pic de production photovoltaïque en provenance d'Allemagne particulièrement.

Dans le Tableau 1, nous avons rassemblé l'ensemble des facteurs de corrélation. On remarque que la zone Allemagne-Belgique est le plus gros contributeur à l'entrée d'électricité d'origine photovoltaïque en France. Notons que la production d'électricité d'origine photovoltaïque en Espagne et en Angleterre ne perturbe pas le réseau français de transport d'électricité.

### 3.2 L'énergie éolienne

#### 3.2.1 Les régimes de vents européens

Pour analyser l'influence de la production éolienne sur les importations d'électricité française il faut comprendre comment les différents régimes de vents européens se corrélient entre eux. Nous avons utilisé les données de



**Figure 6 :** Corrélation entre la puissance photovoltaïque produite en France et la fluctuation journalière du solde des importations. Chaque croix bleue a pour coordonnées :  $(P_{Sol}(h,j), F_{Solde\ des\ importations}(h,j))$ . La droite rouge est obtenue par régression linéaire des données via la méthode des moindres carrés implémentée dans la fonction fit du freeware GNU PLOT [5]. Pour réaliser l'ajustement, nous avons affecté un poids aux données proportionnel à  $P_{Sol}(h,j)$ .

Tableau 1		
Facteur de corrélation des fluctuations de la puissance importée $F_{Pays}(h,j)$ en fonction de $P_{Sol}(h,j)$ .		
Pays	Facteur de corrélation	Déviatoin standard
Allemagne-Belgique	0,42	0,011
Suisse	0,25	0,008
Italie	0,13	0,006
Espagne	-0,01	0,004
Angleterre	-0,03	0,003
Solde des importations	0,76	0,015

Paul-Frederik Bach [6] qui a rassemblé sur son site web les données de plusieurs pays européens dont l'Allemagne, la Grande-Bretagne et l'Espagne. Pour les données françaises, nous avons utilisé celles de RTE.

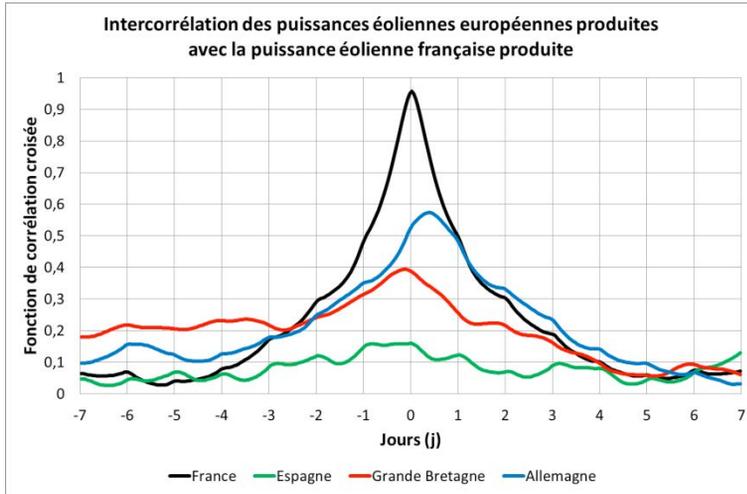
La fonction mathématique permettant de caractériser l'intercorrélation de deux séries temporelles  $X_i$  et  $Y_i$  est la fonction de corrélation croisée définie comme :

$$\Gamma_{X,Y}(k) = \frac{\langle (X_i - \mu_X)(Y_{i+k} - \mu_Y) \rangle}{\sigma_X \times \sigma_Y} \quad \text{EQUATION 2}$$

où les  $\langle \dots \rangle$  désignent la moyenne sur l'ensemble des réalisations  $i$ ,  $k$  le décalage temporel,  $\mu_X$  et  $\sigma_X$  (respectivement  $\mu_Y$  et  $\sigma_Y$ ) la moyenne et

l'écart type de  $X$  (respectivement de  $Y$ ). Notons que si  $X = Y$ , la fonction temporelle  $\Gamma_{X,Y}(k)$  est la fonction d'autocorrélation de la série temporelle  $X$ . Dans ce qui suit,  $X$  sera toujours la production éolienne française. Si la fonction de corrélation croisée est égale à 1 les deux séries temporelles sont parfaitement corrélées, si elle est égale à -1, elles sont parfaitement anti-corrélées et si elle est égale à 0, elles sont décorrélées.

