



Les éoliennes : un rendement faible et une dynamique de production difficile à gérer Pourquoi ? Jusqu'où les développer en France ?

Jean-Pierre Pervès

La puissance installée des éoliennes françaises était de 7 450 MW fin 2012 (soit 6,7% de la puissance totale en réseau) et leur production de 14,9 TWh, soit 2,7 % de notre production.

RESUME

Les éoliennes font désormais partie du paysage énergétique, avec 238 500 MW installés dans le monde fin 2012, et 94 000 en Europe (5% de la production d'électricité soit 172 TWh¹). D'une technologie sophistiquée, on peut les considérer comme matures pour les éoliennes terrestres et proches de l'être pour les éoliennes marines. Mais, globalement, leurs performances restent cependant problématiques et sans espoir d'une évolution notable. En effet l'énergie éolienne souffre d'inconvénients majeurs :

- la productivité des éoliennes modernes, bien que proche du rendement théorique qu'on peut en attendre, reste très faible, en moyenne 23% en France, et le foisonnement des zones de vent reste très insuffisant, même au niveau européen ;
- la dynamique d'évolution des puissances délivrées par l'ensemble du parc est extrêmement violente, avec une puissance qui peut varier de 1% à 70 % de la puissance installée, parfois très rapidement, sur un à deux jours ;
- il n'y a pratiquement aucune corrélation entre la production des éoliennes et les consommations, qu'elles soient industrielles ou domestiques.

Ces trois caractéristiques vont bousculer le paradigme qui commande la gestion des réseaux électriques français et européens, dès que la puissance totale sera au niveau de celle envisagée à l'horizon 2025/2030 : le suivi réseau devra compenser les fluctuations de la puissance intermittente (éolien et solaire principalement) plus encore que les variations de la consommation. Ce sera d'autant plus vrai que, si la prévision de cette dernière est bien maîtrisée, celle des énergies intermittentes sera toujours impossible à moyen terme (ce qui posera un problème de programmation de la maintenance et de prévision de la disponibilité du parc) et faible à court terme, un décalage d'une ou deux heures pouvant contrarier fortement la gestion des pics et creux de consommation.

Par ailleurs l'énergie éolienne reste coûteuse (et hors de prix en ce qui concerne l'éolien offshore), en particulier si on lui affecte toutes les externalités négatives notamment : les centrales pilotables et les stockages d'électricité dont la disponibilité sera essentielle en cas de pénurie de vent

¹ Les unités de puissance sont le Watt, le kilowatt (1000W), le mégawatt (1000 kW) et le gigawatt (1000 MW)

Les unités d'énergie sont le Wh, le kWh (1000 Wh), le MWh (1000 kWh) ; le GWh (1000 MWh) et le TWh (1000 GWh)

(et de soleil) ; le prix des effacements de consommation requis pour éviter tout black-out ; ainsi que le coût du transport depuis des sites très dispersés, parfois éloignés des consommateurs. De plus, l'essentiel des éoliennes est importé.

Enfin, il faut souligner que l'électricité éolienne n'est pleinement ni « verte » ni renouvelable sauf surinvestissement considérable (3 à 4 fois la puissance crête annuelle) et obligation d'effacement en cas de surproduction, le gaz, émetteur de CO₂, s'imposant en secours.

Une énergie « intermittente »

Les éoliennes donnent de l'énergie seulement quand il y a du vent : cette vérité de La Palice ne présente qu'une partie de la réalité de leur fonctionnement. Globalement la production annuelle française, avec ses trois zones climatiques, est relativement stable, la puissance moyenne délivrée oscillant entre 22 et 24% de la puissance installée, soit un écart de 8 %². Il y a par ailleurs un peu plus de vent en France en hiver qu'en été, avec un écart d'environ 25 % entre les 4 mois d'hiver et les 4 mois d'été. Par contre les écarts peuvent être sensiblement supérieurs d'une année à une autre : les écarts peuvent atteindre le facteur 2 quand on examine les mêmes semaines, ou de 30 à 40 % pour les mêmes mois. Ce point est majeur quand on tient compte de la nécessité d'ajuster finement la production et la consommation d'électricité et, en conséquence, de l'obligation de prévoir la puissance mobilisable à chaque instant de l'année.

