



Date de publication :
10 octobre 2014

Électricité : intermittence et foisonnement des énergies renouvelables

Cet article est issu de : **Énergies | Ressources énergétiques et stockage**

par **Hubert FLOCARD, Jean-Pierre PERVÈS,
Jean-Paul HULOT**

Mots-clés
Eolien | Solaire

Résumé De nombreux scénarios énergétiques récents proposent des déploiements éolien et solaire massifs qui, au vu des données disponibles, vont induire des déséquilibres entre production et consommation instantanées d'électricité fréquents, importants et peu prévisibles. L'impact doit en être évalué en relation avec la capacité d'ajustement des moyens de production restant en soutien. Le basculement du défi actuel d'un pilotage des réseaux électriques satisfaisant les besoins d'électricité des consommateurs, à celui d'une compensation en temps réel des productions intermittentes, va s'imposer. Comme illustration, cet article évalue les effets sur le réseau français et les interconnexions européennes du scénario proposé par l'ADEME de développement de l'éolien et du solaire à l'horizon 2030.

Keywords
wind | solar

Abstract Many recent energy scenarios advocate massive wind and solar deployments which, given available data, are going to generate frequent, important and poorly forecast imbalances between electricity production and consumption. Their impact must be assessed in relation with the flexibility of the remaining backup production capacity. One should expect a transformation of the present challenge to grid managers of a satisfaction of consumer electricity needs to that of an on-time balancing of intermittent productions. As an illustration, this work analyzes the impact on the French grid and the European high voltage cross border links of such random productions within the wind and solar growth hypotheses put forward by the ADEME agency

Pour toute question :
Service Relation clientèle
Techniques de l'Ingénieur
Immeuble Pleyad 1
39, boulevard Ornano
93288 Saint-Denis Cedex

Document téléchargé le : **08/05/2020**
Pour le compte : **7200083644 - insa de rennes // 193.52.94.52**

Par mail :
infos.clients@teching.com
Par téléphone :
00 33 (0)1 53 35 20 20

© Techniques de l'Ingénieur | tous droits réservés

Électricité : intermittence et foisonnement des énergies renouvelables

par **Hubert FLOCARD**

Directeur de recherche CNRS en retraite, St Jean de Védas, France

Jean-Pierre PERVÈS

Ingénieur A&M et INSTN en retraite

Ancien directeur du CEA Fontenay-aux-Roses et du CEA/Saclay, Bures sur Yvette, France

et **Jean-Paul HULOT**

Ingénieur en retraite, CEA, Limours France

1. Contexte	BE 8 586 - 2
2. Bases et caractéristiques des intermittences éolienne et solaire	— 3
2.1 Éolien	— 20
2.2 Solaire photovoltaïque	— 15
3. Une Europe éolienne future ?	— 18
4. Éolien et solaire en France en 2030 selon le scénario ADEME	— 20
4.1 Production horaire 2030 de l'éolien. Impact original de l'éolien marin	— 20
4.2 Production horaire cumulée de l'éolien et du solaire en 2030.....	— 20
4.3 Cinétique des variations de puissance dans le scénario ADEME 2030.....	— 21
4.4 Production horaire requise des moyens de compensation	— 22
4.5 Centrales classiques. Performances de suivi de charge et impact du suivi de l'intermittence.....	— 23
5. Perspectives de stockage à l'horizon 2030	— 24
5.1 Step de mer	— 24
5.2 Stockage hydrogène.....	— 24
5.3 Compensation, stockage ou limitation des puissances livrées ?.....	— 25
6. Impact CO₂ du scénario ADEME	— 25
7. Conclusions	— 26
Pour en savoir plus	Doc. BE 8 586

Les expressions, « Il y a toujours du vent quelque part ». « Il y a du soleil en milieu de journée quand le besoin d'électricité est le plus fort », en général énoncées sans s'appuyer sur de quelconques observations chiffrées, semblent relever d'un solide bon sens populaire. Or, ces dernières années ces phrases, imprécises et de ce fait sans véritable utilité, se sont retrouvées élevées au rang de concepts par les promoteurs des énergies renouvelables électrogènes. On parle alors de « foisonnement » et, en ce qui concerne l'électricité photovoltaïque, d'« adéquation production/consommation », auxquels on attribue la vertu de lisser ou d'ajuster aux besoins la production d'un pays ou celle d'un continent. Le foisonnement représente donc la capacité que pourrait avoir la production d'une zone climatique de compenser un excès ou un déficit de pro-

duction dans une autre zone climatique : cette notion s'applique à l'éolien comme au solaire.

Ce faisant, on cherche avant tout à minorer une faiblesse majeure de ces productions : elles sont essentiellement **intermittentes** (ce travail traite conjointement de l'intermittence climatique de l'éolien et du solaire et de la variabilité journalière et saisonnière de ce dernier) et très médiocrement prévisibles. On verra qu'elles deviennent difficilement gérables dès que leurs contributions dépassent un certain niveau. En effet, un examen des données de production détaillées, en France comme dans l'Europe interconnectée, montre que l'intermittence est toujours très prononcée. L'amplitude et la cinétique des variations de production peuvent, même pour des tailles modestes de parcs éolien ou solaire, rapidement dépasser celles de la consommation de sorte qu'ils ne répondent que très imparfaitement aux besoins et souvent en créent de nouveaux.

Qu'est-ce que le foisonnement des productions ?

Les dictionnaires français associent le mot « foisonnement » à la seule notion de « prolifération ». Dans cet article, nous avons plutôt utilisé l'acception originale, plus technique et maintenant reprise de façon récurrente par des organismes publics comme l'ADEME ou RTE, de « réduction des fluctuations temporelles de la production éolienne ou solaire par une dispersion géographique de ses sites de production ». Le foisonnement ainsi défini attribue donc à une délocalisation spatiale de la production, la vertu de lisser son évolution en fonction du temps.

Pour illustrer ce concept, on montre, par exemple, que, sur un jour ou quelques jours soigneusement choisis, la production éolienne du Languedoc-Roussillon évolue plus ou moins en opposition de phase avec celle des régions du Nord de la France. Cependant, considéré d'un point de vue statistique, cet exemple n'est pas plus informatif de la réalité du foisonnement que l'observation de deux personnes qui lancent simultanément une pièce de monnaie : il arrive parfois que l'une tombe sur pile et l'autre sur face.

C'est donc sur un ensemble important de données correspondant à une longue période – une année par exemple et pour une résolution temporelle cohérente avec les besoins d'ajustement du réseau électrique (l'heure ou moins) – que la réalité du foisonnement doit être testée.

1. Contexte

La **situation allemande** actuelle fournit une première illustration en vraie grandeur (cf. encadré) puisque la puissance intermittente qu'elle a déjà déployée la met dans l'obligation d'exporter ses problèmes de gestion de réseau vers ses voisins, qu'il s'agisse de sur- ou de sous-productions. Une analyse trop approximative de l'impact réel de fortes variabilités de la production peut induire ultérieurement des besoins d'investissements surdimensionnés dans des capacités souffrant de taux de charge faibles, tant pour la production d'électricité que pour son transport. Le suréquipement éolien et solaire, les puissances de réserve traditionnelles en secours importantes et non rentables, le surdimensionnement des réseaux haute tension nationaux et internationaux et la nécessité de création de parcs de stockage de l'électricité excédentaire se traduiront par des prix très élevés de l'électricité affaiblissant de fait la compétitivité économique de l'Europe. Ce risque nous semble insuffisamment apprécié faute d'analyse exhaustive et détaillée. Ce travail souhaite contribuer à combler cette lacune.

Production d'électricité en Allemagne en 2013 [8] [9]

L'Allemagne disposait fin 2013 de la puissance intermittente la plus élevée d'Europe avec près de 70 GW installés :

– solaire photovoltaïque :	35,65 GW
– éolien terrestre :	33,63 GW
– éolien marin :	0,903 GW

La figure 1 montre la répartition de l'ensemble des productions d'électricité.

On note une prépondérance de la production fossile qui dépasse 61,5 %. On observe depuis plusieurs années une croissance régulière de la contribution des productions les plus émettrices de CO₂ : le charbon et le lignite, corrélée à une décroissance du nucléaire et malgré un développement insoutenable de l'électricité intermittente. L'efficacité de celle-ci est faible, avec un facteur de charge annuel moyen de 13 %. La situation géographique et les conditions climatiques font que l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque ont chacun un rendement médiocre : 16 et 9,5 % respectivement.

L'Allemagne dispose de réserves fossiles considérables (lignite). Leur utilisation lui permet (la plupart du temps) de faire face à l'imprévisibilité de la production de ses parcs intermittents. Pour le futur, elles lui garantissent la possibilité de couvrir ses besoins électriques.

Pour cela, nous utilisons des données couvrant, pour la **France**, les productions éoliennes 2011/2012/2013 et solaire 2013 ainsi que l'éolien 2012/2013 de 7 pays de l'Ouest de l'Europe.

Les 7 pays sont : Allemagne, Belgique, Danemark, Espagne, France, Irlande, UK. Les données sont extraites des sites des réseaux nationaux (pour la France fournies par RTE Réseau de transport d'électricité) ou des ministères en charge. La plupart sont disponible sur le site de l'ingénieur danois Paul Frederik Bach.

En ce qui concerne les productions cumulées éolien et solaire, nous n'analysons que la situation française car les données solaires européennes sont moins accessibles. Nous considérons les propriétés de ces productions (régularité, rendement, prévision), l'ampleur des effets du foisonnement et en particulier la transition qui s'opère dans les caractéristiques de la production éolienne au fur et à mesure que la zone géographique s'agrandit de la France à

La puissance intermittente (éolien + solaire) est supérieure à la puissance nucléaire française (+ 22 %) et produit 5 fois moins, sans être contrainte au suivi de charge.
La puissance nucléaire a diminué en 2011 de 21,5 à 12,7 GW.
La puissance éolienne + solaire a augmenté depuis de 24,6 GW.

La contribution à la production d'électricité du lignite et du charbon a cru en Allemagne de 52 % à 57,6 % de 2011 à 2013.

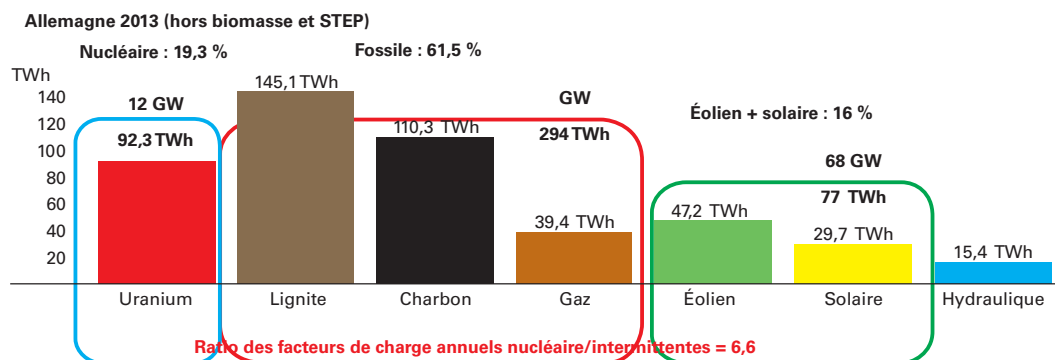


Figure 1 – Contributions à la production d'électricité allemande en 2013 (doc. Bundesnetzagentur)

l'Europe de l'Ouest. L'observation, comme la simulation, montre qu'aussi étendue que soit la superficie de production considérée au plan européen, la production intermittente reste de nature essentiellement aléatoire et que le lissage de la production demeure intrinsèquement limité. Nous montrons ensuite que la cinétique d'évolution des puissances horaires cumulées éolien et solaire en France est très forte et qu'elle est médiocrement anticipée aujourd'hui. Finalement, nous regardons quelles conséquences résulteraient d'un remplacement des moyens classiques pilotables actuels par des puissances intermittentes. Parmi les scénarios proposés dans le cadre du débat national sur la transition énergétique et de la préparation d'une future loi, l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, placée sous la tutelle des ministres chargés de la recherche) propose un ambitieux **programme de déploiement éolien et solaire**. Dans cet article, nous étudions ce programme pour identifier les contraintes qui s'imposeraient au système de distribution d'électricité français, encore considéré comme un des plus performants au monde.

Le projet de loi sur la transition énergétique en cours d'examen au Parlement a retenu un scénario très voisin de celui de l'ADEME en ce qui concerne la part d'énergies renouvelables électrogènes (mais sans préciser les sources). Les conclusions résultant de l'examen du scénario ADEME, sont donc très voisines de celles qui résulteraient d'un examen détaillé du projet de loi.

Le forum économique mondial classe la France 3^e meilleur système énergétique de l'OCDE et l'institut KPMG, pour le compte de l'Institut Choiseul, met la France au premier rang pour la qualité de son électricité.

2. Bases et caractéristiques des intermittences éolienne et solaire

Les intermittences de l'éolien et du solaire qui sont d'origine et de natures différentes sont d'abord examinées séparément, puis ensuite globalisées au niveau du pays.

Dans ce qui suit, nous appellerons **puissance installée** (P_{inst}) pour l'éolien la puissance annoncée du parc éolien, et pour le solaire sa puissance crête. Ces puissances sont comparées aux puissances P effectivement livrées au réseau à tout instant ou en moyenne sur une certaine période (jour, semaine, mois, année). Elles sont exprimées en MW ou GW. Les **productions d'énergie** sont exprimées en MWh, GWh ou TWh. Nous utilisons aussi la notion de **facteur de charge** qui renvoie à une performance de l'éolien ou du solaire spécifique d'un lieu, d'un pays indépendamment de la puissance installée. Il s'agit du rapport entre l'énergie livrée sur une période donnée et le produit de la puissance installée par la durée de la période. Le facteur de charge est une grandeur sans dimension comprise entre 0 et 1. Nous donnons sa valeur en % (de 0 à 100).

La figure 2 donne les caractéristiques de la production électrique française 2013 (tableau 1), issues du suivi par 1/2 d'heure de la production de RTE (site eCO2mix de RTE).

Le bilan de 539,4 TWh de la production d'électricité en France 2013 fait apparaître un excédent de production de 9,8 % : équilibre exportations moins importations (8,5 %) et alimentation des STEP (cf. définition ci-après) pour stockage d'électricité en excès (1,25 %). L'éolien et le solaire, avec une puissance installée de 12,4 GW fin 2013 ont fourni 3,8 % de l'énergie électrique. Par comparaison, si le nucléaire se voyait accorder la même priorité d'enlèvement, son taux de charge annuel moyen serait de 90 % (comme dans les pays voisins) et il produirait 3,9 fois plus d'électricité par GW installé.

Stations de transfert d'énergie par pompage STEP : en cas de surproduction d'électricité, l'eau d'un réservoir inférieur peut être pompée vers un réservoir supérieur où elle est stockée. Lorsque les besoins le nécessitent l'eau est turbinée et revient dans le réservoir inférieur : le rendement global varie de 76 à 85 %.

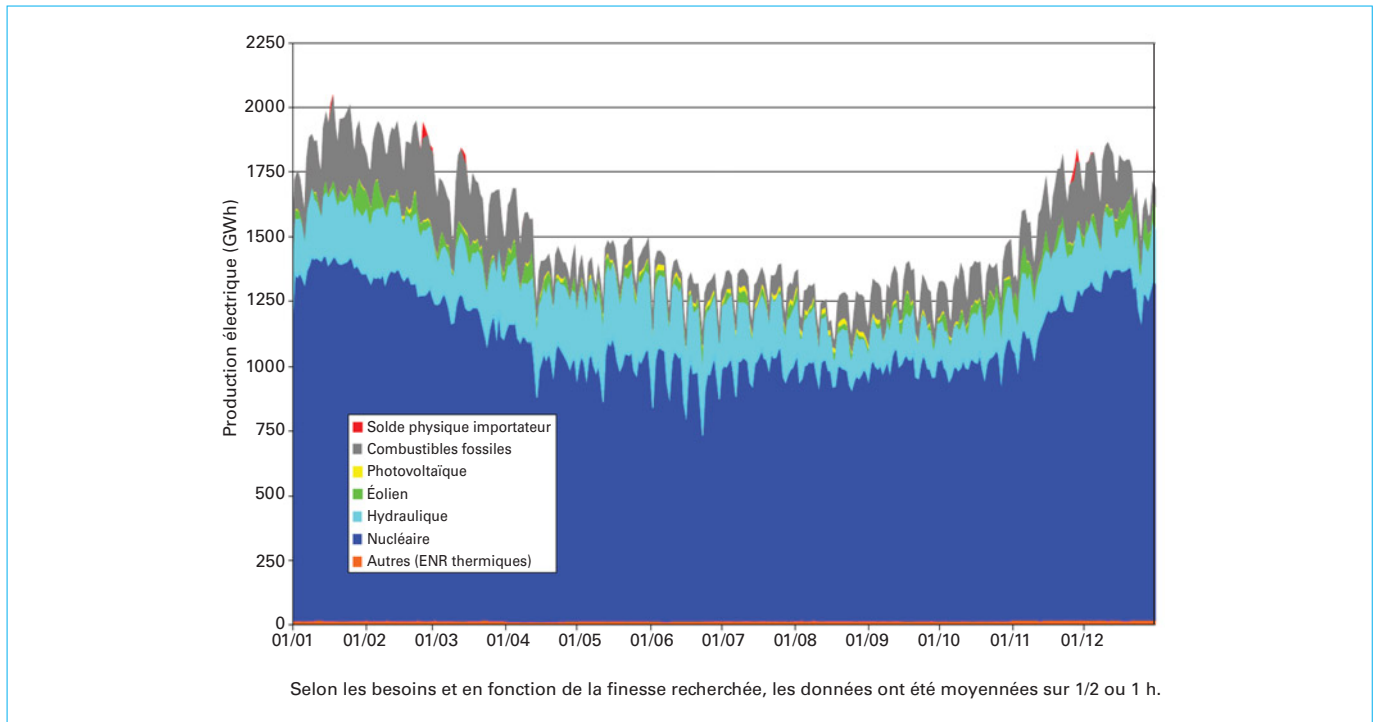


Figure 2 – Production journalière d'énergie électrique en France en 2013

Tableau 1 – Production d'électricité en France en 2013 (doc. RTE, 31/12/2013)

Origine	Puissance installée (MW)	Production (TWh)	Production (%)
Nucléaire.....	63,130	403,7	73,3
Combustibles fossiles	25,576	44,7	8,1
dont charbon.....	6,341	19,8	3,6
dont fioul	8,779	5,4	1,0
dont gaz.....	10,456	19,5	3,5
Hydraulique	25,404	75,7	13,8
Éolien	8,143	15,9	2,9
Photovoltaïque	4,330	4,6	0,8
Autres renouvelables	1,478	6,3	1,1
Total	128,061	550,9	100

2.1 Éolien

2.1.1 Fluctuations de la production du parc éolien français

La production énergétique des éoliennes s'appuie sur une science bien maîtrisée. L'intermittence reflète les changements de la vitesse du vent de sorte qu'en première approximation, le rendement d'une éolienne peut s'écrire (loi de Betz) :

$$P_{\text{récup}} = \frac{1}{2} \rho (V_1^2 - V_2^2) \frac{S}{2} (V_1 + V_2) = \frac{1}{4} S \rho V_1^3 \left(1 + \frac{V_2}{V_1}\right) \left(1 - \frac{V_2^2}{V_1^2}\right)$$

avec ρ masse volumique de l'air,
 V_1, V_2 vitesses de l'air en amont, à l'aval de l'éolienne,
 S surface de l'éolienne.

Selon cette équation simplifiée, le rendement théorique maximal d'une éolienne est de 59 % quand la vitesse du vent à l'aval de l'éolienne V_2 est égale au tiers de la vitesse V_1 en amont (en pratique, pour une éolienne donnée, V_2 est une fonction de V_1). La seconde écriture de la formule montre que la vitesse du vent a une influence énorme sur le rendement puisqu'elle intervient à la puissance trois. Il en résulte des variations considérables de la puissance livrée en fonction des conditions de vent. À titre d'illustration, la figure 3 montre le profil de variation du facteur de charge éolien français 2013.