Sur la Figure 7, nous avons représenté les fonctions de corrélation croisée de la production française avec elle-même et celles de l'Espagne, de la Grande-Bretagne et de l'Allemagne sur une période de temps allant de - 7 jours à 7 jours avec un pas horaire. La courbe en noir qui est la courbe d'autocorrélation de la production éolienne française est symétrique, aux imprécisions de calcul près, par rapport à  $k = 0$  et a un maximum à 1, aux imprécisions de calcul près, pour  $k = 0$ . Les imprécisions de calcul viennent du fait que nos séries temporelles sont limitées à l'année 2015 (8760 heures) et au fait que nos calculs de chacun des points de la fonction d'autocorrélation ne se fait que sur 8424 heures (effets de bords). Ces imprécisions de calcul expliquent pourquoi la fonction d'autocorrélation n'est pas parfaitement symétrique et pourquoi son maximum n'est pas tout à fait égal à 1.



**Figure 7 :** Fonctions de corrélations croisées de productions éoliennes européennes avec la production éolienne française pour l'année 2015 (Données de Paul-Frederik Bach [6] et de RTE).

La fonction de corrélation croisée avec la production éolienne espagnole ne montre pas de pic notable indiquant que les productions éoliennes française et espagnole ne sont pas ou sont faiblement corrélées c'est-à-dire que les régimes de vent à l'origine de ces productions sont relativement indépendants. Un effet de foisonnement est alors envisageable entre les productions éoliennes française et espagnole. De façon plus générale, les régimes de vent du sud de l'Europe sont relativement bien décorrélés des régimes de vent du nord de l'Europe.

Les fonctions de corrélation croisée de Grande-Bretagne et d'Allemagne montrent des pics de corrélation. Le pic de la Grande-Bretagne (0,39 à  $t = -3$  heures) indique une assez bonne corrélation entre le régime de vent en Grande-Bretagne et en France et qu'il est dominé par le passage des perturbations atlantiques

qui arrivent par l'ouest et atteignent la Grande-Bretagne avant la France. Le pic de l'Allemagne (0,57 à  $t = 9$  heures) indique une très bonne corrélation entre le régime de vent en Allemagne et en France. L'Allemagne étant située plus à l'est que la France, il est logique que les perturbations atlantiques l'atteignent avec un certain retard après la France. Ces trois pays et, plus généralement, les pays du Benelux, le Danemark, la Grande-Bretagne, l'Allemagne et la France sont soumis au même régime de vent et leurs productions éoliennes sont étroitement corrélées. Aucun effet de foisonnement n'est à espérer entre ces pays.

*3.2.2 Corrélation entre production éolienne et importation*

Dans le Tableau 2, nous avons donné la valeur de la fonction de corrélation croisée à

Tableau 2							
Analyse de l'influence de la production éolienne française sur les importations.							
Ligne 1 : Valeur de la fonction de corrélation croisée à $t = 0$ , $\Gamma_{x,y}(0)$ (Cf. Equation 2), entre la production éolienne française et les importations.							
Ligne 2 : Écart type en MW.							
Ligne 3 : rapport de l'écart type à celui de la production éolienne française.							
Ligne 4 : facteur de corrélation entre les importations et la production éolienne française.							
	Éolien-France	Allemagne-Belgique	Angleterre	Espagne	Italie	Suisse	Solde
$\Gamma_{xy}(0)$	1,000	0,082	0,073	-0,071	-0,227	-0,253	-0,143
$\sigma(\text{MW})$	1490	2220	560	950	910	1370	2760
$\sigma_y/\sigma_x$	1,000	1,492	0,376	0,637	0,613	0,924	1,857
a	1,000	0,122	0,027	-0,045	-0,139	-0,234	-0,266

$t = 0$ ,  $\Gamma_{x,y}(0)$  entre la production éolienne française et les importations. On remarque que cette valeur est positive pour l'Allemagne-Belgique et l'Angleterre ce qui indique une tendance à l'augmentation de nos importations lorsque la production éolienne augmente. Ces deux zones géographiques augmentent donc la vulnérabilité du réseau français de transport d'électricité à l'intermittence éolienne. A contrario, cette valeur est négative pour l'Espagne, la Suisse et l'Italie qui agissent comme des absorbeurs d'énergie éolienne.