Une énergie extrêmement « variable » au jour le jour

En effet la puissance d'une éolienne varie selon une fonction complexe dans laquelle les vitesses amont et aval du vent interviennent à la puissance 3 (loi de Betz):

$$P = (\text{Constante}) \times (\text{surface couverte par les pales}) \times (V_{\text{amont}}^2 - V_{\text{aval}}^2) \times (V_{\text{amont}} + V_{\text{aval}})$$

Il en résulte des variations de puissance extrêmement rapides en fonction de la vitesse du vent (voir figure 1). Une éolienne atteint son maximum de puissance, la puissance nominale, pour des vitesses de vent élevées, voisines de 65 à 70 km/h, et s'arrête pour des vents inférieurs à 10 à 15 km/h. Elle doit être mise hors service pour éviter une casse au-delà de la vitesse de mise en sécurité, typiquement 90 km/h. Une éolienne seule montre donc un profil de production extrêmement variable en fonction de la vitesse du vent, très difficile à gérer par un opérateur de réseau.

Un parc d'éoliennes complet, comme celui de la France, avec environ 6 000 éoliennes, bénéficie d'un foisonnement³ lié à la dispersion géographique des parcs et à la capacité que possède une zone climatique de compenser une pénurie de vent dans une autre zone. On obtient cependant une production globale de l'éolien en France (figure 2) qui démontre que la production est très aléatoire et extraordinairement variable. **Et il n'y a aucune corrélation entre le niveau de production éolienne à un instant donné et le besoin simultané d'électricité.**

² Cet écart n'est mesuré que sur 3 ans : l'écart maximal pourrait être sensiblement supérieur

³ On appelle foisonnement l'addition des productions des éoliennes de zones éloignées les unes des autres, ce qui a pour effet de réduire les fluctuations de la puissance globale délivrée, une zone venteuse pouvant compenser une zone de calmes.

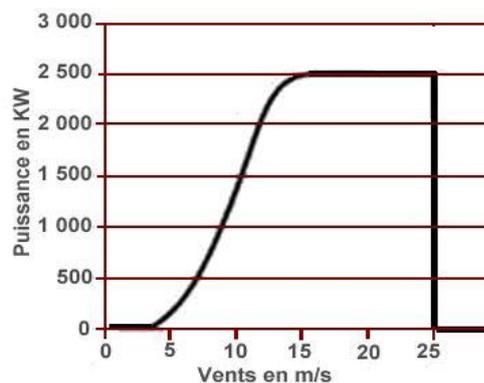


Figure 1 : puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent (0 à 90 km/h)

Plusieurs constats permettent de mieux évaluer la difficulté de gestion qui en résulte, alors qu'à tout instant production et consommation du pays doivent être régulés avec des écarts de l'ordre de 2% au maximum :

- Sur un an la puissance moyenne délivrée par l'ensemble des éoliennes du pays n'est que d'environ 23% de la puissance totale installée (P_n) pour les éoliennes terrestres (seules opérationnelles en France aujourd'hui) et les puissances maximale et minimale sont de 70 % et 1 % de P_n ⁴.