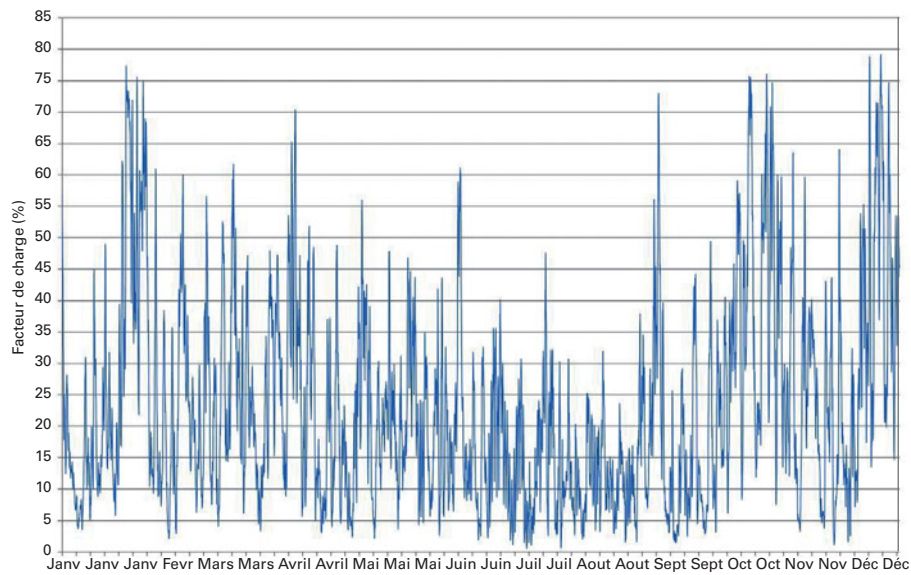


Figure 3 – Facteur de charge éolien demi-horaire en France en 2013

On observe que le facteur de charge a varié entre 0,5 et 79 % de la puissance installée, qui a évolué au long de l'année de 7 153 à 8 143 MW en fin d'année (d'après le tableau de bord éolien et photovoltaïque du ministère de l'environnement pour les puissances installées au long de l'année et pour les données de production le site eCO2mix de RTE). La puissance éolienne livrée a été de 41 MW à son minimum et de 6 417 MW à son maximum. La puissance annuelle moyenne 2013 a été de 1 803 MW soit 23,2 % de P_{inst} . Ce facteur de charge annuel moyen est assez stable puisque, sur quatre années consécutives, il s'est toujours trouvé dans l'intervalle [21,5 %, 24 %].

On constate également que :

- des épisodes de vents faibles avec des facteurs de charge inférieurs à 5 % sont fréquents. Cela implique une médiocre garantie de fourniture. De plus, comme on le verra, ces périodes ne sont pas prévisibles au niveau requis pour permettre une planification fiable des besoins de disponibilité de l'ensemble du parc de production d'électricité, obligeant à prévoir des puissances de réserve ;

- les facteurs de charge horaires supérieurs à 40 %, sont peu fréquents. On peut vérifier que la quantité d'énergie produite pour de tels facteurs de charge supérieurs constitue une très faible part de l'énergie totale livrée ;

- les périodes de production faible ou forte apparaissent à tout moment de l'année, de manière aléatoire.

Les éoliennes modernes ont déjà un rendement très élevé, souvent proche du rendement théorique, de sorte qu'il est légitime de considérer l'éolien comme une technologie mature. Les gains de productivité escomptables ne pourront plus résulter que du choix de zones très ventées (par exemple des sommets de collines, des implantations marines et avec des éoliennes de plus en plus hautes puisque le vent est statistiquement plus fort quand on est en mer et loin de sa surface). Dans la mesure du possible, ce critère d'emplacement a déjà bien été pris en compte par les promoteurs de l'éolien terrestre. Seul l'éolien marin (*offshore*) pourra conduire à une amélioration significative de la productivité moyenne du parc.

2.1.2 Nature stochastique de la production éolienne

L'accumulation de données détaillées sur la production éolienne en Europe (répartition géographique et résolution temporelle au niveau de 1/4 h à 1 h) conforte la pertinence d'une interprétation en termes de variables aléatoires. Les phénomènes astronomiques, météorologiques, et hydrodynamiques sous-jacents peuvent bien sûr être décrits de façon quasi déterministe. Cependant, la complexité de l'ensemble des équations à traiter simultanément, jointe aux incertitudes sur les conditions initiales, interdit une prédiction précise pour un futur même proche (voir plus loin la discussion de la qualité des prévisions à 24 h et à 1 h), et ce en n'importe quel endroit du continent.

La collecte systématique, l'observation et le traitement des données de production au fil des jours et des années fournissent des informations toujours plus précises sur les lois de probabilité qu'il est possible d'assigner à cette production aléatoire : valeurs moyennes sur une période donnée et pour un lieu choisi, écart-type autour de cette valeur, asymétries, moments, etc. Ainsi, nous discutons des variations de la production éolienne française pour une semaine – un mois – ou un jour – donné de l'année. Les lois de probabilité font aussi apparaître naturellement des dominantes de zones favorables qui peuvent aider à orienter les stratégies de déploiement. C'est donc en s'appuyant sur un formalisme stochastique et l'ensemble de données que les réseaux électriques européens mettent depuis plusieurs années à la disposition du public que l'on se propose d'analyser le concept de foisonnement.

2.1.3 Foisonnement de la production éolienne en France et logique de déploiement

Grâce aux valeurs fournies par le site RTE/eCO2mix, on peut entreprendre une analyse plus approfondie de la validité de la notion de foisonnement, qui résulterait (selon l'ADEME, par exemple) de l'existence de trois zones éoliennes distinctes en France. En effet, pour l'année 2013, on dispose de la production éolienne toutes les demi-heures (17 520 valeurs) de 17 régions de la France continentale.

Tableau 2 – Facteur de charge moyen 2013 et puissance installée à la fin 2013 pour la France et 17 régions françaises

Zone	Facteur de charge moyen 2013 (%)	Puissance installée 31/12/2013 (MW)
France (17 régions)	23,2	8 042
Auvergne	21,0	188
Basse-Normandie	22,8	227
Bourgogne	19,2	150
Bretagne	21,3	782
Centre	24,1	758
Champagne-Ardenne	23,0	1 284
Haute-Normandie	24,5	249
Languedoc-Roussillon.....	31,1	479
Limousin.....	23,1	45
Lorraine	19,7	719
Midi-Pyrénées	22,1	401
Nord-Pas-de-Calais	25,2	530
Pays de la Loire	22,1	547
Picardie.....	22,7	1 143
Poitou-Charentes	21,7	326
PACA.....	28,9	45
Rhône-Alpes.....	27,0	169

En gras, les chiffres correspondent aux facteurs de charge supérieurs à la moyenne nationale et aux six puissances installées les plus grandes.

Pour l'instant, eCO2mix ne fournit pas d'information pour les quatre régions dont la puissance du parc éolien est très faible, voire inexistante : Île de France, Alsace, France-Comté, Aquitaine. Sur l'ensemble de ces quatre régions, à la fin 2013, selon les données du ministère, il y avait seulement environ 60 MW installés.

Le tableau 2 donne les valeurs moyennes annuelles des facteurs de charge éoliens régionaux et leurs puissances installées fin 2013. On a mis en exergue les régions dont la performance excède la moyenne nationale et les six régions où les puissances installées sont les plus importantes. On constate que seules les trois régions du Sud-est, la Haute-Normandie, le Centre et le Nord-Pas-de-Calais ont contribué à faire monter la moyenne nationale du facteur de charge. Ce tableau montre que sur les six régions dont le parc éolien est le plus important, soit au total un peu plus de 65 % du parc installé des 17 régions, cinq font baisser la moyenne nationale (Bretagne, Champagne-Ardenne, Lorraine, Pays de la Loire, Picardie). Les facteurs qui expliquent les plus ou moins grandes implantations éoliennes peuvent certes être de nature physique (exiguïté de la zone vraiment ventée au sein d'une région) mais aussi le plus souvent sociale (attrait du tarif d'achat garanti par l'État, dynamisme des promoteurs éoliens locaux, effet NIMBY (*Not In My Backyard*, n'importe où mais pas près de chez moi), appréciation plus ou moins grande de l'impact sur l'activité touristique...).

L'impact positif espéré du foisonnement repose sur l'hypothèse que la somme des productions éoliennes de diverses régions est

moins fluctuante que celle d'une région. Avant toute discussion, il est utile de rappeler deux propriétés statistiques de base :

- la somme d'un nombre quelconque de variables aléatoires reste une variable aléatoire ;
- le théorème dit de la limite centrale affirme que, sous certaines hypothèses très générales, la distribution de probabilité de la somme d'un nombre croissant de variables aléatoires indépendantes tend vers une fonction universelle.

Dans le contexte éolien, cette fonction correspond à la diminution maximale du nombre de productions demi-horaires qui, en valeurs relatives, s'écartent le plus de la production moyenne annuelle. Les fluctuations extrêmes ne sont pas supprimées ; seule leur fréquence relative est réduite.

L'analyse statistique des données éoliennes régionales (cf. encadré) montre, contrairement à certaines affirmations, qu'il n'existe en France que deux zones éoliennes. Or, l'une d'elle, qui couvre tout l'Ouest, le Nord et l'Est du Massif Central est presque dix fois plus équipée que la seconde (Languedoc/Roussillon, Rhône-Alpes et PACA). Tout indique que cette situation va perdurer pour au moins deux raisons :

- la superficie de la première région est considérablement plus vaste ;
- c'est cette même région qui devrait accueillir les futurs parcs *offshore*, en principe beaucoup plus efficaces.

La situation déséquilibrée actuelle, préjudiciable au foisonnement, ne peut que s'amplifier et on verra plus loin que ce déséquilibre aura également des effets sur les gradients de puissance du parc français.

Corrélation des productions éoliennes des régions françaises

La fonction « coefficient de corrélation » [10] permet, en première approximation, de mesurer le niveau d'indépendance de deux séries de valeurs, ici les productions éoliennes demi-heures de deux régions françaises. Un coefficient égal à 1 correspond à une corrélation linéaire parfaite : les deux séries sont parfaitement en phase et leur somme a le même comportement que chacune d'entre elle. Dans le contexte éolien, on dit qu'il n'y a aucun effet de foisonnement. À l'inverse, si le coefficient vaut -1 , l'anticorrélation linéaire est parfaite avec compensation exacte des fluctuations statistiques des deux séries. En quelque sorte, c'est le rêve du foisonnement (c'est d'ailleurs cette anticorrélation parfaite que réalisent les barrages et les centrales électriques nucléaires, à gaz ou à charbon lorsque l'opérateur de réseau les pilote pour compenser les fluctuations de l'éolien et du solaire). Finalement, la valeur 0 est un indice d'indépendance des deux séries. Pour des séries aléatoires, c'est dans ce cas que peut s'appliquer le théorème de la limite centrale.

À partir des 17 520 valeurs des facteurs de charge éolien 2013 pour chacune des 17 régions françaises, nous avons calculé et reporté dans le tableau 3, la matrice de leurs coefficients de corrélation. Comme cette matrice de 17 lignes et 17 colonnes est symétrique, nous en avons seulement reporté sa moitié supérieure. Sa diagonale ne comporte que des valeurs $+1$ puisque, par définition, la production éolienne d'une région est parfaitement corrélée à elle-même. De façon à mieux mettre en évidence la corrélation de production d'une région à sa voisine ainsi que l'existence en France de deux zones indépendantes de production éolienne, les régions sont ordonnées dans le tableau 3.

Les 17 régions se répartissent en trois groupes selon leur degré de corrélation. Un premier groupe comprend les 12 premières régions, avec presque tout le territoire français à l'Ouest, au Nord et à l'Est du Massif Central. Pour cette zone, les coefficients sont presque tous compris entre 0,5 et 0,9, indice d'un bon degré de corrélation. En pratique, ces 12 régions, qui correspondent à la majeure partie du territoire de la France continentale, constituent une seule région éolienne. De même, les trois dernières régions du tableau, Rhône-Alpes, PACA et Languedoc Roussillon constituent un ensemble dont les productions éoliennes sont bien corrélées.

Les valeurs proches de zéro indiquées en gras dans le tableau 3 sont une première indication que la production de ce deuxième ensemble est indépendante de la production du premier. L'Auvergne est médiocrement corrélée au premier ensemble éolien et le Midi Pyrénées au second.

Une visualisation directe de la distribution de l'ensemble des points de corrélation permet bien de s'assurer que les valeurs de coefficients voisines de zéro correspondent à une indépendance statistique. Le diagramme de la figure 4b qui correspond aux facteurs de charge de la Bretagne et du Languedoc Roussillon dont le coefficient de corrélation vaut 0,001, ne montre effectivement aucune tendance particulière. Les maxima de production dans une région ne correspondent à aucune valeur particulière de la production dans l'autre. En revanche, le diagramme de la figure 4a montre que les fortes productions éoliennes de deux régions Bretagne et Basse Normandie sont en général synchrones. Il n'y a foisonnement possible que dans le premier cas.

Plusieurs renseignements importants ressortent de l'analyse :

- il n'y a véritablement que deux zones de vents indépendantes en France ;

- la première zone couvre une surface considérable. La puissance installée y est environ dix fois plus importante que dans la seconde. C'est aussi la première zone qui devrait accueillir les parcs *offshores*, plus efficaces encore. La seconde, de taille limitée devrait être rapidement saturée (sites disponibles, tourisme, effet NIMBY). La première zone va donc continuer à dominer la production française, ce qui réduit automatiquement l'effet du foisonnement ;

- les coefficients de corrélation des facteurs de charge de la région Bretagne avec les quatre autres régions concernées par les projets *offshore* montrent que les cinq futures régions de l'*offshore* français sont fortement corrélées. On en déduit que leurs productions maximales, qui à l'instar de celles des autres parcs *offshore* européens seront voisines de la puissance installée, se déverseront sur le réseau quasi simultanément. De même, leurs minima de production égaux ou voisins de zéro seront plus ou moins synchrones. Ainsi, si le scénario de l'ADEME devient une réalité, ce seront de rapides fluctuations de puissance de l'ordre de 12 GW que le réseau devra gérer.

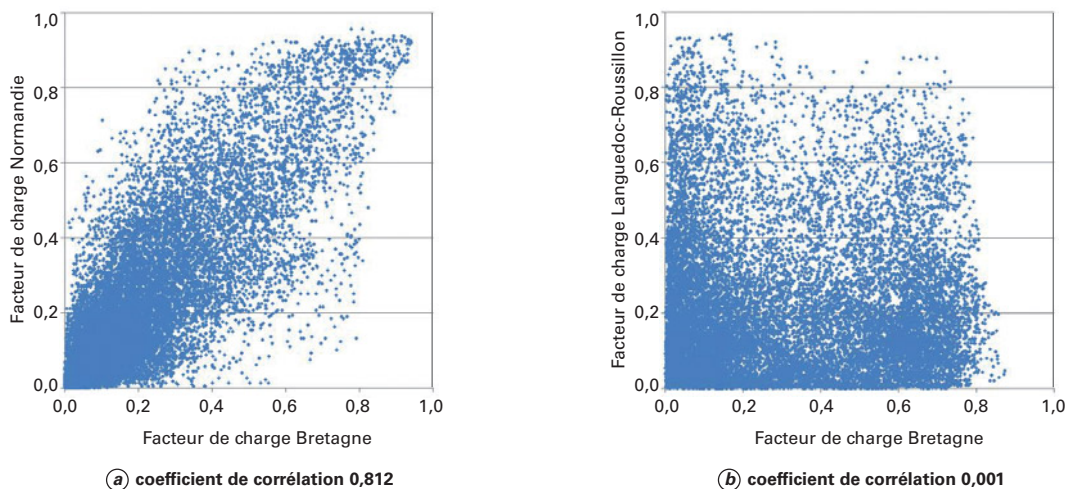


Figure 4 - Diagramme de corrélation des 17 520 facteurs de charge de deux régions françaises

Tableau 3 – Matrice des coefficients de corrélation construite à partir des séries régionales de 17 520 valeurs du facteur de charge éolien pour l'année 2013

	Bre	PLo	BN	HN	Ce	NPC	Pi	CA	Bo	Lo	PC	Li	Au	MP	RA	PA	LR	
Bre	1	0,79	0,81	0,66	0,63	0,60	0,64	0,53	0,43	0,46	0,57	0,46	0,33	0,16	0,03	0,03	0,00	
PLo		1,00	0,75	0,64	0,80	0,56	0,65	0,68	0,62	0,57	0,84	0,67	0,46	0,20	0,04	0,01	0,00	
BN			1,00	0,87	0,71	0,78	0,81	0,64	0,50	0,56	0,55	0,50	0,38	0,21	0,04	0,01	0,06	
HN				1,00	0,69	0,89	0,92	0,67	0,51	0,59	0,50	0,48	0,37	0,23	0,09	0,05	0,11	
Ce					1,00	0,62	0,75	0,86	0,74	0,74	0,74	0,73	0,52	0,25	0,07	0,04	0,08	
NPC						1,00	0,91	0,65	0,46	0,60	0,43	0,41	0,31	0,16	0,07	0,04	0,05	
Pi							1,00	0,78	0,59	0,71	0,53	0,53	0,42	0,22	0,09	0,05	0,08	
CA								1,00	0,81	0,90	0,64	0,69	0,53	0,17	0,02	0,04	0,07	
Bo									1,00	0,73	0,67	0,75	0,68	0,34	0,16	0,07	0,10	
Lo										1,00	0,53	0,60	0,45	0,17	0,02	0,02	0,01	
PC											1,00	0,77	0,56	0,26	0,10	0,04	0,01	
Li												1,00	0,68	0,31	0,11	0,05	0,11	
Au													1,00	0,55	0,36	0,18	0,27	
MP														1,00	0,45	0,38	0,68	
RA															1,00	0,75	0,60	
PA																1,00	0,64	
LR																	1,00	0

Bre = Bretagne ; PLo = Pays de la Loire ; BN = Basse Normandie ; HN = Haute Normandie ; Ce = Centre ; NPC = Nord Pas de Calais ; Pi = Picardie ; CA = Champagne Ardenne ; Bo = Bourgogne ; Lo = Lorraine ; PC = Poitou Charentes ; Li = Limousin ; Au = Auvergne ; MP = Midi Pyrénées ; RA = Rhône Alpes ; PA = PACA ; LR = Languedoc Roussillon.

2.1.4 Foisonnement en Europe : observation, interprétation

Nous reprenons cette analyse pour l'ensemble de l'Europe, dans la mesure où le foisonnement est souvent invoqué comme justification d'une future extension internationale des réseaux de lignes à haute tension, alors que cet impact est faible au sein d'un pays même aussi étendu que la France. Schématiquement, l'idée est cette fois que, grâce à ce **super-réseau** offrant la possibilité d'une mutualisation de l'ensemble des productions, les fluctuations individuelles des éoliens danois et espagnols se compenseraient ou bien celles du suédois avec celles de l'irlandais. Cette argumentation reprend donc l'idée que la somme de productions se comporte de façon plus douce que chacun des termes de la somme. C'est ce que nous proposons d'étudier d'abord à partir d'observations et ensuite par une approche stochastique.

Depuis quelques années, on dispose d'une base de données des productions éoliennes pour sept pays européens, Espagne, France, Irlande, Grande Bretagne, Belgique, Allemagne et Danemark et, dans certains cas (Belgique, Danemark), les productions terrestre et *offshore* sont même identifiées séparément. À partir des informations fournies par les opérateurs de réseau, on peut dessiner (figure 5c) la production européenne 2013 cumulée. Ces sept pays sont intéressants car, comme ils couvrent l'Europe du sud au nord (de l'Espagne au Danemark) et les côtes de l'Atlantique de la mer du Nord et de la Baltique, ils sont *a priori* les plus favorables à une exploitation du vent.

Les facteurs de charge *offshore* et terrestre peuvent être comparés heure par heure (figures 5a et 5b) pour le Danemark,

pays très venté. En moyenne, l'éolien *offshore* est plus productif, sa valeur moyenne annuelle valait 44 % alors que pour l'éolien terrestre elle n'était que de 24,4 %. Mais ses fluctuations de production sont plus violentes. Elles peuvent passer d'une valeur presque nulle à une valeur voisine de 100 % en une à deux heures. Les sites géographiques étant très voisins, les variations des deux productions sont bien corrélées même si le facteur de charge de l'éolien terrestre ne dépasse que rarement 80 %.

Visuellement, l'enveloppe de la somme des productions des sept pays (figure 5c), parfois distants de 2 000 km, ne montre pas un comportement beaucoup plus régulier que celui des deux courbes des figures 5a et 5b. Les pics et les creux extrêmes de la courbe inférieure semblent même assez bien corrélés à ceux des deux autres courbes. Toutefois, la comparaison des trois courbes dont la dernière est dominée à plus de 90 % par la production terrestre montre que le bon résultat moyen annuel de l'éolien *offshore* est en partie dû au fait que sa production ne présente pas (en moyenne) un creux estival aussi marqué. En d'autres termes, la qualité qu'on attribue parfois à l'éolien de produire relativement plus dans la période hivernale quand la consommation électrique est la plus forte, et d'être en partie complémentaire de la production solaire, va s'estomper au fur et à mesure que le poids de la production *offshore* va s'accroître. Finalement, une analyse statistique fine montre qu'il existe bien au niveau européen un effet de foisonnement sous-jacent, mais aussi que celui-ci est limité comme le montre déjà la figure 5, et qu'il est moins efficace pour diminuer les productions extrêmes (basses ou fortes) que ce que prédisent les seules lois du hasard.