Notons par  $X_i$  et  $Y_i$  deux séries temporelles que nous supposons centrées c'est-à-dire de moyenne nulle pour simplifier les calculs. Si  $\Gamma_{x,y}(0)$  est non nul alors on peut écrire la série  $Y_i$  sous la forme de la somme d'une série temporelle proportionnelle à  $X_i$  et d'une série temporelle  $Z_i$  qui est orthogonale à  $X_i$  c'est-à-dire pour laquelle on a  $\Gamma_{x,z}(0) = 0$ . On a alors :

$$Y_i = a \times X_i + Z_i \quad \text{ÉQUATION 3}$$

En remplaçant dans l'équation 2, on obtient le facteur de corrélation entre la production éolienne française et les importations :

$$a = \Gamma_{x,y}(0) \times \frac{\sigma_y}{\sigma_x} \quad \text{ÉQUATION 4}$$

Le Tableau 2 rassemble les valeurs du facteur de corrélation  $a$  entre la production éolienne française et les importations. Notons que le solde des importations est affecté d'un facteur négatif ( $a = -0,266$ ) ce qui veut dire que lorsque la production éolienne française augmente, les importations diminuent. Mais l'impact n'est pas le même selon les pays limitrophes. Les pays du nord de l'Europe (Allemagne-Belgique et Angleterre) contribuent à accentuer l'effet d'intermittence éolienne en augmentant les injections de l'ordre de 15% de l'énergie éolienne produite en France alors que les pays du sud de l'Europe (Espagne, Italie) et la Suisse contribuent à atténuer l'effet de l'intermittence éolienne en absorbant près de 40% de l'énergie éolienne produite en France.

## 4. Discussion

### 4.1 Le constat

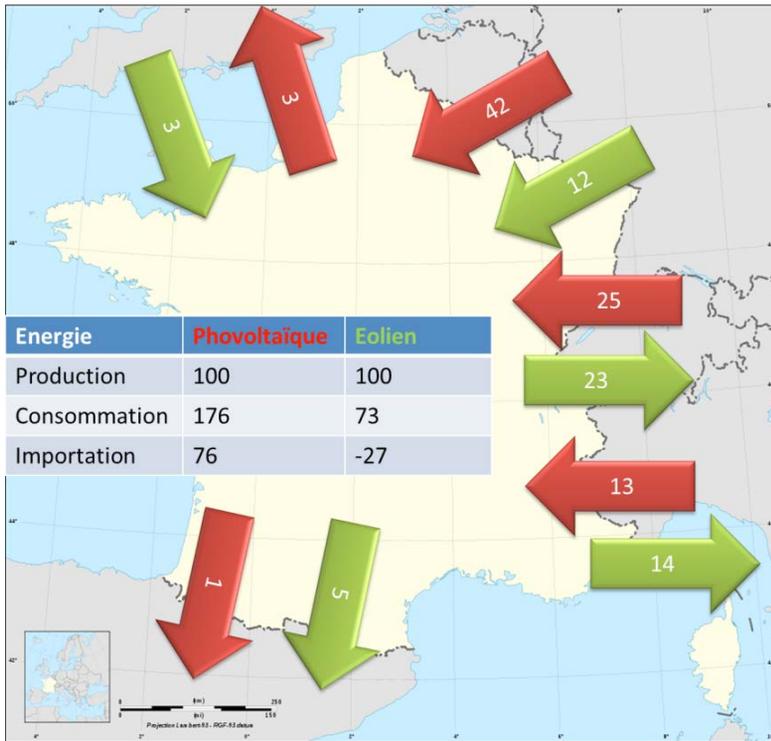
La Figure 8 synthétise les échanges liés aux énergies renouvelables. Cette figure montre

comment les importations françaises sont modulées par l'apport des énergies renouvelables. La grille de lecture de cette figure est la suivante :

- 1) L'ensemble des chiffres sont donnés en base 100 par rapport à la production française instantanée d'électricité d'origine photovoltaïque (flèches rouges) ou éolienne (flèches vertes) ;
- 2) Les flèches entrantes (respectivement sortantes) indiquent un accroissement (respectivement une baisse) des importations instantanées de la France directement lié à la production d'EnR française ; ainsi, par exemple, si la France augmente sa production de photovoltaïque en une heure de 100 MW, les importations d'électricité allemande vont, elles aussi, augmenter de 42 MW dans le même laps de temps.