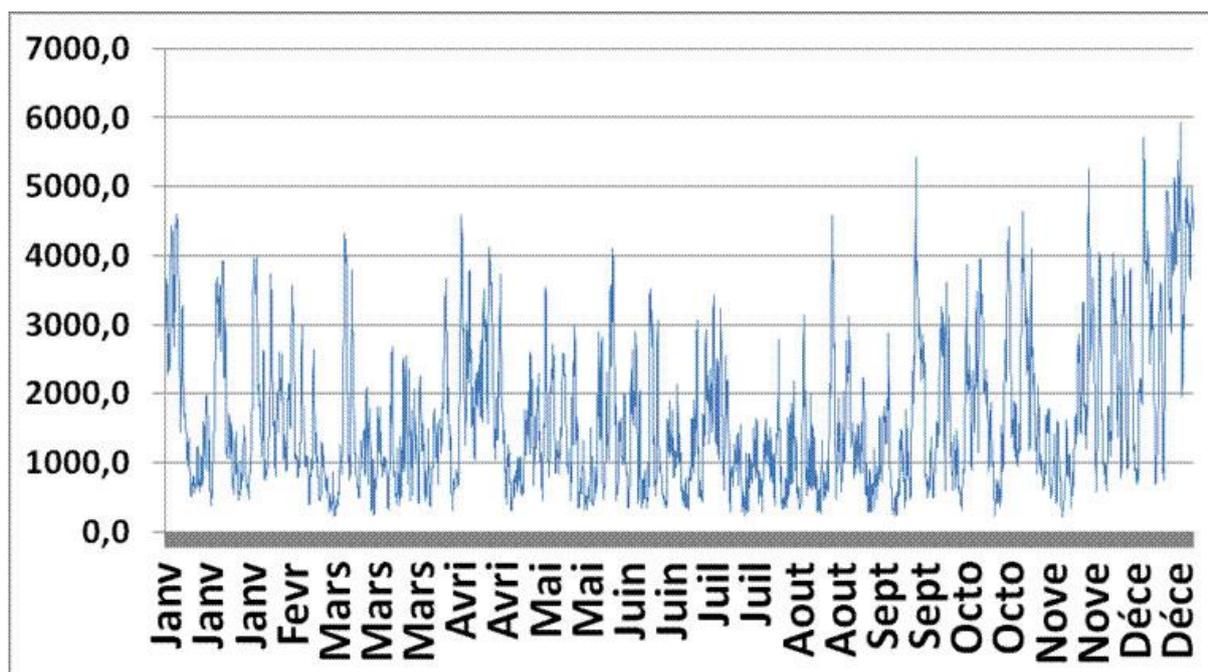


Figure 2 : Evolution de la puissance horaire éolienne (en MW) en France en 2012. La puissance installée P_n a évolué de 6 640 MW à 7 430 MW de janvier à décembre 2012 (source H. Flocard)

La monotone des productions en 2011 (figure 3) montre la puissance annuelle réellement délivrée par l'ensemble du parc éolien français, par tranches de 0,25 GW, pour une puissance

⁴ Les éoliennes marines auront une puissance moyenne annuelle supérieure, entre 30 et 35% de la puissance installée. La nécessité de les concevoir pour résister à des vents très violents aura par contre comme conséquence une plus grande brutalité des variations de puissance, clairement constatée dans les parcs du Royaume Uni et de la mer Baltique.

éolienne installée Pn de 5,7 GW. On note que la puissance est très faible environ 1,6 mois sur 12 (moins de 10 % Pn) et faible environ 4,4 mois par an (moins de 15 % Pn). Elle est par contre très ou « trop » forte (plus de 40% Pn) 1,3 mois par an.

P délivrée en % Pn	Heures annuelles	Mois annuels	% du temps
Inférieure à 10 %	1150	1,6	13,5 %
de 10 à 15 %	1995	2,8	22,7 %
de 15 à 20 %	1525	2	17,3 %
de 20 à 30%	2350	3,2	27 %
de 30 à 40 %	805	1,1	9 %
de 40 à 50 %	485	0,7	5,5%
Supérieure à 50%	460	0,60	5 %