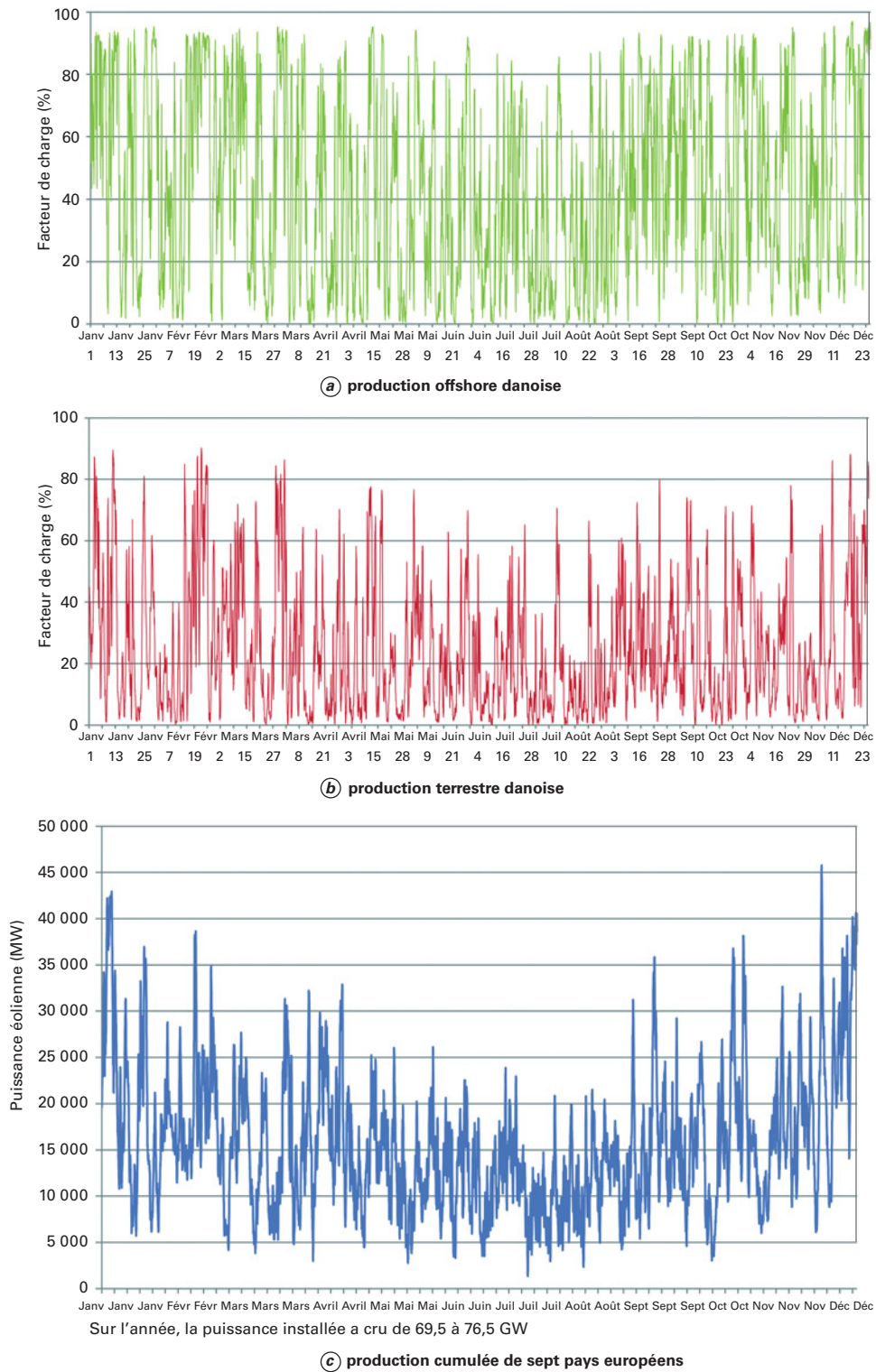


Figure 5 – Données éoliennes danoises et européennes pour l'année 2012

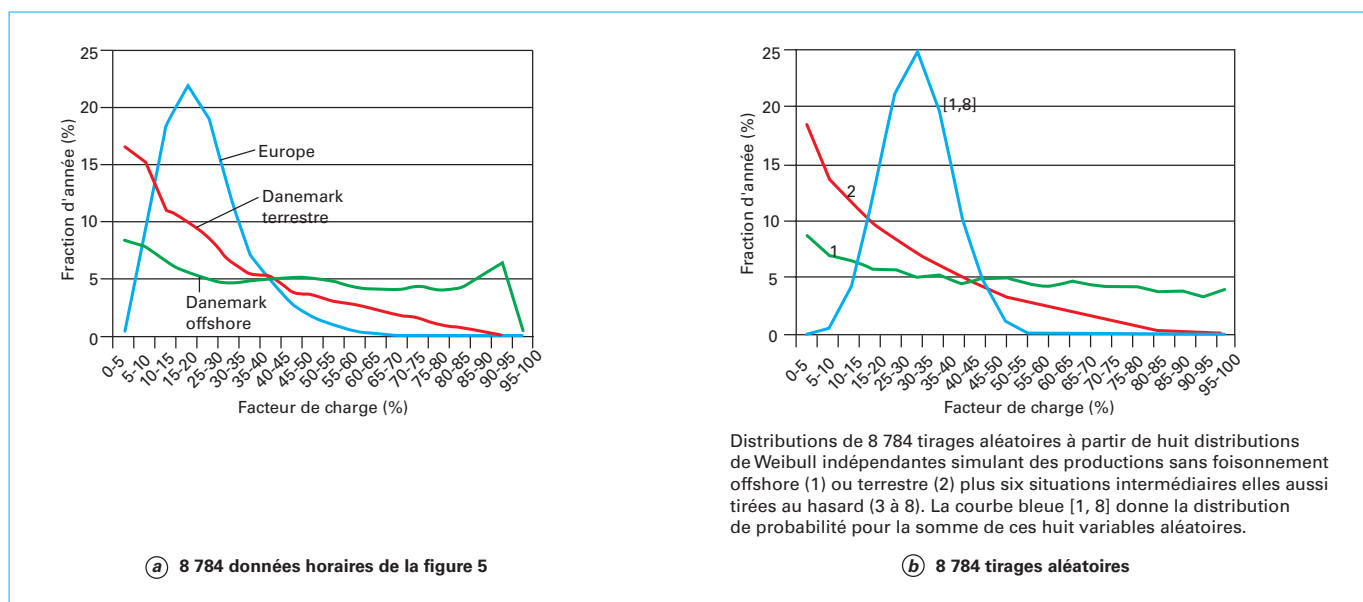


Figure 6 – Distributions de probabilité de facteurs de charge.

La figure 6a montre les distributions de probabilité des facteurs de charge associées aux diagrammes des figures 5a et 5b. Les ordonnées de chaque courbe indiquent la fraction de l'année pendant laquelle le facteur de charge est compris entre 0 et 5 %, 5 et 10 %, ... 95 et 100 %. La distribution est une fonction presque constante pour l'*offshore* danois, constamment décroissante pour l'éolien terrestre. Comme les parcs éoliens concernés sont déployés sur de très petites zones géographiques, on peut considérer qu'il s'agit de distributions typiques d'une situation sans foisonnement. La courbe bleue est la distribution de probabilité des facteurs de charge associée à la somme des productions européennes (figure 5c). On voit qu'elle a une forme différente. Ce changement de forme est une signature du foisonnement dans l'Europe éolienne d'aujourd'hui. Par rapport aux deux distributions précédentes, la fréquence de productions à très faible ou à très fort niveau de facteur de charge a diminué. Comme on va le voir, cette courbe en cloche présente certaines des caractéristiques de la distribution universelle prédite par le théorème de la limite centrale.

Afin de simuler le mécanisme de convergence vers cette courbe universelle, nous imaginons une « Europe stochastique » constituée de plusieurs « zones éoliennes » et supposons que la production de chacune est aléatoire et indépendante de celle des autres (coefficient de corrélation nul, cf. encadré). L'analyse des données françaises a montré qu'il était irréaliste de supposer que les dimensions spatiales d'une zone éolienne indépendante sont inférieures à plusieurs centaines de km. C'est d'ailleurs ce que confirment les cartes présentées chaque jour lors des bulletins météo. Si nous considérons que 500 km est une dimension typique, admettre qu'en Europe il existe huit zones éoliennes véritablement indépendantes et exploitées de façon identique équivaut à une implantation éolienne européenne homogène sur deux millions de km². Une telle Europe éolienne fictive est donc très étendue, probablement plus que ce n'est le cas aujourd'hui. On calcule pour chacune des huit « zones » un ensemble de 8 784 « facteurs de charge horaire » par tirage au hasard selon des lois de probabilités. Pour les deux premières « zones », nous adoptons une distribution de probabilité dite de Weibull qui reproduit bien celles observées pour les parcs danois *offshore* et terrestre. Ce sont les distributions 1 et 2 de la figure 6b. Pour les six autres « zones », les distributions de probabilité sont choisies aussi du type Weibull et les paramètres qui les définissent sont tirés au

hasard de façon à obtenir des productivités moyennes comprises entre les valeurs 18 et 44 % qui correspondent aux deux extrêmes de la moyenne éolienne annuelle observés en Europe. Toutes ces distributions de probabilités sont des fonctions monotones plus ou moins fortement décroissantes selon que la moyenne est plus ou moins grande. On réalise ainsi le tirage de plus de 70 000 nombres indépendants compris entre 0 et 1. La « production » de notre Europe fictive est alors obtenue en sommant les productions des 8 « zones » pour chaque « heure ». La distribution de probabilité globale est celle qui est dénotée [1, 8] sur la figure 6b. Elle s'approche de la forme optimale prédite par le théorème de la limite centrale.

Avant de comparer les figures 6a et 6b, on note que les résultats du traitement stochastique ne dépendent pas significativement du nombre de « zones » qu'on aurait pu aussi bien choisir égal à 7 (conduisant à un foisonnement un peu plus faible) ou 9 (foisonnement un peu plus fort). Il reste aussi statistiquement stable si un autre tirage des 70 272 valeurs numériques est effectué. Une observation plus attentive du comportement des courbes bleues de la figure 6 montre que si la simulation purement aléatoire fournit bien une estimation de l'ampleur du foisonnement, elle en surestime aussi l'effet positif de lissage pour la production cumulée. Les « ailes » de la courbe bleue, correspondant aux fortes ou faibles efficacités globales, s'étendent bien plus loin sur la figure 6a que sur la figure 6b. Cela indique que dans la réalité européenne, il y a plus de phénomènes éoliens extrêmes (c'est-à-dire une production forte presque partout, ou très faible presque partout au même moment) que ce que prédisent les simples lois du hasard. Il semble donc que pour ces événements extrêmes (qui sont justement ceux susceptibles d'engendrer des problèmes de gestion du réseau), il est optimiste de considérer comme nous l'avons fait qu'il existe en Europe l'équivalent de huit « zones » ayant des productions complètement indépendantes. Pour les périodes de vents très forts ou très faibles, qui correspondent à des phénomènes de grande ampleur (par exemple, une grande dépression atlantique ou un anticyclone majeur), le niveau d'indépendance doit alors être plus faible. La corrélation de la production éolienne à travers l'Europe est donc supérieure à celle de notre modèle. La conséquence en est la diminution des bénéfices escomptables de la construction d'un super réseau international de lignes à haute tension destiné à faire voyager l'énergie du vent.

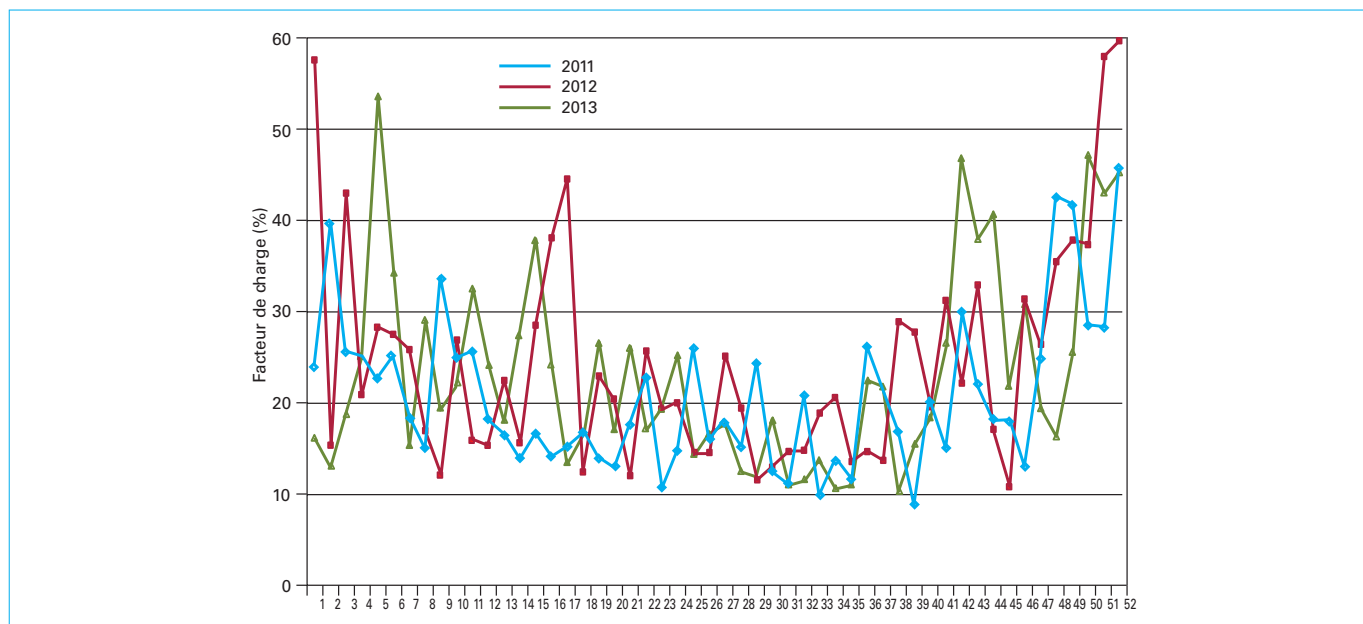


Figure 7 – Facteurs de charge moyen hebdomadaire 2011, 2012 et 2013

2.1.5 Médiocrité des prévisions de la puissance éolienne. Analyse de la production française

La figure 3 a montré qu'en France au long d'une année, la production éolienne varie fortement d'un jour à l'autre. L'examen comparatif de trois années de la production éolienne française (2011 à 2013) donne une indication des éléments nécessaires à une planification des moyens de production pilotables.

On désigne par « **pilotables** » ou quelquefois « **dispatchables** » les moyens de production qui permettent un réglage de la production en toutes circonstances : ce sont en France essentiellement les centrales thermiques (nucléaire, combustibles fossiles), et l'hydraulique (hors fil de l'eau).

La figure 7 compare les facteurs de charge hebdomadaires de trois années successives. On constate que pour la même semaine calendaire sur plusieurs années, aussi bien que pour deux semaines successives de la même année, l'écart peut dépasser un facteur 3, en été, mais aussi en hiver lorsque la consommation est maximale.

De même les moyennes sur quatre semaines (de l'ordre du mois donc) sont fluctuantes (figure 8) montrant des rapports de 2 pour des périodes calendaires identiques ou successives. Les écarts sont particulièrement marqués pendant les périodes froides de l'année qui sont aussi les plus venteuses.

Or ces fluctuations, qui affectent la programmation saisonnière des moyens de production appelés en soutien aux énergies intermittentes, sont actuellement mal anticipées. Sans aller jusqu'à demander une prévision crédible une semaine ou un mois à l'avance, on peut déjà regarder la situation au niveau du jour et de l'heure. L'opérateur français du réseau RTE s'appuie sur les prévisions météorologiques et sur son système IPES (insertion de la production éolienne et photovoltaïque sur le système) pour prédire la production éolienne et programmer les besoins du réseau la veille (J-1), et le jour même une heure avant (H-1), et produire ainsi des directives utiles aux producteurs.

En décembre 2013, mois que nous avons choisi car très bien venté en moyenne tout en présentant des périodes de production très contrastées, la comparaison des puissances livrées et des puissances prévues montre l'importance actuelle de l'incertitude ainsi que sa variabilité au fil des heures (figures 9).

Les écarts de puissances sont notables (de 5 à 10 % de P_{inst}) ainsi que les décalages horaires (une à deux heures). L'erreur est plus grande lors des épisodes très venteux, c'est-à-dire justement quand une bonne prévision serait nécessaire. On note aussi qu'entre la prévision glissante à 24 h et celle à 1 h, l'amélioration n'est souvent pas très importante, ce qui montre bien la difficulté des prévisions. Cette incertitude de prévision requiert un supplément de puissance « sous le coude » très réactif.

2.1.6 Importance des gradients de puissance

En 2013, le gradient de puissance horaire le plus élevé correspond à une variation de 14 % de P_{inst} sur une heure.

À titre d'exemple, la figure 10 présente les gradients horaires de facteur de charge observés décembre 2013. Des courbes comparables sont obtenues pour les mois ventés de chaque année.

Sur ce seul mois, on observe une cinquantaine de gradients horaires supérieurs à 5 % de la puissance installée.

Une vision annuelle globale pour un parc terrestre (ici la France en 2013) de l'importance des gradients de puissance horaire, de leur nombre et des erreurs de prévision à J-1 est présentée figure 11. Des gradients supérieurs en valeur absolue à 400 MW/h (6 % de la puissance installée en une heure) ne sont pas rares. Les points horaires se répartissent à l'intérieur d'une ellipse allongée dont la pente du grand axe est égale à 0,53. Pour l'éolien terrestre français, cela signifie que statistiquement les prévisions sont d'autant plus erronées que les gradients sont importants et qu'elles sous-estiment de façon presque systématique les gradients observés d'un facteur un peu supérieur à deux. Une analyse similaire des données éoliennes allemandes – production et prévision – ne montre pas une qualité de prévision meilleure que celle de RTE.