Cette Figure montre que la France stabilise le réseau européen électrique vis-à-vis de l'énergie photovoltaïque puisque la France absorbe 1,76 fois la puissance photovoltaïque qu'elle produit. La très forte modulation imposée par les importations sur le photovoltaïque français est compensée par la souplesse du système de production électrique français. Une augmentation des capacités photovoltaïques françaises se traduira par la nécessité d'augmenter la modulation des centrales françaises.

La production éolienne donne lieu à une augmentation des exportations d'électricité malgré un apport significatif en provenance de la zone Belgique-Allemagne. De ce point de vue la Suisse et l'Italie absorbent une part significative de la production française. Les îlots électriques comme l'Angleterre ou l'Espagne gèrent leurs renouvelables sans gêner les pays limitrophes, ce qui n'est pas le cas de l'Allemagne qui a besoin du réseau français pour absorber une partie de son photovoltaïque. Les injections d'éolien posent moins de problèmes transfrontaliers car le régime des vents n'est pas le même partout en Europe, notamment entre le nord et le sud. La Suisse et l'Italie absorbent d'ailleurs une partie de la production française d'éolien. A noter qu'il y a peu d'éolien en Suisse, pays de montagnes dans lequel il n'est pas facile d'implanter des installations éoliennes de grande dimension.



**Figure 8 :** Échanges liés aux énergies renouvelables intermittentes. Les flèches entrantes sont des importations nettes, les flèches sortantes sont des exportations nettes (Indice base 100 pour la production d'EnR en France). Les flèches rouges correspondent au photovoltaïque et les flèches vertes à l'éolien.

Ces observations conduisent à dire que la stratégie allemande de sortie du nucléaire, qui requiert de développer fortement l'éolien et le solaire, a besoin de l'aide des pays limitrophes dont la France pour évacuer le trop-plein d'électricité solaire lorsque l'ensoleillement est maximum au milieu de la journée. Cela semble moins vrai pour l'éolien. La liaison entre la France et l'Allemagne (avec la Belgique) est de l'ordre de 8,3 GW (4,5 avec l'Allemagne et 3,8 avec la Belgique) et le taux d'utilisation de l'interconnexion traduit le différentiel de prix entre les marchés de gros des deux pays. C'est alors un moyen de faire converger les prix, à la hausse pour le pays exportateur et à la baisse pour le pays importateur. Au moment où l'ensoleillement est maximum en Europe donc en France comme en Allemagne, les prix allemands sont légèrement plus bas que les prix de gros français et la France importe de l'électricité solaire allemande. Cela peut être bénéfique pour le consommateur français, du moins celui dont le prix en offre de marché est indexé sur le prix de gros, mais cela peut porter préjudice aux producteurs français d'électricité si cette

électricité solaire allemande se substitue à de l'électricité française. Et c'est d'autant plus discutable si l'électricité française évacuée est de l'électricité nucléaire car cela revient à substituer de l'électricité décarbonée allemande à de l'électricité décarbonée française. Si la France manquait d'électricité au moment des injections de solaire allemand cette situation serait une bonne chose ; mais ces injections interviennent à un moment où la demande est faible et la capacité de production excédentaire. Du coup c'est dommageable pour l'opérateur français du nucléaire. Le problème tient en effet au fait qu'il y a peu de foisonnement avec le solaire, ce qui n'est pas tout à fait le cas de l'éolien : les pics de production de solaire PV se passent en même temps partout en Europe.

On peut donc anticiper qu'avec un développement massif des énergies renouvelables, le solaire tout spécialement, dans les pays limitrophes de la France, l'Allemagne en particulier, la marge de manœuvre du nucléaire français sera réduite puisque le coût marginal nul du solaire financé hors marché par des prix d'achat garantis (et qui est injecté

sur le marché de gros) est inférieur au coût marginal déjà faible du nucléaire. On peut certes reconnaître qu'à d'autres moments le faible coût du nucléaire permettra à la France d'exporter de l'électricité qui se substituera alors à de l'électricité thermique allemande plus coûteuse et surtout plus polluante. Ainsi la localisation des installations solaires en Europe est plus que discutable : il y a plus de puissance installée dans le nord que dans le sud, ce qui est possible puisque cette énergie est subventionnée. Ce sont alors les interconnexions qui sont chargées d'en assurer le dispatching. A noter que le problème est moins sensible avec l'éolien, sans doute parce que le foisonnement joue davantage en Europe mais aussi parce que le régime des vents est différent selon les pays.