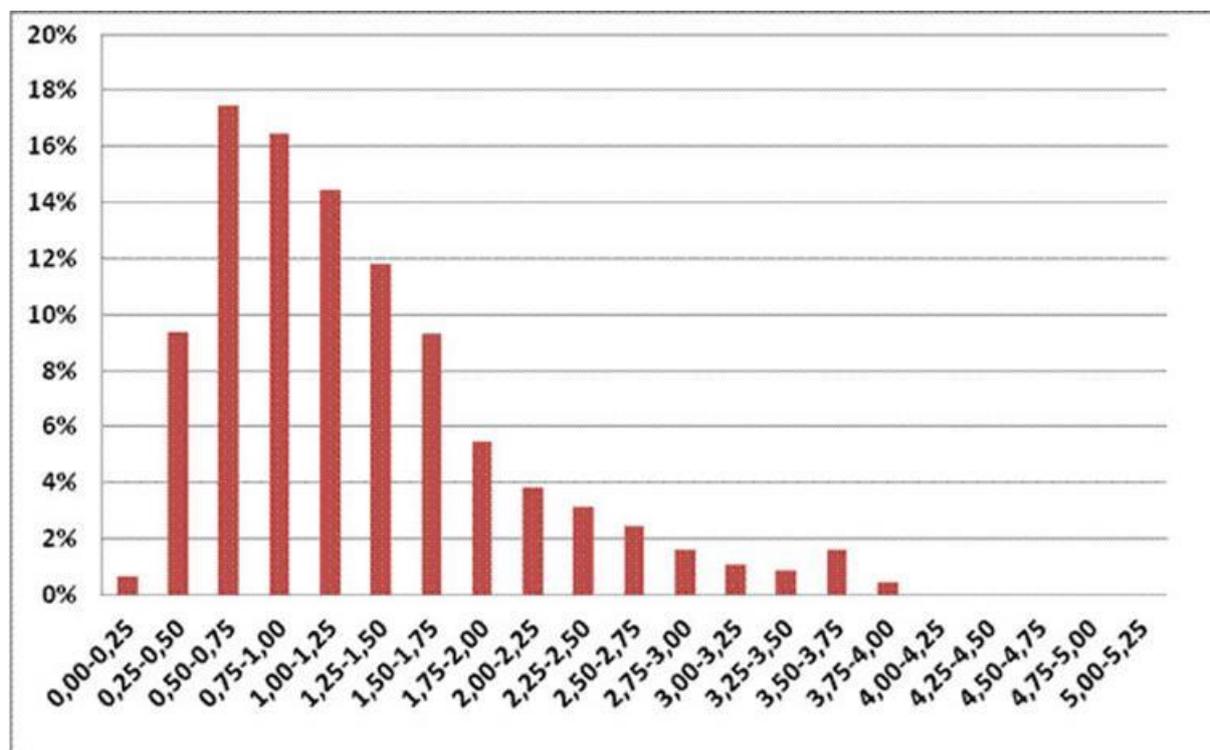


Fig.3: Distribution de la puissance en % du temps (soit sur 181 jours), par tranche de 250 MW, de septembre 2010 à février 2011 pour une puissance installée moyenne de 5 710 MW (source H. Flocard)

- Des puissances considérables sont envisagées par certains scénarios (ADEME : 46 GW en 2030 + 33 GW de solaire). Les variations de puissance éolienne pourraient ainsi atteindre 30 GW auxquelles il faudrait ajouter celles du solaire, soit 20 à 30 GW de plus. La variation globale des intermittentes deviendrait très supérieure à celle de la consommation quotidienne, environ 20 GW. Ceci imposera de nombreux arrêts/démarrages ou variations de

puissance des autres moyens de production pilotables. Or tous ceux-ci ne présentent pas la souplesse de fonctionnement requise par de tels mouvements de puissance. Leur fiabilité pourrait être dégradée. Les turbines à gaz, plus souples, devraient être sollicitées en masse en secours, mais seraient utilisées un nombre d'heures insuffisant et verraient leur rentabilité mise à mal. *L'objectif premier des responsables du réseau ne sera plus de répondre à la consommation mais de compenser les mouvements des sources intermittentes.*

- Souvent les périodes de grand froid ou de grande chaleur correspondent à des situations anticycloniques (environ 4 fois sur 5 d'après RTE, le Réseau de Transport d'Electricité). Il en résulte une faible production éolienne, alors que les besoins sont les plus forts. Le mois de novembre 2010 en donne l'illustration (voir figure 4) : lors d'un anticyclone de 15 jours, avec un temps très froid, le vent a été faible sur l'ensemble du pays, avec un rendement moyen du parc éolien limité à 16%, des journées à 10% et moins, et un minimum de 5%. L'éolien ne peut donc être un moyen de production fiable en cas d'extrêmes de température et le parc de production classique (nucléaire, fossiles et hydraulique) ne peut être réduit en proportion, au risque de créer des situations de pénurie. L'éolien ne sera donc qu'un moyen de production en excès, dit d'usage fatal, sauf développement de moyens considérables de stockage d'électricité, non envisageables à moyen terme.