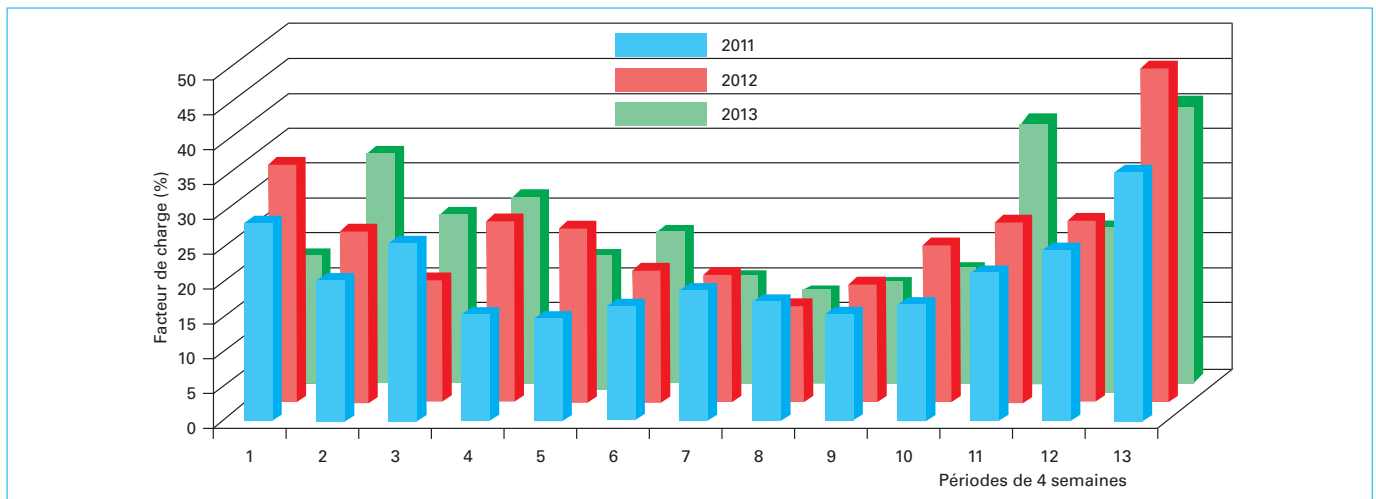


Figure 8 – Facteurs de charge moyens « mensuels » % (en fait, quadri hebdomadaires) : 2011, 2012 et 2013

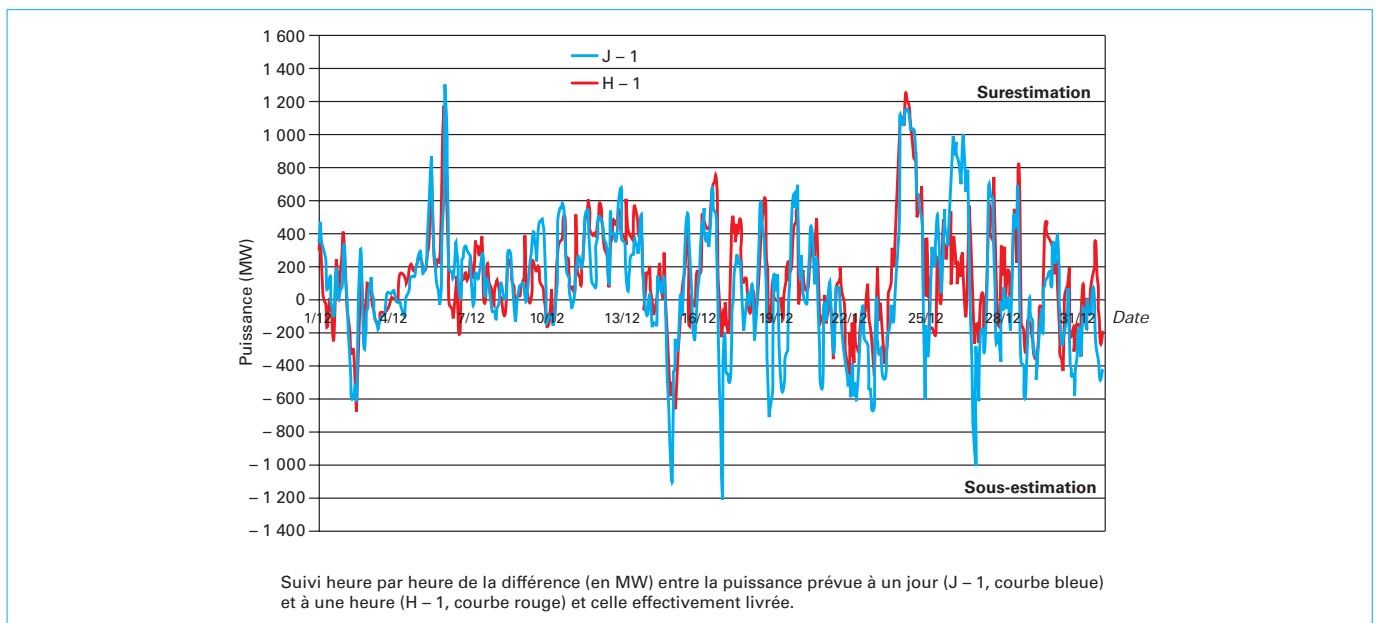


Figure 9 – Éolien France, décembre 2013

Les variations de puissance peuvent approcher 23 % de P_{inst} sur quelques heures. Une telle cinétique prête peu à conséquence tant que la puissance éolienne installée reste faible, mais, pour des puissances envisagées en 2030 de 34 GW d'éolien terrestre (scénario ADEME), les variations sur trois heures pourraient être de l'ordre de 14 GW et souvent dépasser une dizaine de GW. À ces gradients, il faudra ajouter ceux de l'éolien *offshore* qui, on va le voir, seront relativement synchrones, plus violents et au moins aussi difficiles à prédire.

2.1.7 Éolien offshore. Productivité plus grande et variations de puissance considérables

La France n'a pas encore implanté d'éoliennes *offshore* sur ses côtes. Toutefois, la première tranche de son programme est engagée (2 GW) et un second appel d'offres d'ampleur similaire est en cours.

À plus long terme, l'objectif 2030 de l'ADEME [6] est de 12 GW, soit 2 000 éoliennes géantes de 6 MW. L'expérience disponible dans d'autres pays européens (Grande Bretagne, Danemark, Belgique, Allemagne) montre déjà que le régime de fonctionnement de l'*offshore* est caractérisé par de brusques variations et une intermittence encore plus marquée (figure 5a) pour l'ensemble de l'année 2012 au Danemark]. La figure 12 fournit une vision plus détaillée de la production *offshore* danoise pour le mois de décembre 2013 alors que la puissance installée était alors égale à 1 270 MW.

Les variations vont de 0 à 100 % de la puissance, avec des périodes relativement prolongées de production voisines ou égales à la puissance installée, ainsi que des périodes d'arrêt presque complet. Ce mois-ci, le facteur de charge moyen *offshore* était très élevé : 38 %.

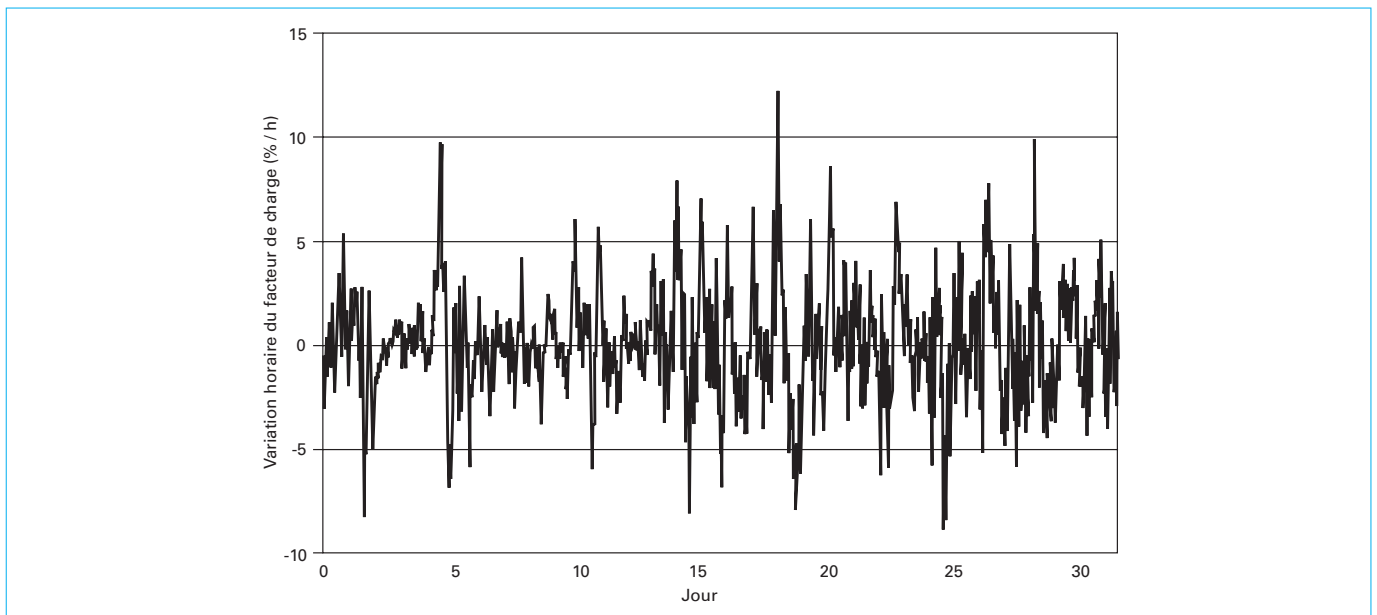


Figure 10 – Variation par pas de 1/2 h du gradient horaire facteur de charge éolien en décembre 2013 (puissance installée 8 100 MW)

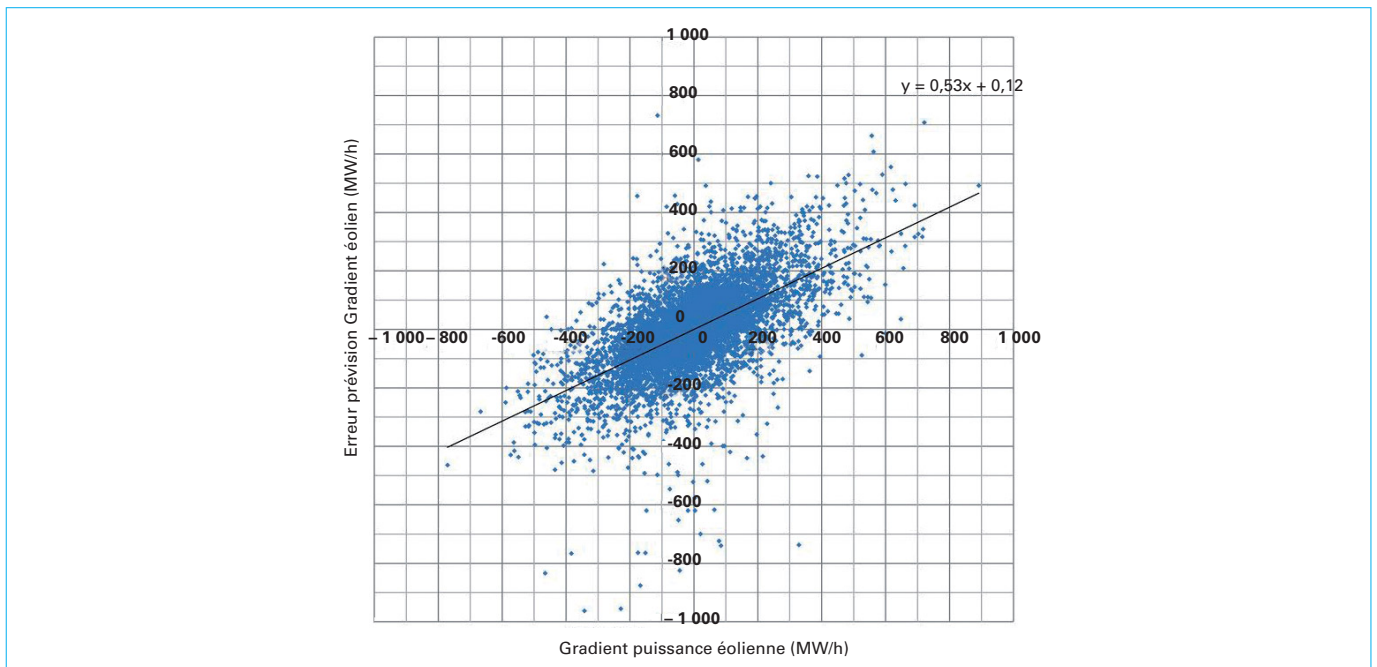


Figure 11 – Gradients horaires 2013 et différence entre les gradients effectivement observés et les gradients prédits du jour au lendemain pour le parc éolien français pour chaque heure de l'année

Une analyse des données sur une année complète confirme cette impression qualitative et montre bien qu'à puissance installée identique, les gradients de puissance (ou de facteurs de charge) de l'éolien *offshore* sont plus élevés que ceux de l'éolien terrestre. En outre, les erreurs de prévision de cette production marine peuvent être très importantes, comme la figure 13 l'illustre dans le cas de l'*offshore* belge en 2013.

Les variations horaires du facteur de charge supérieures à 30 % de la puissance *offshore* installée en une heure (abscisse) ne sont pas rares et il arrive qu'elles atteignent 60 % de celle-ci. Pour un parc français de 12 GW *offshore* (scénario ADEME [6]), ces deux pourcentages correspondraient à des fluctuations horaires de 4 GW et de 8 GW respectivement. Les ordonnées des points montrent qu'il est aussi beaucoup plus difficile de prédire ces

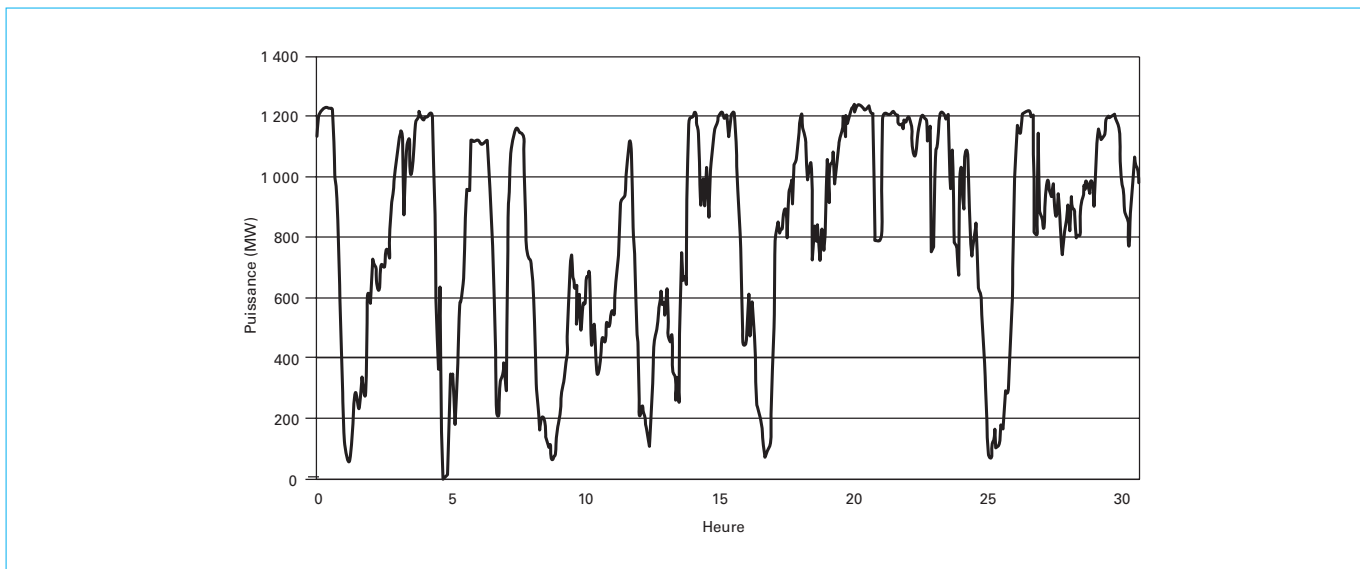


Figure 12 – Évolution de la puissance éolienne *offshore* danoise heure par heure en décembre 2013

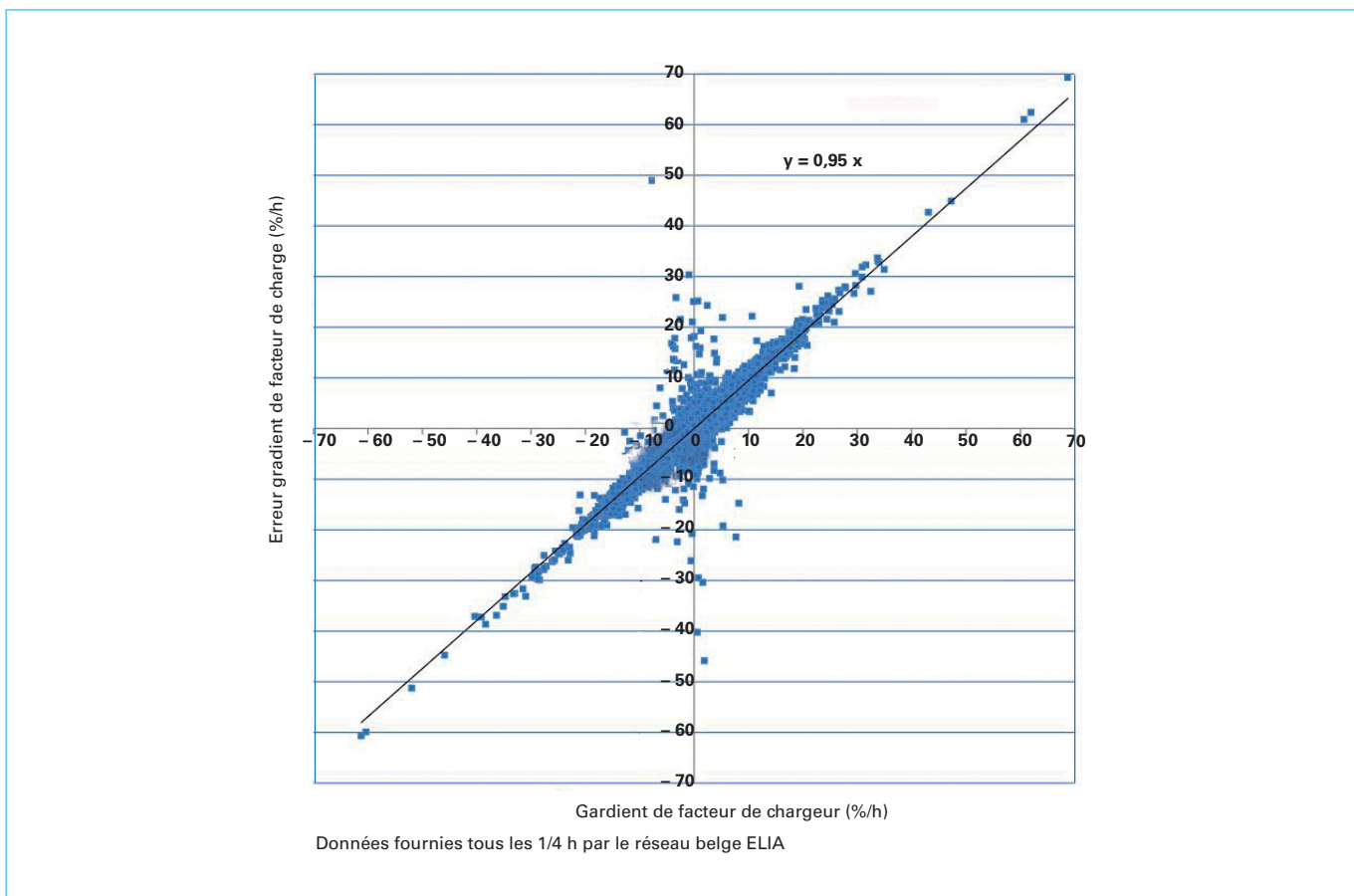


Figure 13 – Gradients horaires 2013 et différence entre les gradients observés et les gradients prédits la veille pour le parc éolien *offshore* belge

gradients, l'ellipse de dispersion statistique de la figure 13 étant beaucoup plus allongée que celle de la figure 11. De plus, la pente de son grand axe, voisine de 0,95, indique qu'actuellement en Belgique la prédiction à 24 h faite par le réseau sous-estime presque systématiquement les gradients horaires d'un facteur voisin de 20. Les gradients de l'*offshore* sont donc plus importants et, pour l'instant, plus difficiles à prédire.

Toute estimation des propriétés d'un mix français 2030 devra prévoir l'impact des éoliennes marines, pour lesquelles les promoteurs annoncent une production de 4 000 HEPP (heures équivalent à un fonctionnement à pleine puissance), soit un facteur de charge moyen de 45 % (probablement surévalué si on considère les données belges pour 2012 et 2013, mais qui sera néanmoins très notable dans le bilan global de production éolienne français).

2.1.8 Bilan de l'éolien en France. Implication pour son déploiement et sa gestion future

Il résulte de cette analyse que la production éolienne présente les caractéristiques suivantes :

- même si elle est statistiquement plus forte en hiver, elle reste globalement aléatoire ;
- elle peut être très forte ou quasi nulle en toute saison et à toute heure (de 70 à 0,5 % de P_{inst}) ;
- ses variations ont une cinétique qui peut être élevée, directement liée aux équations de base qui gouvernent sa production (loi de Betz) ;
- le développement de l'éolien marin, favorable du point de vue de la production annuelle moyenne par GW installé, aura pour conséquence une amplification des trois caractéristiques précédentes, tout en réduisant le poids relatif de la production hivernale ;
- le faible facteur de charge, implique le déploiement de puissances considérables, environ 3,5 à 4 fois plus élevées que celles qu'auraient nécessitées des moyens de production classiques. Il engendre des surinvestissements, y compris en réseau de transport, étant donné la multiplication des parcs et leur dispersion géographique (fin 2013, il y avait plus de 800 parcs éoliens en France) ;
- l'obligation d'achat actuelle de la production éolienne va devenir contraignante pour le réseau électrique. En effet, elle induit l'injection de puissances élevées pendant des périodes courtes pour un faible gain de production. De plus, dans l'état actuel de la législation en France continentale, les gestionnaires de réseau n'ont aucune maîtrise de cette production. L'organisation de l'industrie éolienne étant très éclatée, la sortie de l'obligation d'achat, inéluctable, sera nécessairement complexe à réaliser.

2.2 Solaire photovoltaïque

Le solaire photovoltaïque (4 300 MW fin 2013), moins développé que l'éolien, croît nettement plus vite. Il fournit une très faible part de notre production : 0,8 % et repose sur un très grand nombre d'installations de production, supérieur à 300 000 aujourd'hui. Cela tient à l'avantage économique considérable offert aux petites installations domestiques qui, à l'enlèvement obligé de leur production, joint un tarif d'achat qui était douze fois celui du coût de production moyen français au départ du programme, et reste encore aujourd'hui cinq à six fois plus élevé.

2.2.1 Variations annuelles et diurnes de la puissance du parc photovoltaïque français

De par son fondement astronomique, la production solaire présente des caractéristiques journalières et saisonnières régulières. Cependant, en pratique, la météorologie en fait aussi une production variable et médiocrement prévisible. À ce jour, nous ne dispo-

sons de statistiques de la production demi-horaire du photovoltaïque français que pour la seule année 2013. La production hebdomadaire correspondante est donnée figure 14. Elle varie d'un facteur voisin de 5 entre hiver et été. Surimposée à une tendance régulière saisonnière, on observe des fluctuations d'une semaine à l'autre et d'un mois à l'autre. La puissance moyenne sur l'année correspond à un facteur de charge de 12,8 %. Le facteur de charge maximal pour la demi-heure la plus productive est voisin de 75 %.