Les évolutions récentes du marché de l'électricité ne sont toutefois pas imputables aux seules renouvelables : la stabilisation de la demande d'électricité, le bas prix du pétrole du gaz et du charbon donc le bas coût de l'électricité thermique à base de fossiles font que les prix de gros sont très bas et insuffisants pour rentabiliser tout investissement nouveau dans la production d'électricité en Europe. L'injection massive d'électricité renouvelable financée hors marché par des FIT trop rémunérateurs ne fait qu'aggraver les choses. La récente envolée des prix de gros sur le marché français (fin novembre- début décembre 2016) s'explique par l'arrêt inopiné d'un grand nombre de réacteurs nucléaires et cela ne remet pas en cause la tendance lourde observée en Europe, celle d'une surproduction massive d'électricité dans un contexte de demande atone et de non maîtrise des injections de renouvelables.

Les traités européens rappellent que chaque Etat-membre est responsable de la politique énergétique qu'il entend mener ; la Commission européenne n'est en charge que de la politique de la concurrence. Les subventions publiques sont donc interdites sauf dérogation ; le mécanisme des FIT en est une et il a engendré beaucoup d'effets pervers. Des réformes sont donc nécessaires si l'on veut éviter que la politique d'un Etat ne soit contrainte trop fortement par celle des autres Etats, ce qui conduirait à un repli sur soi, donc à l'inverse de l'objectif

recherché, celui d'un grand marché de l'énergie à l'échelle européenne. La Commission européenne souhaite accroître les interconnexions entre pays – membres pour développer cette concurrence ; cela devrait faciliter encore davantage les échanges et accentuer la convergence des prix de gros de l'électricité. Mais cela peut s'avérer coûteux pour le consommateur final et cela ne garantit en rien une convergence des prix de détail de l'électricité puisque le prix de gros ne représente guère plus d'un tiers du prix TTC de l'électricité. De plus cela risque de fragiliser certains réseaux qui devront absorber une part croissante de l'électricité solaire prioritaire produite par les pays voisins à un moment où cette électricité n'est pas utile pour satisfaire la demande, ce qui exercera inéluctablement un « effet d'éviction » sur le parc du pays d'accueil. Cela peut être une bonne chose si l'éviction se fait au détriment de centrales polluantes fonctionnant au charbon, voire au gaz. Cela se discute si l'éviction se fait au détriment de centrales nucléaires qui n'émettent pas de CO<sub>2</sub> puisqu'alors un kWh « décarboné » mais subventionné se substituerait à kWh « décarboné » moins cher à produire. On assisterait ainsi à une sorte de « loi de Gresham », la mauvaise électricité chassant la bonne, tout comme « la mauvaise monnaie chassait la bonne » au 18<sup>ème</sup> siècle. Rappelons que si les prix de gros de l'électricité ont fortement chuté ces dernières années en Europe, les prix TTC payés par le consommateur final ont augmenté ce qui pour certains peut remettre en cause les bienfaits attendus de la libéralisation (cf. Auverlot et coll. [7], Saguean et Sautel [8])

#### 4.2 Les solutions ?

Plusieurs solutions sont envisageables pour faire face à ce risque de voir une éviction croissante du nucléaire français par de la production d'EnR étrangère :

- 1) On peut envisager de réformer le mécanisme d'aides aux renouvelables ; préférer par exemple un mécanisme de FIP (feed-in premium) moins rémunérateur et plus risqué (puisque la prime est fixée ex post et peut varier) qu'un mécanisme de FIT pour soutenir le développement des renouvelables ; préférer un système

d'appels d'offre pour contrôler la quantité de renouvelable injectée sur le réseau... C'est d'ailleurs ce qui est en train de se produire en Allemagne et en France avec la réforme en cours, une façon de limiter l'injection massive de renouvelables au-delà de ce qui est nécessaire ;

- 2) On peut envisager d'interdire l'injection de renouvelables lorsque le prix du marché de gros tombe en deçà d'un certain seuil mais il faut définir ce seuil (le niveau de l'ARENH par exemple ?) ;
- 3) On peut encourager le stockage de l'électricité excédentaire soit sous forme d'hydrogène soit sous forme de méthane (via la méthanation), ou inciter les opérateurs à stocker de l'eau dans des stations de pompage ;
- 4) On peut également encourager l'autosuffisance électrique renouvelable et éviter ainsi l'injection et la ponction d'électricité sur le réseau ;
- 5) On peut enfin bloquer les injections d'électricité non souhaitée en installant des déphaseurs au niveau des interconnexions, ce qu'ont parfois menacé de faire certains pays limitrophes de l'Allemagne, comme la Pologne ou la République Tchèque.