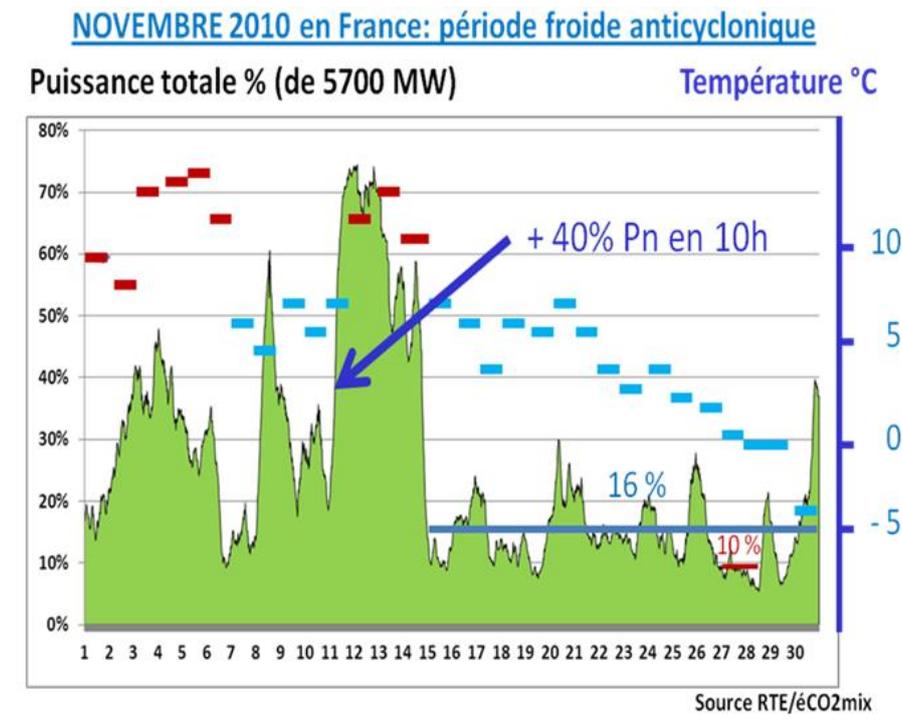


Figure 4 : Evolution de la puissance éolienne par ¼ heure lors d'un épisode de grand froid (données : source RTE)

- La même figure montre que lors d'un épisode de vents d'ouest forts, avec un temps doux, la puissance éolienne a varié considérablement le 11 novembre 2011 avec une augmentation de 40% de la puissance en 10 heures. Avec 46 GW de puissance installée en 2030 et le même climat, c'est 18 GW d'augmentation de puissance qu'il aurait fallu compenser par l'arrêt d'autres moyens de production, alors même que la consommation était faible et essentiellement nucléaire, donc non carbonée. Le système actuel d'obligation d'enlèvement de la production éolienne par le réseau de distribution ne sera plus tenable dès que la puissance éolienne dépassera une valeur qu'aucune administration ne s'est risquée à chiffrer

(12 à 15 GW peut-être en tenant compte d'une réserve de puissance fossile qui va s'amenuisant, de 18,5 GW en 2012 à 13 GW en 2017 suite à l'arrêt réglementaire de centrales à charbon et à fuel anciennes).

- Quand on observe les prévisions de production à 24h mises en place par RTE on constate que, si l'évolution de puissance est correctement évaluée, il peut y avoir un décalage horaire de une à deux heures qui, lors d'épisodes de vents forts, peut résulter en des écarts production/consommation importants en valeur et en sens d'évolution.