Pour la même puissance installée, la production horaire au pic du milieu de journée peut varier d'un facteur 13 sur l'année et 3 d'une journée à la suivante en fonction de la nébulosité.

À titre d'exemple, la figure 15 présente la variation de production horaire réelle des 4 000 MW installés du 15 au 21 mai 2013. Entre le deuxième et le dernier jour de cette semaine, la puissance a diminué d'un facteur 3,5 et la production d'un facteur 4.

La figure 16 montre que la bosse de production solaire journalière est synchrone d'une période de fort appel de puissance. Toutefois, on note aussi qu'elle ne couvre qu'une fraction de celle-ci : la comparaison de la production solaire avec le profil de consommation journalier en France révèle une quasi-absence, hiver comme été, le matin au départ des activités économiques, et surtout le soir vers 19/20 h, c'est-à-dire la période pendant laquelle, en France, s'observent les maxima absolus de consommation électrique.

La variation de la puissance est très rapide en milieu de matinée ou d'après-midi, quand la consommation est relativement stable. Pour une journée ensoleillée, sur une heure, elle s'élève à 20 % de la puissance crête de l'installation et à près de 50 % en trois heures, en positif le matin puis en négatif l'après-midi. L'impact de ces variations deviendra majeur pour le suivi de charge dans la perspective des 33 GW solaires proposés par l'ADEME pour 2030 : une variation de 6,6 GW en une heure et 15,5 GW en trois heures par journée ensoleillée, avec un intervalle de 6 h entre les deux gradients maximaux. Un foisonnement entre pays sera faible, les pays interconnectés s'étendant sur 1,5 fuseaux horaires seulement : il y aura quasi simultanéité des productions avec un simple étalement de la production diurne.

2.2.2 Gradients de puissance et qualité de la prévision de la production solaire

La puissance solaire installée en Allemagne a évolué de 24 à 32 GW sur l'année 2012 de sorte qu'au début 2013, elle avait atteint le niveau que l'ADEME propose pour notre pays en 2030 [6]. Le solaire étant environ 30 % plus efficace en moyenne en France qu'en Allemagne, il conviendra de normaliser par ce facteur les conclusions que nous fournit l'analyse du cas allemand.

La figure 17 transpose au solaire la méthode appliquée à l'éolien pour les gradients horaires de puissance et les écarts entre les prévisions faites la veille et les valeurs constatées. La distribution des points est qualitativement différente des ellipses statistiques discernables dans les figures 11 et 13. Contrairement à l'éolien pour lequel, en moyenne, l'erreur sur les gradients croît avec la grandeur de celui-ci, ici l'erreur peut être importante en valeur absolue pour à peu près n'importe quelle valeur du gradient de puissance solaire. On constate ainsi que des sauts de puissance horaires excédant 6 GW/h, soit 21 % de P_{inst} , ne sont pas rares, que les erreurs de prévision dépassent fréquemment 1,5 GW/h et peuvent s'élever jusqu'à 4 GW/h. Transposés au scénario ADEME pour la France [6], les gradients s'élèveraient à 8 GW/h et les erreurs de prévision à 2 et 5,3 GW/h.

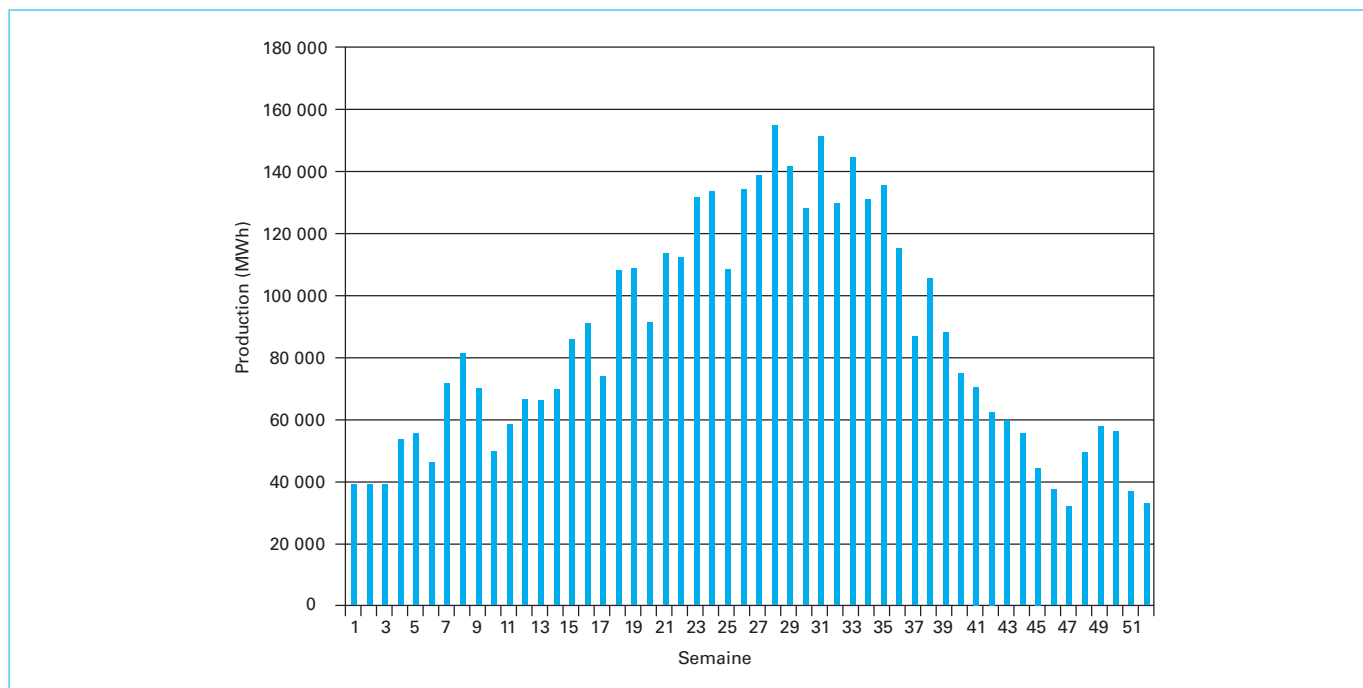


Figure 14 – Production photovoltaïque hebdomadaire en France pour une puissance installée qui, sur l'année 2013, a crû de 3 550 à 4 300 MW

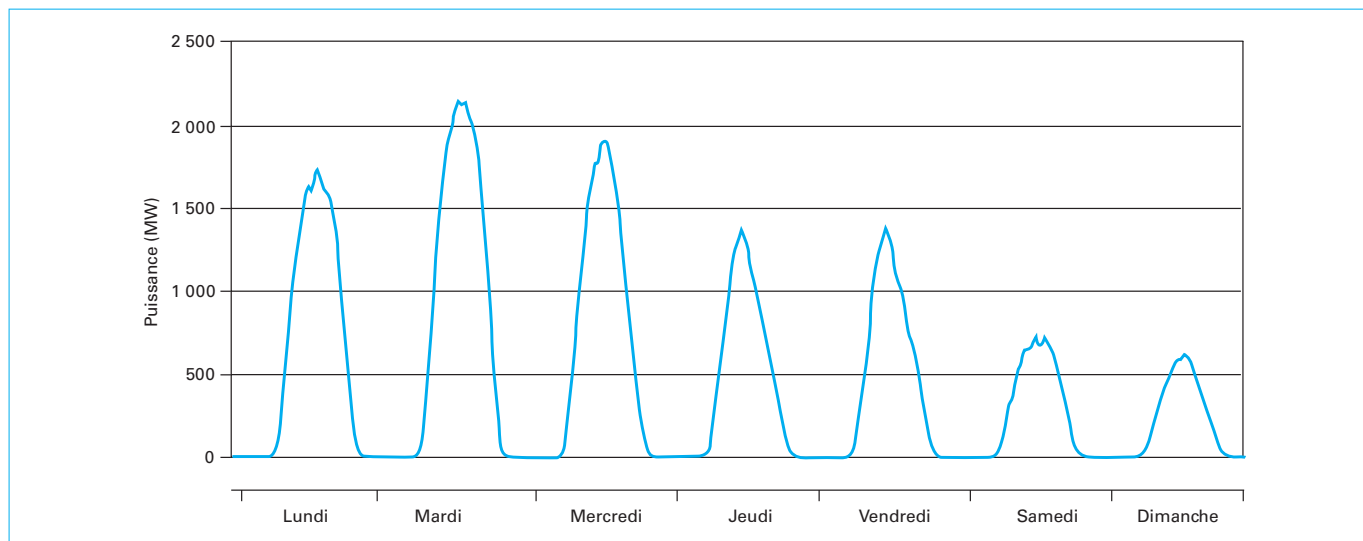


Figure 15 – Suivi par pas de 1/2 h de la puissance solaire française pour la semaine du 15 au 21 mai 2013

2.2.3 Solaire et gestion du réseau électrique en France

Nous avons montré que la production solaire présente des caractéristiques différentes de celles de l'éolien mais aussi que leur déploiement simultané peut amplifier certaines difficultés de gestion du réseau. On note en effet :

- que son efficacité est faible, avec un facteur de charge annuel moyen de l'ordre de 12,8 % ;

- qu'elle est nettement moins importante en hiver, lors des périodes de plus forte consommation, qu'en été (contrairement à d'autres pays). Cependant, compte tenu de l'extension de la climatisation, le solaire estival pourrait fournir un apport énergétique synchrone à ce besoin particulier, si paradoxalement on accepte qu'un objectif de la transition énergétique doit être de favoriser cette technologie ;

- qu'elle est disponible pendant la journée, ce qui est un avantage mais que les besoins de consommation diurnes ne sont pas

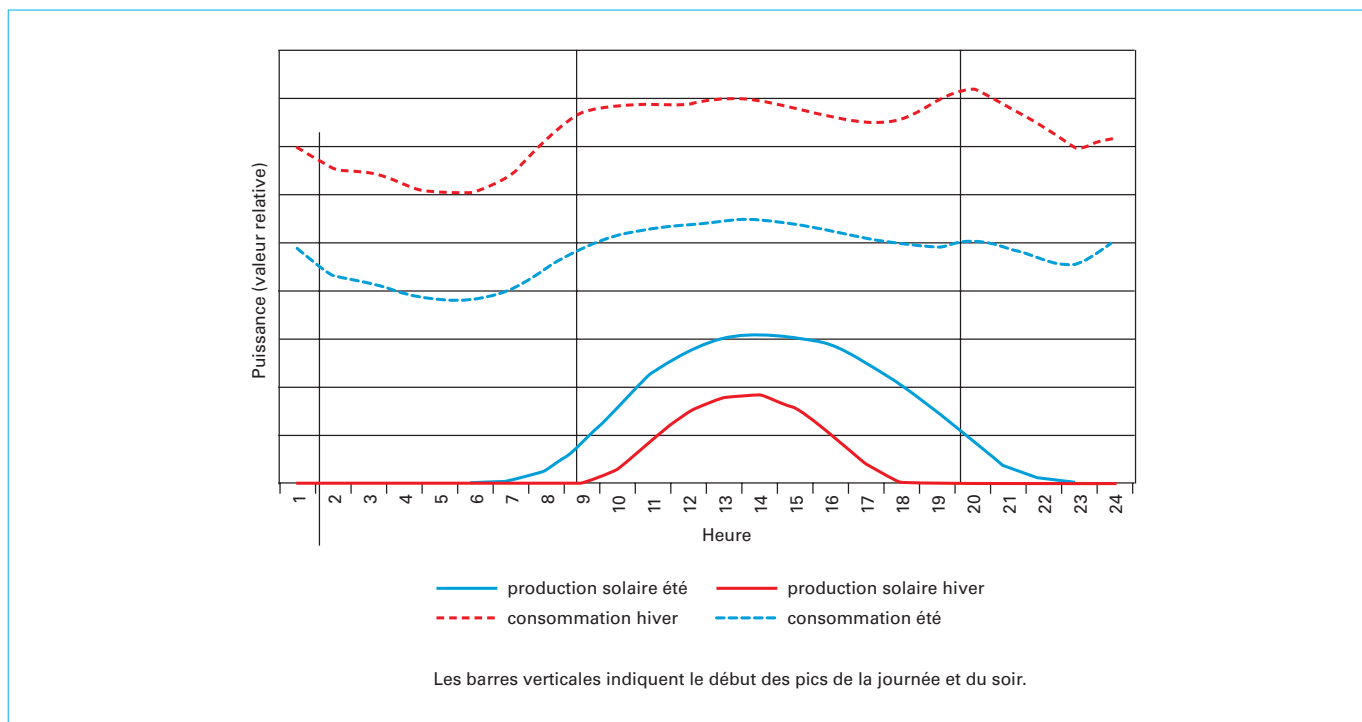


Figure 16 – Comparaison des profils journaliers de la production solaire et de la consommation d'électricité en hiver et en été

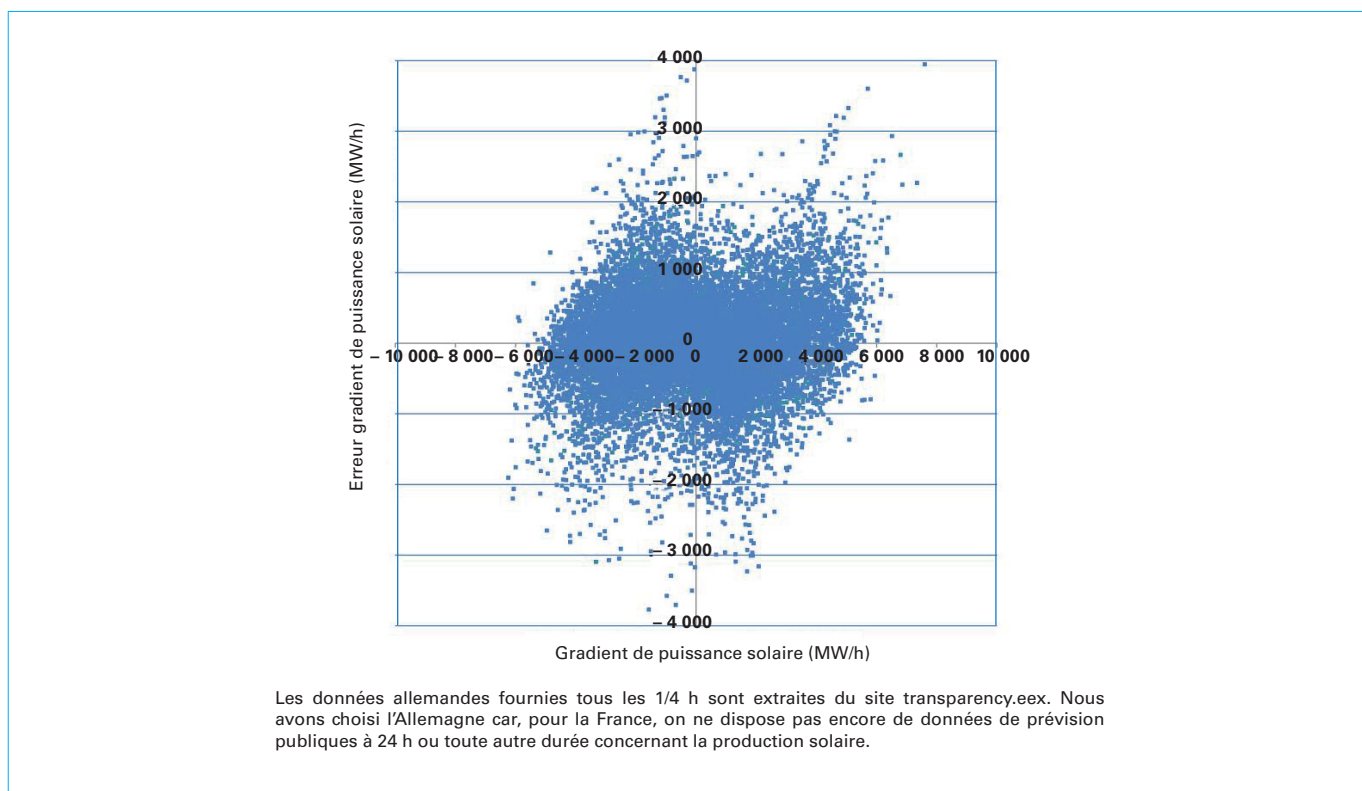


Figure 17 – Gradients horaires 2013 et différence entre les gradients mesurés et ceux prédits la veille pour le parc photovoltaïque allemand

ou peu satisfaits, même en été, au démarrage des activités économiques et lors du pic de consommation du soir ;

– qu'elle reste aléatoire avec des écarts d'un facteur 4 de production quotidienne à quelques jours d'intervalle, et des écarts de puissance au pic journalier qui peuvent être d'un facteur supérieur à 13 sur l'année ;

– que ses variations ont une cinétique forte et biquotidienne, avec des gradients très élevés sur une heure aussi bien que sur trois heures ;

– que la prévision horaire reste d'une qualité moyenne (selon l'expérience allemande).

De même que pour l'éolien, l'obligation d'achat actuelle de la production photovoltaïque est très contraignante pour le réseau électrique. Elle conduit à injecter dans le réseau ou à en soustraire des puissances très élevées pendant des périodes très courtes, en milieu de matinée et d'après midi, à un moment où la consommation est relativement stable.

Le grand nombre de producteurs en France rendra également très complexe la sortie de l'obligation d'achat d'autant plus que ErDF, qui gère les réseaux moyenne et basse tension, ne dispose que d'un réseau étoilé, donc avec peu « d'intelligence », alors qu'il reçoit aujourd'hui directement 95 % de la production intermittente. Enfin, l'essentiel de la production circule sur le réseau basse-tension (au contraire des autres productions qu'on déplace préférentiellement à des voltages élevés), ce qui génère des pertes non encore évaluées.

3. Une Europe éolienne future ?

Dans le paragraphe 2.1.3, on a montré que l'intermittence de l'éolien en France était très marquée. Les productions de 7 pays de l'ouest de l'Europe n'indiquent également pas que le foisonnement actuel au niveau européen induit un lissage important de la production totale. Or, ces sept pays qui couvrent l'Europe du Sud au Nord, de l'Espagne au Danemark et les côtes de l'Atlantique, de la mer du nord et de la Baltique sont les plus favorables à l'éolien et aussi ceux pour lesquels les projets éoliens les plus ambitieux ont été annoncés.

On peut penser que le poids important de l'Allemagne et de l'Espagne dans les données 2013 (67 % de la puissance installée des 7 pays) fausse le constat sur le niveau réel du foisonnement même s'il s'agit de sites de production éloignés de plus de 1 500 km. Afin d'estimer ce qui pourrait advenir dans une configuration hypothétique future (2025/2030) du parc éolien européen, nous avons extrapolé les productions horaires réelles 2013 des sept pays en les amplifiant en accord avec un scénario de développement possible. Cela revient à considérer que les conditions climatiques réelles 2013 sont représentatives d'une année normale. En fait, le même calcul utilisant pour base les données 2012 (production et puissances installées) conduit aux mêmes conclusions.

Le tableau 4 donne ces hypothèses pour 2030. Elles tiennent compte d'une part des objectifs européens initiaux de chaque pays [11] pour 2020, de la réalité 2013 [12] et finalement de tendances plus récentes pointant vers une révision à la baisse des ambitions initiales de long terme au vu des perturbations actuelles du secteur électrique résultant des productions éolienne et solaire de l'Allemagne.

Ces chiffres, choisis à titre indicatif, conduisent à une répartition plus équilibrée de la puissance éolienne (l'Allemagne et l'Espagne ne pèsent plus que 50 % de la puissance alors que la France a mis en place l'ambitieux programme de l'ADEME [6]). La valeur adoptée pour l'Espagne en 2030 est probablement trop grande, compte tenu de la croissance quasi-nulle de son parc éolien depuis plusieurs années et du grave déficit budgétaire que la politique EnR

Tableau 4 – Puissances installées fin 2013 (EurObserv'ER) et en 2030 (estimation des auteurs)

Pays	Puissance 2013 (GW)	Puissance 2025-2030 (GW)
Allemagne	34,633	60
Belgique	1,772	6
Danemark	4,772	5
Espagne	22,959	40
France	8,143	56
Irlande	2,011	4
Royaume-Uni	10,777	30
TOTAL	85,000	201

Tableau 5 – Comparaison des performances des productions éoliennes extrapolées pour 2025-2030 de la France (scénario ADEME [6]) et de l'Europe occidentale (sept pays)

Caractéristique	France	Sept pays européens
Facteur de charge maximal	79	63
Facteur de charge minimal	0,5	2,1
Heures équivalentes pleine puissance	2 010	1 840
Facteur de charge moyen annuel	23	21

(énergies renouvelables) des années 2000 a engendré dans ce pays. Néanmoins, nous avons conservé une place relativement importante à ce pays car c'est le seul (avec le Portugal) auquel sa situation géographique méridionale – et l'anticyclone des Açores – confère un régime éolien qui diffère sensiblement de celui de tous les autres pays et est favorable au foisonnement. Reprenant l'analyse effectuée au paragraphe 2.1.4, avec cette fois les puissances installées du tableau 4, nous aboutissons à la production européenne 2030 cumulée de la figure 18.