## 5. Conclusion

Les interconnexions électriques européennes constituent indiscutablement un progrès en permettant le secours mutuel en cas de difficultés et en incitant à la création d'un véritable marché unique de l'électricité. Mais il est difficile de faire converger les prix de gros de l'électricité entre pays qui choisissent des mix électriques hétérogènes avec des coûts de production différents. La convergence constatée à la baisse ces dernières années tient avant tout à la surproduction d'électricité, en partie imputable à une injection non maîtrisée de renouvelables. La solidarité est donc une bonne chose et plusieurs incidents passés ont montré l'intérêt de telles interconnexions. Ces interconnexions ont toutefois des inconvénients si elles transmettent aux pays limitrophes les problèmes rencontrés dans un pays donné.

Elles deviennent un handicap si la politique énergétique choisie dans un pays compromet les choix énergétiques d'un pays limitrophe. Le choix solaire allemand ne doit donc pas compromettre le choix nucléaire français : si la compétition se fait à armes égales on peut à la limite l'accepter ; si elle se fait sur la base d'une distorsion de concurrence due à des subventions il faut la refuser. Ou alors permettre d'instaurer un mécanisme équivalent pour le nucléaire à celui mis en œuvre pour les renouvelables. Un système de CfD (contrats pour différences), identique à celui qui se met en place en Angleterre pour relancer le nucléaire à Hinkley Point, est une solution mais ce n'est pas la seule. On a souvent dit que la France n'avait pas vocation à devenir le « château d'eau » nucléaire de l'Europe ; elle n'a pas non plus vocation à devenir le déversoir du trop-plein d'énergie solaire de l'Allemagne. ■

## Bibliographie

- [1] Jacques Percebois et Stanislas Pommeret. (2016) CREDEN Working Paper, Paper N° 16.03.115 : Coût complet lié à l'injection d'électricité renouvelable intermittente, approche modélisée sur le marché français « Day-ahead ». [Online]. [www.creden.univ-montp1.fr/fr/publications.html](http://www.creden.univ-montp1.fr/fr/publications.html) (avec annexes)
- [2] Jacques Percebois et Stanislas Pommeret, « Coût complet lié à l'injection d'électricité renouvelable intermittente. Approche modélisée sur le marché français « day-ahead », *Revue de l'énergie*, vol. 632, pp. 192-211, Juillet-Août 2016.
- [3] Laffaye Hervé, Tesseron Jean-Michel, Delabre Jean-Yves, et Coulondre Jean-Marie, « Ouverture du marché européen de l'électricité : la transformation des échanges internationaux sur le réseau interconnecté », *Revue de l'Electricité et de l'Electronique*, vol. 11, pp. 71-89, Décembre 2001.
- [4] Keppler Jan-Horst et Cometto Marco, « L'interaction des énergies nucléaire et renouvelables : effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone », *Annales des Mines : Responsabilité et Environnement*, vol. 69, pp. 29-35, Janvier 2013.
- [5] Thomas Williams et Colin Kelley. GNUPLLOT Version 5.0 patchlevel 1. [Online]. [www.gnuplot.info](http://www.gnuplot.info)
- [6] Paul-Frederik Bach. (2016) Consultant in Development of Energy Systems. [Online]. [http://www.pfbach.dk/firma\\_pfb/time\\_series/ts.php](http://www.pfbach.dk/firma_pfb/time_series/ts.php)
- [7] Auverlot Dominique, Beeker Etienne, Hossie Gaëlle, Oriol Louise et Rigard-Cerison Aude, « Le marché européen de l'électricité à la croisée des chemins », in *CGSP, Conseil d'Analyse stratégique*, Paris, Janvier, 2014, pp. 19-35.
- [8] Saguan Marcelo et Sautel Olivier, « L'ouverture à la concurrence du secteur électrique : rôle et gains du client », *Flux*, vol. 84, pp. 8-20, 2011.