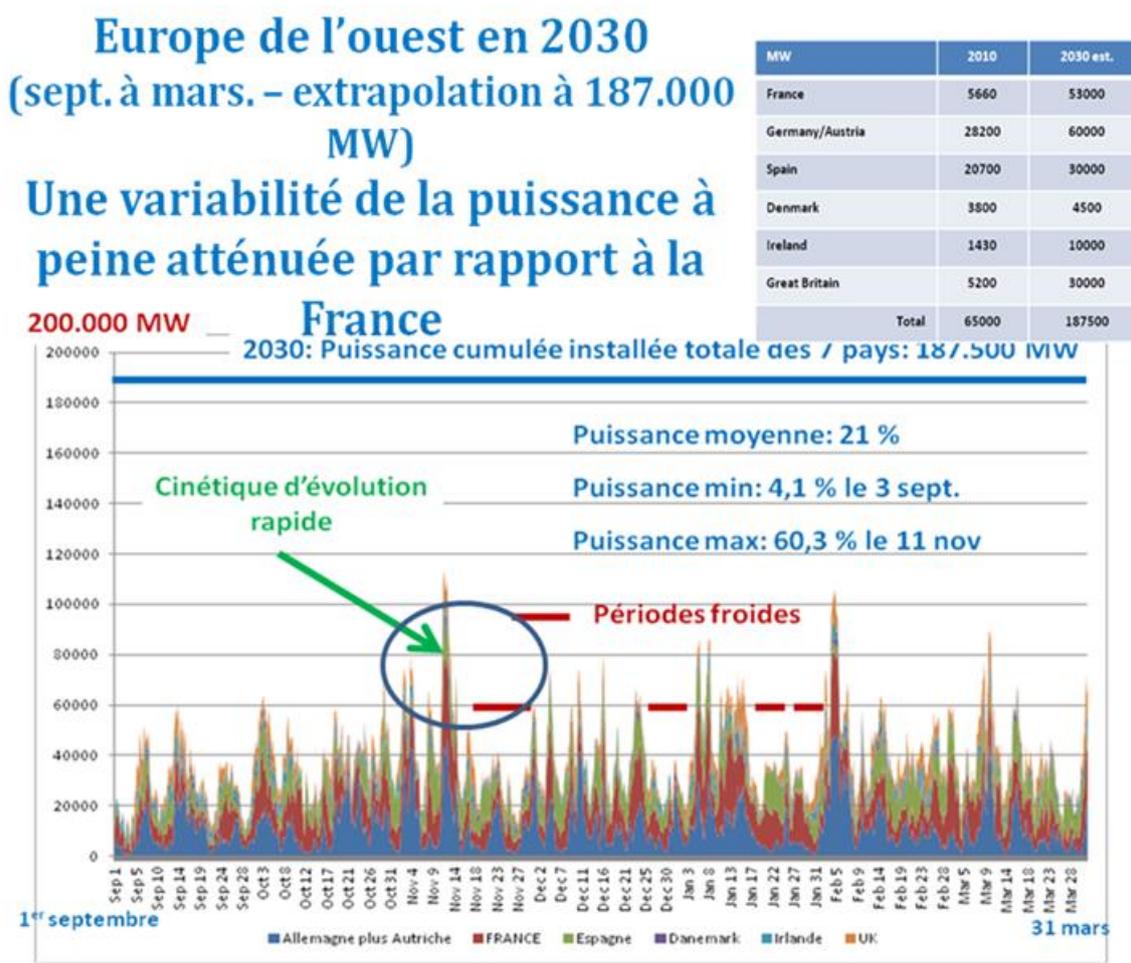


Figure 5 : Puissance éolienne horaire globale en Europe en 2030 sur 7 pays avec puissance éolienne installée totale extrapolée à 187 000 MW, dans les mêmes conditions climatiques qu'en 2010/2011 : le foisonnement, réel, est cependant très limité

- Il est fréquemment affirmé que l'Europe pourrait bénéficier d'un foisonnement de l'énergie éolienne (L'Europe étant un grand réseau interconnecté, avec cependant des limites de possibilité d'échange, le nombre de lignes à haute tension étant limité). Une étude de l'ensemble de l'ouest européen (7 pays de l'Espagne au Danemark), leurs puissances horaires réelles sur un an ayant été cumulées avec extrapolation à des puissances envisageables en 2030 (scénarios avec recours important aux énergies renouvelables), montre que la variabilité européenne est peu différente de celle de la France. En effet, si le foisonnement est parfois réel, l'ouest européen se trouve souvent dans des épisodes climatiques vastes,

qui le couvrent en grande partie. On constate en effet en comparant les figure 2 et 5 une variabilité comparable en France et en Europe de l'Ouest, des puissances moyennes similaires (23 et 21% des puissances installées) et des extrêmes très voisins (puissances minimale de 3 et 4% et puissance maximale 70 et 60%). Par exemple la période froide de novembre 2010 était peu ventée sur l'ensemble des 7 pays. Très souvent dans l'année, même avec une extension considérable des réseaux européens (encouragée par la Communauté Européenne sous la pression de l'Allemagne, du Danemark et de l'Espagne, pays qui sont déjà suréquipés en éoliennes), le réseau européen se trouvera en situation de surproduction massive ou de sous-production.