L'importance de l'intermittence, évident au regard, est mieux quantifiée en comparant dans le tableau 5 les propriétés globales de ce futur parc éolien, dispersé sur l'ensemble de l'Europe occidentale du nord au sud, à celui de la seule France. Il démontre une forte similarité.

Il y a bien un effet de foisonnement, puisque les extrêmes de production sont plus atténués au niveau européen que français, mais l'effet est faible. La comparaison en figure 19 des productions de la France et de l'ensemble des 7 pays pour des périodes froides et chaudes comme celles qui ont prévalu en France en février et mai/juin 2013 est symptomatique de la faiblesse du foisonnement international et de son peu d'utilité pour notre pays.

L'ensemble de ces résultats permet de tirer les conclusions suivantes.

– Dans le futur, l'Ouest de l'Europe se comportera souvent – ainsi que c'est le cas aujourd'hui – comme une zone de vents assez homogène, conduisant de ce fait à un foisonnement faible.

– La production électrique éolienne est aussi peu prévisible au niveau européen que pour chaque pays.

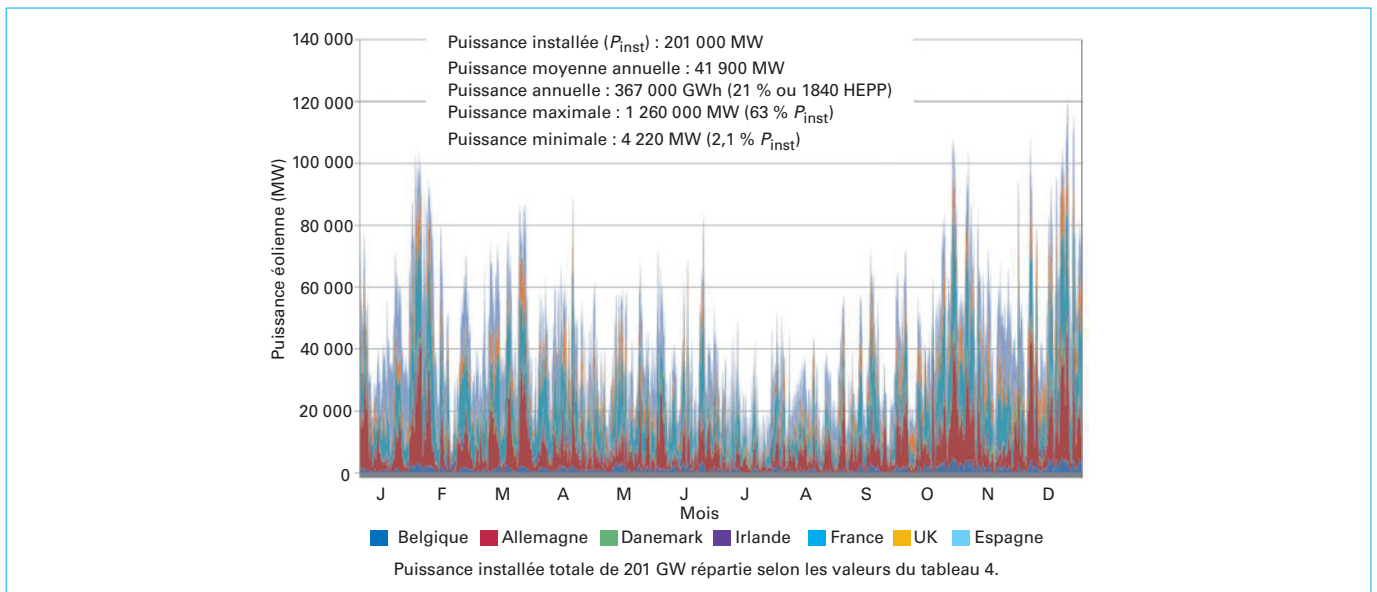


Figure 18 – Puissance éolienne horaire, extrapolée à partir des données horaires réelles 2013, pour sept pays de l'Europe de l'Ouest et du Nord en 2025/2030

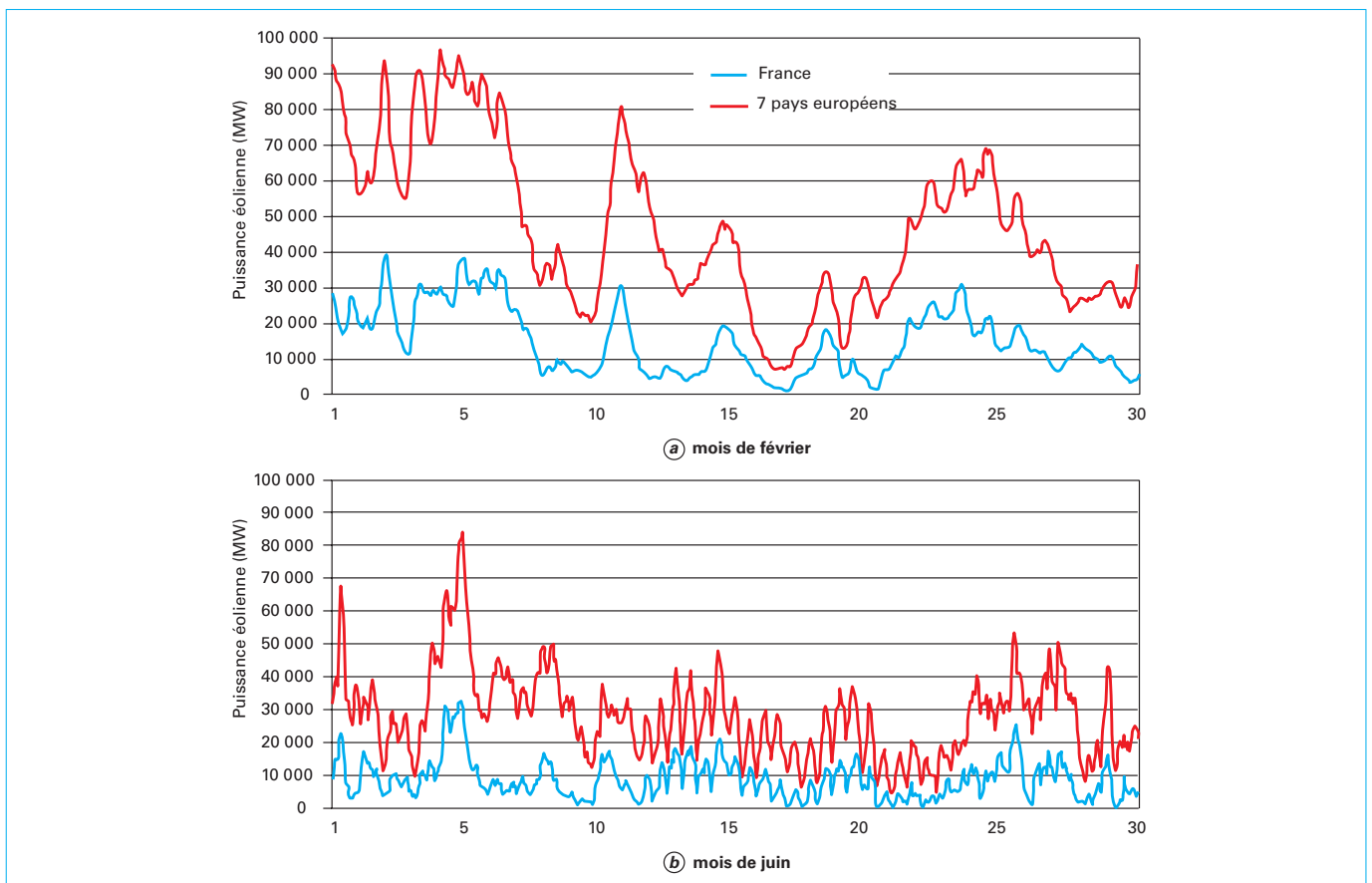


Figure 19 – Comparaison des puissances éoliennes 2025-2030 extrapolées à partir des données horaires réelles 2013 de la France et de l'ensemble de 7 pays européens heure par heure pour un mois de février et un mois de juin

Tableau 6 – Fraction de la production éolienne d'un futur parc européen produite pour des puissances supérieures au seuil P_s

Seuil de puissance P_s pour 201 GW installés (GW)	Fraction d'énergie éolienne (%)
50	12,8
60	7,3
70	4,0
80	2,1
90	1,0

– Dans les périodes très froides ou chaudes, la production éolienne ne sera pas efficace au moment des plus forts besoins : les périodes anticycloniques sont peu ventées (cela a été constaté sur toute l'Europe durant la canicule 2003 comme fin novembre 2010 lors des grands froids qui avaient duré deux semaines).

– En été comme en hiver, l'Europe éolienne peut être confrontée à des surpuissances considérables (80 à 100 GW) s'évanouissant en une journée, mais aussi à des puissances faibles sur des périodes parfois longues (10 à 15 % de P_{inst}), voire très faibles (inférieures à 5 % de P_{inst}).

À partir des productions de l'ensemble des sept pays à l'horizon 2025-2030, on peut calculer la fraction d'énergie éolienne produite au-dessus d'un certain seuil de puissance (tableau 6), fraction qui pourrait relever d'échanges internationaux de compensation. On constate que ces fractions restent faibles même pour des seuils quatre fois inférieurs à la puissance installée (201 GW). Un surdimensionnement des réseaux européens, adapté à la puissance éolienne maximale ne servirait guère que quelques centaines d'heures par an et ne sera pas justifié économiquement.

La conclusion qui ressort de cette analyse est finalement simple : souvent en Europe de l'Ouest, il y a surproduction ou sous-production éolienne simultanée dans la plupart des pays. Quelle que soit l'extension du maillage international de lignes à haute tension, le foisonnement éolien européen est, et restera donc trop faible, pour fournir une aide à la gestion du réseau.

4. Éolien et solaire en France en 2030 selon le scénario ADEME

Le scénario de l'ADEME [6], présenté à l'occasion du débat sur la transition énergétique, est intéressant à plusieurs titres. Il a été préparé par une agence nationale quelques mois après l'élection à la présidence de la République d'un candidat dont le programme contenait des visions fortes sur le mix énergétique futur de la France. Il est porté par le ministère en charge de préparer la loi sur la transition énergétique. Finalement, il est caractéristique de scénarios privilégiant un développement accéléré des énergies renouvelables dans le secteur de l'électricité en parallèle à de considérables efforts dans le domaine de l'efficacité énergétique, tout en préconisant une réduction notable de la consommation électrique (moins 20 % en 2030). Il a donc semblé utile d'utiliser les hypothèses de ce scénario dans cette analyse de l'intermittence afin d'en évaluer l'impact prévisible sur le futur secteur électrique.

Pour la France de 2030, le scénario ADEME [6], prévoit le déploiement de 6,5 fois plus de puissance par rapport à 2013, soit 79 GW, selon la déclinaison suivante :

- 34 GW d'éolien terrestre ;
- 12 GW d'éolien en mer ;
- 33 GW de solaire photovoltaïque.

Notre analyse s'appuie comme précédemment sur les productions horaires réelles 2013 de l'éolien terrestre et du photovoltaïque français extrapolées proportionnellement aux puissances proposées. Par contre, faute de données nationales sur l'éolien *offshore*, nous utilisons pour l'extrapolation les données 2013 belges. Cela apparaît justifié dans la mesure où les futurs parcs éoliens marins français – même s'ils sont globalement moins productifs – appartiennent à la même zone climatique que les parcs belges. Les facteurs de multiplication sont donc 4,4 pour l'éolien terrestre (référence France), 24 pour l'éolien marin (référence Belgique) et 8,4 pour le solaire (référence France).

4.1 Production horaire 2030 de l'éolien. Impact original de l'éolien marin

L'impact de ce futur parc éolien *offshore* français peut être mieux apprécié en examinant les productions respectives des parcs *offshores* et terrestres pour des puissances installées de 12 et 34 GW (figure 20). On retrouve l'aspect brutal et haché de l'éolien marin (§ 2.1.7).

4.2 Production horaire cumulée de l'éolien et du solaire en 2030

La production cumulée des 79 GW est présentée figure 21 parallèlement à la consommation électrique qui serait, en 2030, réduite de 20 % par rapport à celle de 2013 (hypothèse surprenante de l'ADEME, car, de manière générale, les scénarios des autres pays tablent sur une croissance des usages de l'électricité).

On constate qu'en hiver la production intermittente pourrait être très faible au regard des besoins alors que la puissance installée intermittente dépasse la puissance maximale appelée par le réseau. Inversement, la production est parfois excédentaire en été. Les deux premiers et les deux derniers mois de l'année montrent bien l'évolution en opposition de phase de la consommation et de la production intermittente typique des périodes froides. Cela tient à un phénomène général déjà bien discuté [13] qui entraîne que sur la période de novembre à mi-mars, la production éolienne est corrélée avec la température alors que la consommation lui est anticorrélée. Statistiquement, en hiver, le solaire est faible et le vent souffle d'autant plus fort que le pays a moins besoin d'électricité.

Les deux premiers mois de 2014 en ont fourni un exemple additionnel. Dans des conditions climatiques tempétueuses, l'éolien français a atteint des niveaux de production record alors que la consommation électrique française était une des plus faibles de la dernière décennie.

Globalement, les amplitudes de fluctuation de la puissance intermittente dépassent de beaucoup celles de la consommation. Dans ce scénario, la nécessité d'un contrôle de la puissance intermittente injectée va devenir dominante par rapport à la situation actuelle où c'est la consommation qui pilote la production.

Les performances globales de l'ensemble éolien + solaire prévu sont médiocres au regard de la puissance installée P_{inst} :

- production ADEME-2030 146 TWh soit une efficacité globale de 21 % ;
- puissance maximale 62 GW soit 78 % de P_{inst} ;
- puissance minimale 0,2 MW, soit 0,25 % de P_{inst} .

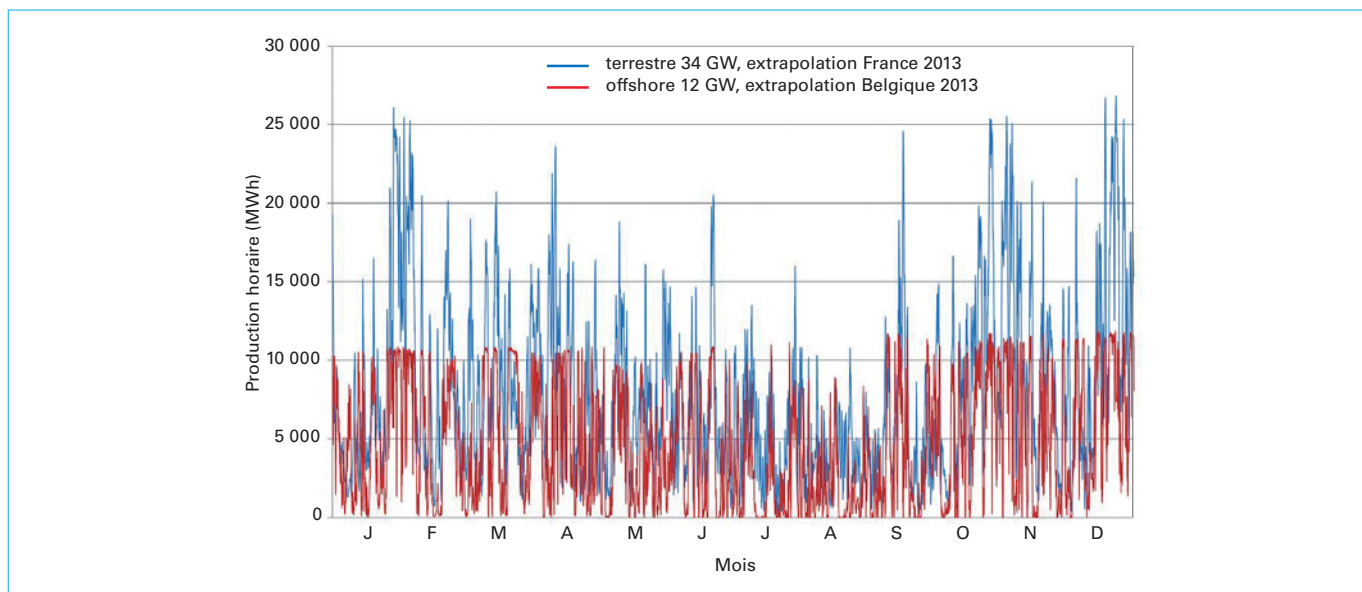


Figure 20 – Productions horaires comparées des parcs éoliens français terrestres et *offshore* selon le scénario ADEME 2030

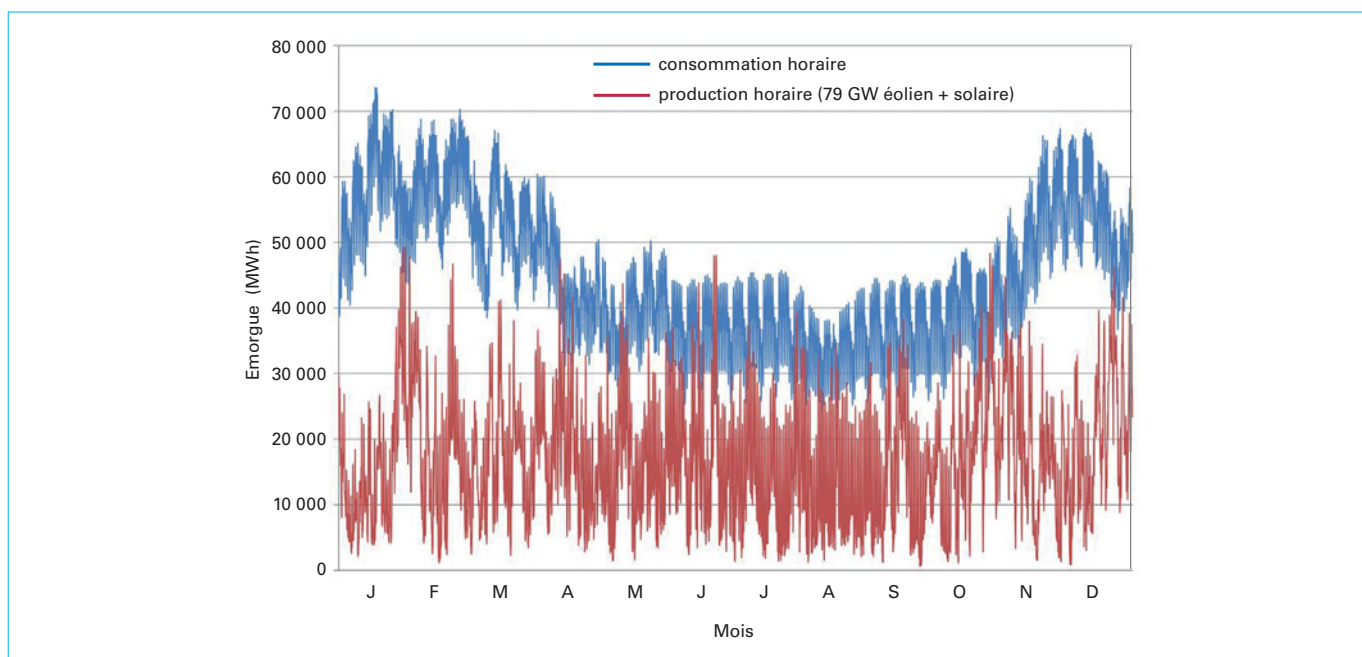


Figure 21 – Comparaison de la production horaire de 79 GW éolien + solaire et de la consommation française 2030 selon le scénario ADEME 2030

Notons que le nucléaire actuel, avec 63 GW de puissance installée, tout en assurant partiellement le suivi de charge, fournit de 75 à 78 % de l'électricité française pour un total voisin de 410 TWh.

La variabilité de la production cumulée des deux sources intermittentes est supérieure à celle du seul éolien et peut être triple de celle de la consommation.

4.3 Cinétique des variations de puissance dans le scénario ADEME 2030

Pour les parcs envisagés par l'ADEME, les variations de puissance journalières sont dominées par l'oscillation de la production solaire (une croissance et une décroissance par jour) en milieu de matinée et d'après-midi. C'est particulièrement vrai en été, mais c'est aussi le cas en hiver.

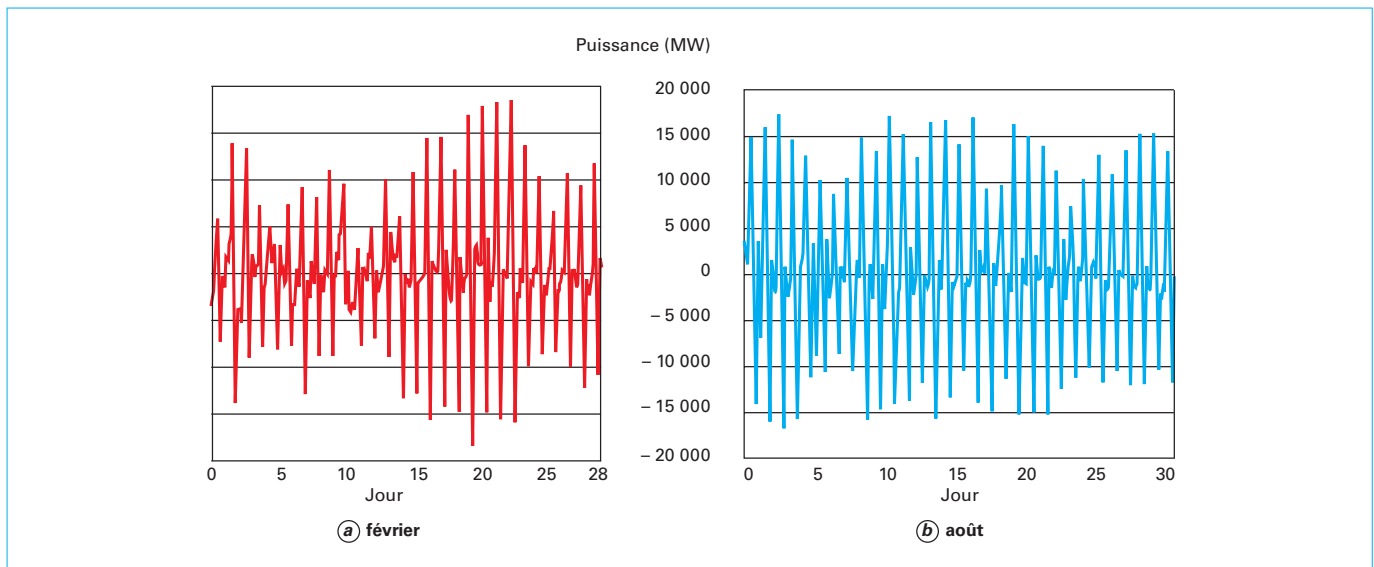


Figure 22 – Comparaison des variations de puissance sur 3 h, de la production éolienne + solaire en février et en août 2030 pour 79 GW de puissance installée

Examinées sur l'année, les variations peuvent être de 8 GW par heure, de 16 GW sur 2 h et 27 GW sur 3 h, soit respectivement 10, 20 et 35 % de P_{inst} et sont fréquentes par beau temps. Elles sont données figure 22 à titre d'exemple pour deux mois de l'année, février et août. Elles sont observables tout au long de l'année et, en été, leur amplitude correspond à environ la moitié de la puissance appelée. Une conséquence serait que le réseau devrait supporter des cycles de puissance importants et nombreux, 500 à 600 fois par an, avec pour conséquence probable une fragilisation des matériels. Seul un stockage d'électricité, des capacités importantes d'effacement de la consommation ou une grande disponibilité des échanges internationaux pourraient atténuer cet impact mais, comme on le verra plus loin, il est très peu probable qu'en 2030 ces moyens soient disponibles au niveau requis.

4.4 Production horaire requise des moyens de compensation

La figure 23 présente la puissance pilotable qui serait à mobiliser pour satisfaire la demande, une fois soustraites les productions éolienne et solaire.

En toute saison, les moyens classiques de production seraient très sollicités, tant en valeur absolue (l'hiver surtout) qu'en dynamique (toute l'année). Les sauts de production sont fréquents et peu prévisibles, à un niveau significatif par rapport à la puissance appelée.

Quels peuvent être ces moyens ?

– Comme en 2013, l'énergie hydraulique de barrage devrait conserver son rôle majeur de suivi quotidien et hebdomadaire, mais sans croissance significative. Son usage est partiellement contraint : utilisation au printemps quand les barrages ont atteint leur pleine capacité, stockage l'été et l'automne en prévision de la couverture des besoins hivernaux. De plus, son potentiel énergétique est variable d'une année à l'autre : jusqu'à 30 % et, bien que sa flexibilité instantanée soit grande, sa production n'est pas aussi assurée que celle d'une centrale thermique. La gestion de l'eau des barrages peut aussi avoir à tenir de contraintes non énergétiques comme, par exemple, les besoins de l'agriculture et le maintien d'un débit réservé dans les rivières.

– L'hydraulique de fil de l'eau est peu modulable et est aussi sujette à varier d'une année sur l'autre sans que cette variation soit corrélée au besoin énergétique, de même que certaines sources (appelées autres dans les données RTE), de puissances limitées.

– Une contribution de la biomasse à la production d'électricité ne semble pas souhaitable. En effet, les impacts énergétique, écologique et économique favorables de cette production seront plus importants si on la focalise sur la production de chaleur (biogaz) et de biocarburants.

– Hors nucléaire et centrales à combustibles fossiles, en 2030, les autres nouvelles sources d'énergie parfois envisagées seront encore très minoritaires, voire insignifiantes (géothermie profonde). Certaines seront de plus également intermittentes (vagues et courants).

– En 2030, sauf progrès technologiques inattendus, les moyens de stockage de l'énergie auront un niveau voisin de celui de 2013, celui des STEP existantes.

– Nucléaire et combustibles fossiles resteront donc les principaux moyens d'ajustement de la production. Selon le scénario ADEME-2030, on leur demandera d'adopter un mode de fonctionnement quotidien très haché, en particulier si l'obligation d'achat était maintenue. Leur tâche sera rendue d'autant plus problématique que leur puissance installée devrait être fortement réduite.

Le projet de loi sur la transition énergétique indique le maintien d'une puissance 63 GW avec une production diminuée d'un tiers, alors que la DGEC recommandait l'arrêt de 22 à 30 réacteurs sur 58. Environ 10 GW de centrales fossiles auront été arrêté fin 2016 pour dépassement des normes environnementales européennes.

Finalement, on peut aussi imaginer d'utiliser la flexibilité des capacités d'import-export. La capacité des lignes haute tension transfrontalières devrait alors être sensiblement augmentée. On peut d'ailleurs vérifier que tous les scénarios des pays étrangers voisins accordent un rôle très important aux échanges internationaux dans l'équilibre de leur propre mix électrique. Encore faudrait-il s'assurer que tous les pays ne souhaiteront pas importer ou exporter au même moment leur production intermittente, comme on commence déjà à l'observer en Europe et comme le laisse présager la discussion du paragraphe 3.

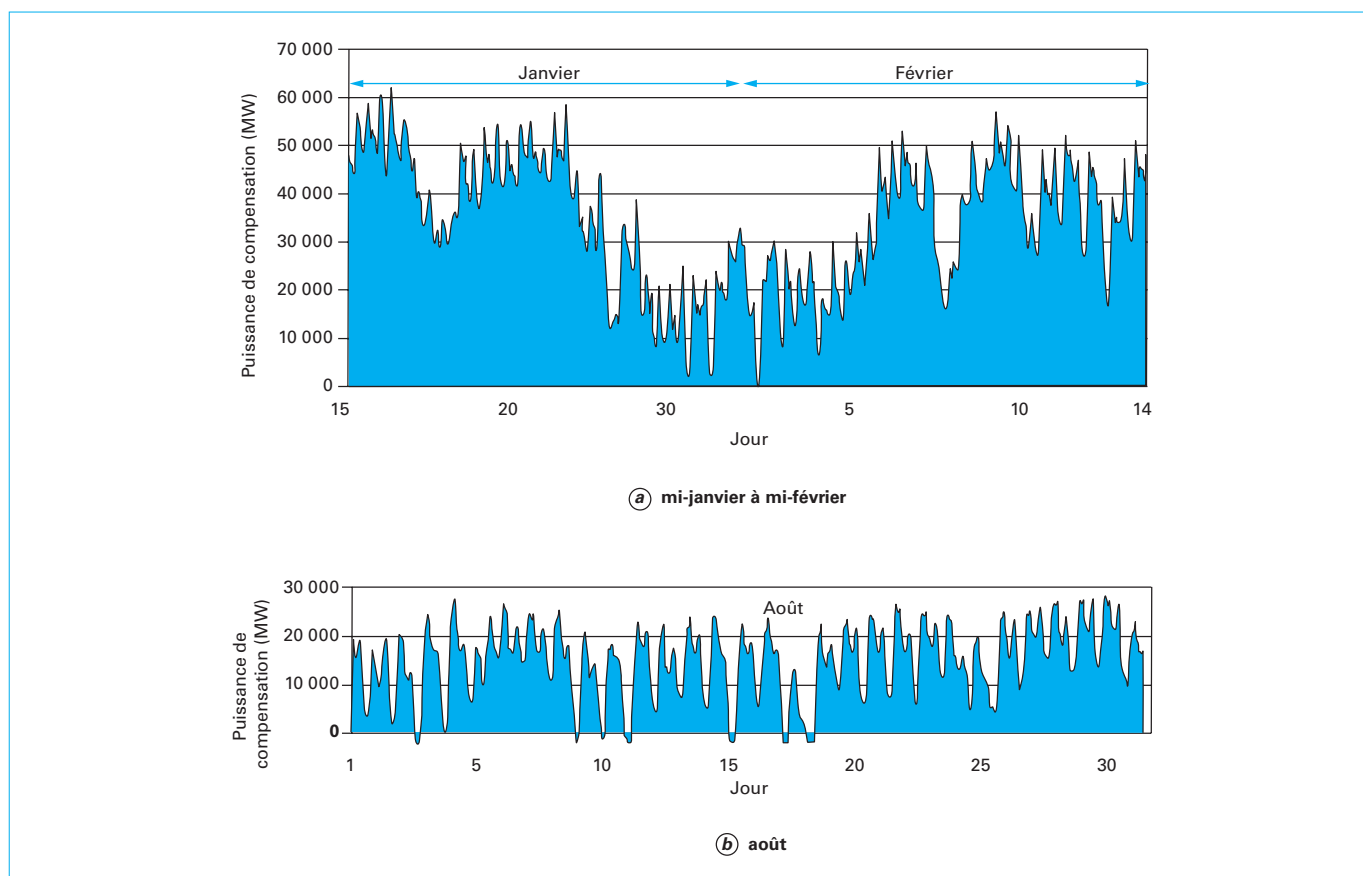


Figure 23 – Évolution heure par heure de la puissance de compensation nécessaire selon le scénario ADEME-2030

4.5 Centrales classiques. Performances de suivi de charge et impact du suivi de l'intermittence

L'amplitude des variations de la puissance intermittente dépasse celles de la consommation. C'est donc un nouveau paradigme qui devrait s'instaurer : les centrales « pilotables » auraient avant tout comme fonction de suivre la production intermittente plutôt que la consommation, comme c'est le cas aujourd'hui. Les centrales de puissance actuelles ont une capacité de suivi de charge notable, donnée dans le tableau 7.

Une centrale nucléaire de puissance nominale P_n contribue aux trois niveaux de réglage de la puissance :

- réglage primaire de fréquence : $\pm 2\% P_n$;
- réglage secondaire de fréquence : $\pm 5\% P_n$;
- suivi de charge journalier de 100 à 30 % P_n , à 3 % P_n /min.

Selon le niveau de combustion du combustible en cœur de réacteur, en cas de réduction de puissance trop élevée, la centrale doit être arrêtée pour un à deux jours (empoisonnement du cœur par un produit de fission, le xénon : il faut alors attendre que celui-ci ait disparu par décroissance radioactive).

En principe, aujourd'hui au moins, les capacités de suivi sont importantes. Cependant, le rythme de production qui serait imposé aux centrales classiques, avec un nombre de cycles très

élevé et de forts gradients, engendrerait des difficultés d'une autre nature.

- Les facteurs de charge seraient considérablement réduits une grande partie de l'année. Il en résulterait une augmentation sensible des coûts de production. Un paradoxe du scénario ADEME serait alors que le renchérissement des coûts de production des moyens de soutien induit par l'éolien et le solaire conduirait à faire apparaître plus compétitives ces deux énergies intermittentes, mais bien sûr sans bénéfice pour le consommateur.

- Les différents types de centrales ne seraient plus complémentaires (base, semi-base et pointe) mais devraient se partager le même marché, sans garantie de fourniture. En effet, l'obligation d'injection sur le réseau de la production intermittente cantonne les autres moyens de production au rôle de centrales de secours tout au long de l'année. Cela implique un surinvestissement, puisque ces centrales de soutien, tout comme les moyens de production intermittents, sont fortement capitalistiques.

- Les brusques variations de puissance répétées auront un impact sur la maintenance et la durée d'exploitation des centrales classiques, nucléaires et autres, et sur leurs coûts d'exploitation.

De nombreuses centrales à gaz sont actuellement mises à l'arrêt en Europe car la surcapacité intermittente allemande a fait décroître leur taux d'utilisation d'environ 5000 à 2000 HEPP (heures équivalent pleine puissance) ou moins. Le risque de fragilisation des réseaux induit par ces fermetures a été pointé par l'agence allemande DENA.

Tableau 7 – Performances de suivi des centrales classiques

Centrale classique	Temps de démarrage	Variations de puissance max (% sur 30 s)	Gradient maximal de variation de puissance (% par minute)
Gaz, cycle ouvert	10 à 20 min	20 à 30	20
Gaz, cycle combiné	30 à 60 min	10 à 20	5 à 10
Charbon	1 à 10 h	5 à 10	1 à 5
Nucléaire (100 à 30 % de P_n)	2 h à 2 j	Jusqu'à 5	3

P_n puissance nominale de la centrale (0,9, 1,2, 1,4 ou 1,6 GW pour le parc nucléaire français).

5. Perspectives de stockage à l'horizon 2030

Une façon de diminuer l'impact négatif des productions intermittentes consiste à stocker l'énergie électrique en période de surproduction (voire de considérer cette production comme totalement stockable pour assurer le suivi de charge en cas de besoin ultérieur). Les procédés de stockage sont nombreux, mais leurs performances sont très diverses. La figure 24 compare leurs performances relatives, l'objectif étant de disposer à la fois de fortes puissances (des GW) et de fortes capacités (des GWh), c'est-à-dire de temps de décharge longs (dizaines d'heures, journées).

Au niveau mondial en 2010, pour une puissance installée totale d'environ 4 400 GW, la capacité de stockage opérationnelle était la suivante :

- STEP 140 GW ;
- air comprimé CAES 0,43 GW (Allemagne et US) ;
- batteries NaS 0,4 GW (Japon) ;
- volants d'inertie 0,040 GW (US).

Les STEP, stations de transfert d'énergie par pompage, représentaient plus de 99 % du potentiel mondial de stockage d'électricité et 3,2 % de la puissance installée totale. Cet équilibre a peu évolué depuis. Seules les STEP et les stockages d'air comprimé (CAES qui en sont seulement au stade de démonstration en Allemagne, dans des cavernes géantes dans les anciennes mines de sel essentiellement) ont aujourd'hui un potentiel réel, avec un avantage considérable pour les STEP, en puissance aussi bien qu'en énergie stockée. Mais, compte tenu des obstacles sociaux et environnementaux, il y a peu d'espoir de les voir se développer substantiellement en France au-delà des 5 GW actuels, qui sont déjà affectés au suivi des pics de consommation quotidiens.

5.1 STEP de mer

Le concept de STEP de mer a été popularisé récemment car il présente l'avantage d'un stock d'eau infini au niveau inférieur : la mer. Le réservoir supérieur de volume limité serait implanté en altitude, dans la mesure où des dénivelés suffisants sont accessibles.

On évoque parfois aussi le concept d'**atolls marins artificiels**. Il n'existe pas encore de projet de démonstration tant les quantités de matériaux à déplacer pour créer ces atolls artificiels sont considérables pour des performances faibles.

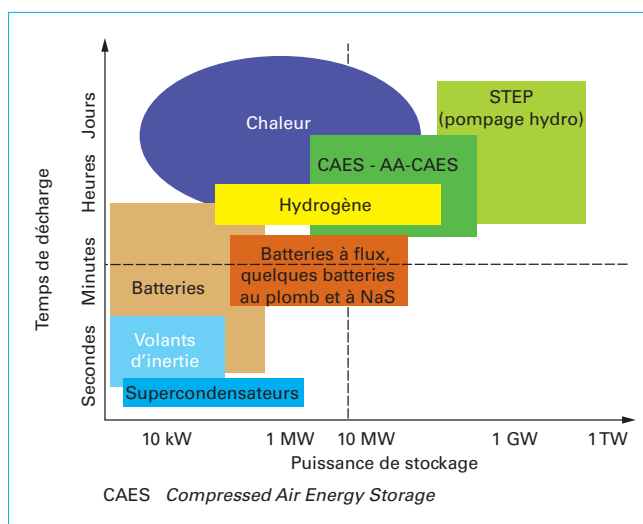


Figure 24 – Comparaison des performances en puissance installée et temps de décharge des divers moyens de stockage de l'électricité (doc. IFPEN)

Cette idée *a priori* séduisante se révèle en fait inadaptée dès que les puissances intermittentes sont importantes. En effet, pour des valeurs de 50 à 100 GW et des excédents de dizaines de GW, en supposant un bassin supérieur 100 m au-dessus du niveau de la mer, un marnage de 10 m et un rendement global de 70 % (pompage et turbinage), un calcul simple montre que pour stocker 100 GWh (soit 10 GW pendant 10 h par exemple ou 8 % de la consommation journalière), il faut disposer d'un volume de 525 millions de m³, soit un bassin de 2 km sur 26 km ou la surface du lac d'Annecy. Or, de tels dénivelés sont rares le long des côtes françaises qui ont de multiples autres usages économiques. L'investissement semble mieux adapté à des parcs électriques modestes, dans des îles à relief marqué par exemple.

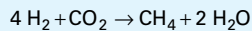
5.2 Stockage hydrogène

La **production d'hydrogène par électrolyse**, avec un rendement voisin de 80 % (pour le procédé d'électrolyse haute température toujours en cours de développement et sans démonstration au niveau industriel), est de plus en plus citée comme alternative pour le stockage de l'électricité. Quatre filières principales d'utilisation de l'hydrogène sont en général évoquées :

- l'injection directe dans les réseaux de gaz naturel ;

- la méthanation ;
- l'utilisation de piles à combustible dans les usages nomades (voitures) ;
- des sites isolés (nous ne considérons pas l'utilisation de cet hydrogène pour produire de l'électricité de pointe car le rendement global serait trop faible, environ 30 %).

La **méthanation** consiste à combiner la production d'hydrogène à une récupération du gaz carbonique issu des centrales thermiques pour produire du méthane :



Le CH_4 se substituerait alors pour partie au gaz naturel importé.

Ces options, regroupées sous le terme *Power to gas*, sont en particulier envisagées par l'Allemagne qui sort du nucléaire, dispose de ressources fossiles (lignite et charbon) et ne peut que recourir à un développement massif d'ENR si elle veut respecter son programme de transition énergétique. Elle implique cependant des évolutions contestables et un « business plan » risqué. En effet, la sortie du nucléaire, en l'absence de programme crédible de séquestration du CO_2 des centrales à charbon d'ici 2030, implique un parc surdimensionné de sources intermittentes [14] [15], au moins trois fois la puissance maximale appelée pour réduire les émissions de GES (gaz à effet de serre) du secteur électrique en 2030 d'un facteur deux et quatre à cinq fois en 2050 pour les réduire d'un facteur 4.

Un calcul simple s'appuyant sur les résultats français 2013 montre que pour une puissance maximale appelée de 80 GW, une puissance installée intermittente de 200 MW fournissant environ 250 TWh annuellement pourrait délivrer par exemple 200 sur 550 TWh au réseau et 50 aux électrolyseurs.

Il devrait en résulter :

- une électricité chère, en raison d'un suréquipement intermittent très capitalistique et de moyens de secours très sollicités ;
- un business plan hydrogène, induisant lui-même des investissements importants qui seraient non rentables dans un schéma classique. Pour lui donner une justification économique, on n'envisage pas de se fournir directement en électricité intermittente (éolienne, solaire ou autre) aux prix d'achat élevés qu'ont fixés les gouvernements. Il s'agit plutôt d'acquiescer directement l'électricité auprès du réseau à l'occasion des effondrements de cours de l'électricité engendrés par d'une part les épisodes de surproduction qui deviendront de plus en plus fréquents en raison de pics intermittents, et d'autre part la nécessité de préserver des régimes de fonctionnement acceptables pour les installations de secours (fossiles ou nucléaire). On s'attache donc à profiter d'un dysfonctionnement du marché pour faire bénéficier les électrolyseurs flexibles d'un prix faible de l'électricité qui les alimente, voire de prix négatifs (déjà constatés en Europe lors des pics de production éoliens et solaires allemands). On est loin de se préoccuper de l'origine « écologique ou non » de cette énergie. Dans un tel montage, un marché de niche artificiel devient envisageable dans la mesure où, *in fine*, le coût des productions intermittentes engendrant les déséquilibres du marché reste essentiellement supporté par l'utilisateur domestique ou industriel de l'électricité.

Il faut cependant noter que la démonstration technologique de ces options reste embryonnaire, à des niveaux de puissance de l'ordre du MW et qu'il faudra quelques années pour évaluer si le fonctionnement nécessairement très intermittent des installations d'électrolyse leur garantit une rentabilité. Il est donc difficile d'envisager leur développement massif dès 2030 et de construire un scénario moyen terme raisonnablement assuré sur ce concept.

5.3 Compensation, stockage ou limitation des puissances livrées ?

Compte tenu des résultats des paragraphes 4 et 5, il nous semble que, dans le contexte envisagé par le scénario ADEME, il deviendra nécessaire de bloquer la livraison de courant intermittent au réseau dès qu'un certain niveau sera atteint.

Pour dégager des ordres de grandeur de ce qui serait nécessaire, on peut penser à des modèles qui, par exemple, assureraient qu'à tout instant, non seulement on tient compte des moyens de puissance complémentaires conventionnels effectivement disponibles, mais aussi que ceux-ci sont bien en mesure de gérer les gradients de puissance de la production intermittente que l'on destine au réseau. Une étude similaire doit être effectuée en parallèle sur les moyens de gestion de l'énergie intermittente destinée à un stockage éventuel. Ensuite, par des simulations détaillées à partir de données pluriannuelles, il conviendrait de vérifier que ce schéma, même s'il est techniquement possible, ne détruit pas le modèle économique des centrales pilotables et des barrages hydrauliques ainsi que des moyens de stockage, quels qu'ils soient (STEP ou autre).

À notre connaissance, une étude de ce type n'est pas aujourd'hui publiquement disponible. Ce n'est de toute façon pas une tâche facile que de la mener à terme tant que restera intangible le principe d'une obligation d'achat de la production renouvelable auprès d'un nombre considérable d'acteurs dispersés sur le territoire (300 000 installations solaires et 800 parcs éoliens fin 2013 ; ce chiffre serait multiplié par 5 ou 6 en 2030). Une analyse vraiment complète devra prendre en compte une troisième possibilité : le blocage des productions intermittentes qui ne trouverait ni sur le réseau, ni auprès des moyens de stockage, un usage techniquement et économiquement acceptable.

RTE, qui bénéficie d'un réseau haute tension maillé, serait tout-à-fait en mesure d'envoyer des ordres de limitation de la puissance fournie à des grands parcs éoliens ou solaires pour peu que la réglementation l'y autorise. Mais la tâche serait moins aisée pour le réseau à moyenne et basse tension d'ErDF dont la structure étoilée ne permet pas aujourd'hui de gérer dynamiquement les excès de production du grand nombre d'installations intermittentes de faible ou moyenne puissance qui lui sont connectés. Or, ErDF reçoit aujourd'hui directement l'essentiel de la production intermittente (environ 95 %). Une profonde et onéreuse modification de la structure du réseau ErDF semble nécessaire.

6. Impact CO_2 du scénario ADEME

En France, l'impact positif de l'éolien et du solaire sur les émissions de gaz à effet de serre ne peut qu'être limité puisque les émissions CO_2 du secteur électrique en France sont faibles. Elles s'élèvent à 29,1 millions de tonnes en 2013 sur 360, soit moins de 8 % des émissions totales. On peut s'interroger sur la pertinence d'une politique environnementale privilégiant l'attribution des moyens de la nation au soutien d'une production électrique qui, dans l'hypothèse la plus optimiste, ne peut réaliser qu'une amélioration très faible du bilan global des émissions françaises, comme cela a été souligné par la Cour des comptes [16].

Il conviendrait d'ailleurs de disposer d'une véritable évaluation du gain que l'éolien et le solaire peuvent effectivement réaliser sur cette fraction de 8 %. Une telle étude n'a pas été publiée. Sa réalisation demanderait une modélisation heure par heure de la production de l'ensemble du mix électrique, tenant compte des contraintes d'exploitation de chaque source et des coûts de production prévisibles. Ce calcul complexe, qui n'est pas dans les ambitions de cet article, pourrait d'ailleurs bien aboutir à une conclusion embarrassante. On peut ainsi constater que, depuis

3 ans, malgré le développement des énergies intermittentes (+ 6,5 TWh), les émissions de CO₂ du secteur électrique français ont légèrement augmenté en raison d'un usage accru du charbon (+ 7 TWh environ). En effet, l'appel à la production électrique d'origine fossile est maximal en hiver, lorsque la production éolienne fluctue plus ou moins en opposition aux besoins (figure 21) et que le solaire est essentiellement inexistant. La croissance récente des émissions CO₂ du secteur électrique allemand qui a déjà déployé près de 70 GW de solaire + éolien n'est pas non plus un indice encourageant (cf. encadré de la production d'électricité en Allemagne en 2013).

Compte tenu de leur souplesse, et si les seules considérations techniques prévalaient, un fort développement de l'éolien et du solaire devrait favoriser le développement des centrales à gaz à cycle ouvert, aux dépens des efforts de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Ce serait particulièrement dommageable en France puisque son mix électrique actuel émet peu de CO₂.

Une évaluation du prix de la tonne CO₂ évitée serait essentielle. Or, avec une puissance intermittente de 79 GW exploitée pendant 30 ans, correspondant à un investissement de l'ordre de 140 milliards (hypothèses : éolien terrestre 1 300 M€/GW, éolien marin 2 500 M€/GW et solaire 2 000 M€/GW), même une réduction de deux tiers du CO₂ émis par le mix actuel aboutirait pour le seul investissement actualisé à plusieurs centaines d'euros par tonne CO₂ évité. C'est donc plutôt dans les transports et l'énergie chaleur (responsables de près de 70 % des émissions CO₂ du pays) que des gains significatifs doivent être recherchés.

7. Conclusions

Une analyse des propriétés de l'éolien et du solaire photovoltaïque fondée sur les données réelles les plus récentes des productions éoliennes en France et en Europe de l'Ouest et solaire en France, jointe à l'évaluation qu'on peut en extraire des conséquences d'une mise en place du scénario ADEME 2030, qui a clairement inspiré le projet de loi sur la transition énergétique qui va être présenté au parlement, nous conduit aux conclusions suivantes :

- il n'y a pas corrélation entre la production éolienne, aléatoire en pratique, et la consommation. La corrélation partielle entre cette dernière et la production solaire ne couvre qu'une partie de la journée active ;

- la planification des moyens de production complémentaires ne peut s'appuyer sur une garantie de fourniture de la part de ces énergies intermittentes, celle-ci étant variable tout au long de l'année (un facteur 5 à l'échelle de quelques jours) et peu reproductible au plan calendaire (un facteur 4 à 5 sur une même semaine de l'année) ;

- le foisonnement de l'éolien au niveau européen, pourtant souvent cité comme pouvant atténuer les effets de l'intermittence, se révèle peu efficace. L'Europe de l'Ouest se comporte souvent comme une zone venteuse assez homogène, dominée par l'influence des grands courants océaniques ou continentaux. La similitude entre les productions horaires française et européenne est grande (figure 19). Le foisonnement solaire est lui-même limité parce que l'Ouest européen ne couvre que 1,5 fuseau horaire ;

- le cumul de l'éolien et du solaire renforce l'effet d'intermittence du seul éolien par une superposition de gradients de puissance biquotidiens importants en milieu de matinée et milieu d'après-midi, à un moment où la consommation est relativement stable. Ces gradients, souvent de 5 à 10 % par heure de la puissance installée, se prolongent sur 3 h environ et pourraient atteindre 30 à 35 GW pour 79 GW de puissance installée, soit 80 % de la puissance appelée en période estivale ;

- la productivité de l'ensemble éolien plus solaire, bien que supérieure à celle de l'Allemagne, reste faible, environ 21 %. À titre de comparaison, pour une puissance identique et dans les mêmes

conditions d'enlèvement privilégié de l'énergie produite, la production d'une puissance nucléaire ou fossile identique serait 4,3 fois plus élevée tout en étant ajustable à la consommation ;

- la production (éolien + solaire) est distribuée essentiellement par les réseaux moyenne et basse tension ce qui, pour des productions massives, pourrait avoir deux conséquences : une difficulté de transfert qui conduira à surdimensionner ces réseaux (ErDF) et une augmentation des pertes en ligne.

Les énergies intermittentes, développées sans restriction, devraient perturber fortement la conduite du réseau et le fonctionnement des centrales pilotables existantes, comme le montre déjà l'expérience allemande. Les moyens pour en atténuer l'impact sont identifiés : puissance de compensation conventionnelle importante, stockage de l'énergie, effacement des consommations, échanges transfrontaliers, mais leurs développements et leurs potentiels de court et moyen terme ne semblent pas être au niveau des enjeux et des ambitions affichées :

- les annonces actuelles concernant la puissance conventionnelle électrogène française pointent plutôt vers une **baisse**, accompagnant une réduction de la contribution énergétique du parc nucléaire. Par exemple, celle-ci est intégrée dans le scénario ADEME sous la forme d'une diminution de la puissance du parc qui a été estimée par la Direction générale de l'énergie et du climat entre 20 et 27 GW d'ici 2025, soit l'arrêt de 22 à 30 réacteurs sur 58 (de plus 10 GW fossiles auront été arrêtés en 2016) ;

- la possibilité de **stocker les surproductions des énergies intermittentes**, présentée comme la façon naturelle de gérer leurs problèmes, restera limitée à l'horizon 2030. En particulier, la filière hydraulique des STEP, la seule bien établie techniquement et déjà bien développée en France, n'est pas, à juste titre, considérée par l'ADEME comme pouvant être largement développée ;

- la **voie hydrogène**, souvent citée comme le moyen d'absorber les surproductions, présente des inconvénients importants liés à un investissement supplémentaire, lui-même exploité de façon très intermittente, et reposant sur un business plan dont le caractère social apparaît douteux. Elle n'est de plus pas encore démontrée et ne devrait pas être au niveau requis en 2030 ;

- la maîtrise des **transferts entre régions** via le réseau ERDF, pour 1) corriger les déséquilibres de production et bénéficier d'un foisonnement, et 2) gérer des effacements, exigerait une modification profonde de ce réseau, avec un apport d'« intelligence », dont le coût estimé est élevé (des dizaines de milliards). Cela prendra du temps ;

- les **effacements, volontaires ou contractuels** restent marginaux et ne se développeront qu'à condition de leur offrir un business model attractif : celui-ci reste encore largement à décider et il aura nécessairement un prix pour le consommateur ;

- les **échanges transfrontaliers** devraient réclamer une extension du réseau de lignes à haute tension actuel. Ils devraient aussi imposer une forte coordination transnationale des productions des moyens de compensation puisque les productions intermittentes des états européens, fortement corrélées, s'additionneront plutôt qu'elles ne se compenseront.

Tout plan de développement d'un nouveau mix électrique français (l'actuel étant aujourd'hui un des plus performant au monde car peu carboné, assurant un suivi très efficace des besoins, pour un coût compétitif dans le contexte européen) ne peut se justifier qu'en :

- 1) assurant un équilibre entre production, effacements de la consommation et « stockage », ces deux derniers devant être développés en amont pour protéger le réseau et les clients, ce qui n'est pas encore le cas ;

- 2) veillant à ce que l'objectif prioritaire de l'Europe, une réduction de l'émission des gaz à effet de serre, en résulte effectivement ;

- 3) préservant une des forces actuelles du mix, un réseau HT couvrant l'ensemble du territoire, qui pourrait être fragilisé par des politiques régionales non coordonnées.

L'analyse présentée des productions intermittentes montre que dans l'hypothèse d'un retrait important du nucléaire dans notre pays, ces trois objectifs seront difficiles, voire impossibles à atteindre en ce qui concerne les **émissions de CO₂** du secteur électrique. En effet, l'éolien et le solaire ne peuvent apporter une garantie de fourniture de sorte que des moyens de compensation très souples seront requis (un avantage est ainsi donné aux turbines à gaz à cycle ouvert), moyens qui par ailleurs seront fragilisés par les gradients de puissance. Il faudra aussi préalablement rénover largement les réseaux, celui d'ErDF en particulier. L'objectif d'une contribution majoritaire des énergies renouvelables électrique (l'ADEME propose 77 % en 2050 dans son hypothèse haute) ne sera possible qu'avec des puissances installées très supérieures à la puissance appelée en raison du faible rendement : les études allemandes citent des puissances 3 à 4 fois supérieures à la puissance appelée. Les investissements requis seront considérables (moyens de production, stockages, réseaux) et les contraintes d'exploitation sévères.

Il nous semble donc que, durant la prochaine décennie, l'éolien et le solaire ne devraient être développés que dans la mesure où ils restent techniquement, économiquement et socialement supportables, et ce d'autant plus que les équipements seront importés

en majorité. Il conviendrait d'étudier préalablement les moyens de leur imposer une contribution à l'équilibre du réseau. Selon nous, cela devrait entraîner une modification de la réglementation actuelle de façon à autoriser l'effacement de productions renouvelables par les gestionnaires de réseau. Il faudrait par ailleurs « inventer » et mettre en place le moyen effectif de piloter un très grand nombre de sites de production.

Les conséquences économiques, techniques et climatiques de scénarios donnant une grande importance au développement des ENR électrogènes, comme celui de l'ADEME, n'ont pas été encore évaluées au niveau requis. Un des objectifs de cette étude était d'effectuer une première évaluation des conséquences techniques en nous appuyant sur l'ensemble important de données françaises et européennes qui est devenu disponible. Au vu des résultats prévisibles de la mise en place d'un tel scénario dans le contexte électrique français, imiter des pays qui ont un mix électrique très carboné (Allemagne, Autriche et Danemark par exemple) ne nous apparaît pas constituer une urgence pour notre pays. À notre avis, la transition énergétique française devrait plutôt accorder une priorité au remplacement de ce qui constitue l'essentiel de notre facture énergétique et la source principale de nos émissions de gaz à effet de serre : les énergies fossiles utilisées dans les transports et les bâtiments.

Électricité : intermittence et foisonnement des énergies renouvelables

par **Hubert FLOCARD**

Directeur de recherche CNRS en retraite, Saint-Jean de Védas, France

Jean-Pierre PERVÈS

Ingénieur A&M et INSTN en retraite

Ancien directeur du CEA Fontenay-aux Roses et du CEA/Saclay, Bures-sur-Yvette, France

et **Jean-Paul HULOT**

Ingénieur en retraite, CEA, Limours France

Sources bibliographiques

- [1] ACKET (C.) et VAILLANT (J.). – *Les énergies renouvelables : état des lieux et perspectives*. Éditions Technip (2011).
- [2] *La recherche scientifique face aux défis de l'énergie*. Académie des sciences, EDP sciences (2012).
- [3] *État des énergies renouvelables en Europe*. EurObserv'Er, 12^e bilan (2012).
- [4] *Nucléaire et renouvelables dans la transition énergétique*. Revue générale nucléaire, n°2, mars-avr. 2013.
- [5] SAFA (H.) et BONIN (B.). – *Quelle transition énergétique ?* EDP sciences (2013).
- [6] *Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030/2050*. ADEME, juin 2013.
- [7] *Scénarios de l'ANCRE pour la transition énergétique*. ANCRE (agence nationale de coordination de la recherche pour l'énergie), Rapport (2013).
- [8] BERGER (B.). – *Electricity production from solar and wind in Germany 2013*, janv. 2014 <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/news/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-in-2013.pdf>
- [9] *Pour la puissance éolienne fin 2013*. Le journal de l'éolien, EurObserv'Er, fév. 2014.
- [10] [http://www.fr.wikipedia.org/wiki/Corr%C3%A9lation_\(statistiques\)](http://www.fr.wikipedia.org/wiki/Corr%C3%A9lation_(statistiques))
- [11] *Mapping renewable energy pathways towards 2020*. European Renewable Energy Council, mars 2011.
- [12] Le journal de l'éolien (février 2014) et tableaux des productions horaires de chaque pays, EurObserv'ER (2014).
- [13] FLOCARD (H.). – Production éolienne et température pendant l'hiver 2010-2011 <http://www.sauvonsleclimat.org/actualite/html/communiqueshtml/production-eolienne-et-temperature-dans-les-mois-froids-de-lhiver2010-2011>
- [14] *Eigenschaften einer Stromversorgung mit variabler Einspeisung – Feature of an electricity supply system based on variable input*. Max Planck Institut (2012).
- [15] *Simulation d'un modèle énergétique à l'échelle de l'Allemagne, entièrement basé sur les énergies renouvelables*. Fraunhofer Institut Fribourg, nov. 2012.
- [16] *La politique de développement des énergies renouvelables*. Cour des comptes, juil. 2013.

Sites Internet

Études Sauvons le climat
<http://www.sauvonsleclimat.org/etudes.html>

Dossiers du Groupe de réflexion sur l'énergie au XXI^e siècle (GR21) de la Société française d'énergie nucléaire (SFEN)
<http://www.sfen.org/-Dossiers-du-GR21->

Données sur la production d'électricité en France du Réseau de transport d'électricité (RTE), site eCO2mix
<http://www.rte-france.com/fr/developpement-durable/eco2mix>

EEX transparency
<http://www.transparency.eex.com>

Paul Frederik Bach
<http://www.pfbach.dk/>

Annuaire

Constructeurs – Fournisseurs – Distributeurs
(liste non exhaustive)

RTE
ErDF

Organismes – Fédérations – Associations (liste non exhaustive)

Deutsche Energie-Agentur (DENA)

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)

Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE)

Laboratoires – Bureaux d'études – Écoles – Centres de recherche (liste non exhaustive)

Centre national de la recherche scientifique (CNRS)

Commissariat à l'énergie atomique (CEA)

GAGNEZ DU TEMPS ET SÉCURISEZ VOS PROJETS EN UTILISANT UNE SOURCE ACTUALISÉE ET FIABLE

Techniques de l'Ingénieur propose la plus importante collection documentaire technique et scientifique en français !

Grâce à vos droits d'accès, retrouvez l'ensemble des **articles et fiches pratiques de votre offre, leurs compléments et mises à jour,** et bénéficiez des **services inclus.**



RÉDIGÉE ET VALIDÉE
PAR DES EXPERTS



MISE À JOUR
PERMANENTE



100 % COMPATIBLE
SUR TOUS SUPPORTS
NUMÉRIQUES



SERVICES INCLUS
DANS CHAQUE OFFRE

- **+ de 350 000 utilisateurs**
- **+ de 10 000 articles de référence**
- **+ de 80 offres**
- **15 domaines d'expertise**

- Automatique - Robotique
- Biomédical - Pharma
- Construction et travaux publics
- Électronique - Photonique
- Énergies
- Environnement - Sécurité
- Génie industriel
- Ingénierie des transports
- Innovation
- Matériaux
- Mécanique
- Mesures - Analyses
- Procédés chimie - Bio - Agro
- Sciences fondamentales
- Technologies de l'information

**Pour des offres toujours plus adaptées à votre métier,
découvrez les offres dédiées à votre secteur d'activité**

Depuis plus de 70 ans, Techniques de l'Ingénieur est la source d'informations de référence des bureaux d'études, de la R&D et de l'innovation.

www.techniques-ingenieur.fr

CONTACT : Tél. : + 33 (0)1 53 35 20 20 - Fax : +33 (0)1 53 26 79 18 - E-mail : infos.clients@teching.com

LES AVANTAGES ET SERVICES compris dans les offres Techniques de l'Ingénieur

ACCÈS



Accès illimité aux articles en HTML

Enrichis et mis à jour pendant toute la durée de la souscription



Téléchargement des articles au format PDF

Pour un usage en toute liberté



Consultation sur tous les supports numériques

Des contenus optimisés pour ordinateurs, tablettes et mobiles

SERVICES ET OUTILS PRATIQUES



Questions aux experts*

Les meilleurs experts techniques et scientifiques vous répondent



Articles Découverte

La possibilité de consulter des articles en dehors de votre offre



Dictionnaire technique multilingue

45 000 termes en français, anglais, espagnol et allemand



Archives

Technologies anciennes et versions antérieures des articles



Impression à la demande

Commandez les éditions papier de vos ressources documentaires



Alertes actualisations

Recevez par email toutes les nouveautés de vos ressources documentaires

*Questions aux experts est un service réservé aux entreprises, non proposé dans les offres écoles, universités ou pour tout autre organisme de formation.

ILS NOUS FONT CONFIANCE



www.techniques-ingenieur.fr

CONTACT : Tél. : + 33 (0)1 53 35 20 20 - Fax : +33 (0)1 53 26 79 18 - E-mail : infos.clients@teching.com