En conclusion il sera indispensable de conserver un parc de centrales conventionnelles important, fortement cyclé et dont le taux d'utilisation sera réduit : il sera fragilisé techniquement et économiquement. Globalement on peut, en résumé, dire que :

- *Il n'y a pas de corrélation temporelle entre la production des éoliennes et la consommation d'électricité en France*
- *La production est sensiblement la même selon les saisons, même si la production hivernale est en moyenne légèrement supérieure à la production estivale.*
- *La production peut varier très sensiblement d'une année sur l'autre pour un mois donné. Cette variation, impossible à prévoir à l'avance, présente un sérieux obstacle quand on veut planifier le parc de production électrique de manière optimale.*
- *La prévision à court terme (24 h à l'avance), assez bonne en niveau de puissance, mais est plus problématique sur le plan temporel, un écart de 1 à 2h pouvant intervenir à un moment ou la gestion du réseau est critique (par exemple le pic de consommation du soir ou une période de forte évolution de la demande).*
- *La variation de puissance éolienne (à laquelle il faudra ajouter la variation de puissance solaire) va très rapidement dépasser les écarts journaliers de consommation, la gestion du réseau devant ainsi prioritairement se consacrer à la compensation de l'intermittence plutôt qu'à la satisfaction des besoins.*

Ces données correspondent à un éolien à terre déjà bien réparti sur le territoire. Un développement de l'éolien marin améliorera de quelques % les performances globales du parc mais ne pourra qu'amplifier la variabilité de la production.

Si l'énergie éolienne semble en elle-même renouvelable, le recours aux centrales à gaz qu'elle imposera en fera une énergie partiellement carbonée, contribuant aussi au réchauffement climatique.

Economie de l'éolien

Energie mature, l'énergie éolienne se révèle cependant coûteuse. En effet, l'investissement en France est d'environ 1,5 millions € par MW de puissance installée à terre et supérieur à 3 millions en mer. Le coût d'investissement de l'éolien terrestre qui pèse pour 75% dans le coût du MWh est stable et ne semble plus pouvoir évoluer sensiblement (figure 6). En ce qui concerne l'éolien marin son coût d'investissement, de 3 à 4 millions € par MW, n'a cessé d'augmenter (figure 7) et, compte tenu de la complexité du montage en mer mais également de sites de plus en plus éloignés du rivage,

il restera très élevé. Les coûts de maintenance, très élevés dans les sites les plus ventés (avec des possibilités d'accès limités à une centaine de jours par an), représentent la moitié du coût du MWh.

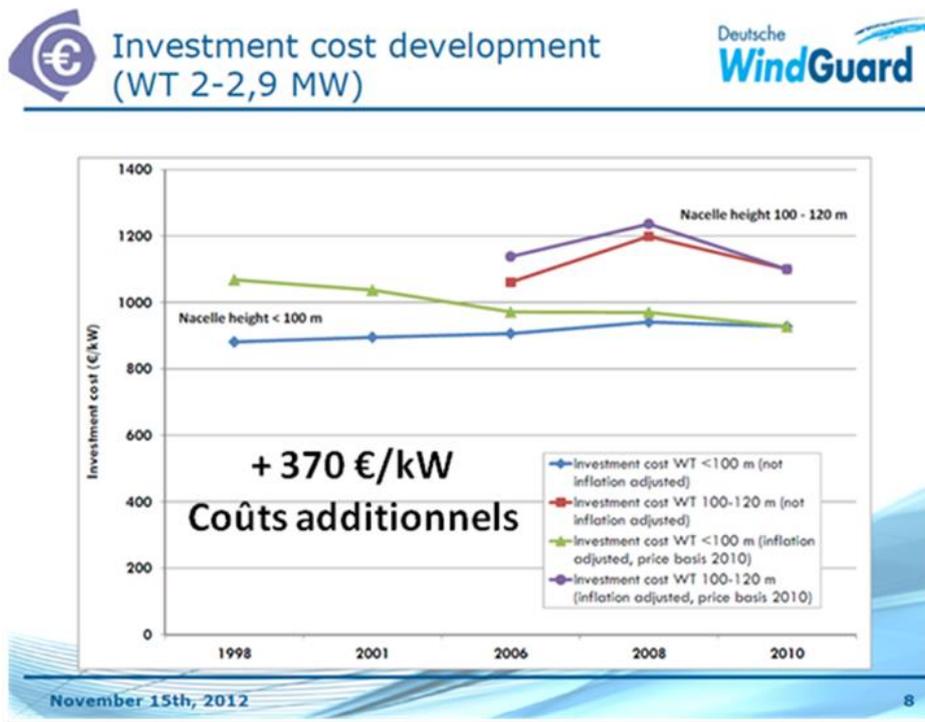


Figure 6 : Evolution du coût d'investissement des éoliennes en Allemagne (environ 75 % pour l'éolienne et 25% pour le montage sur site)

Challenge for all of us: Cost reduction

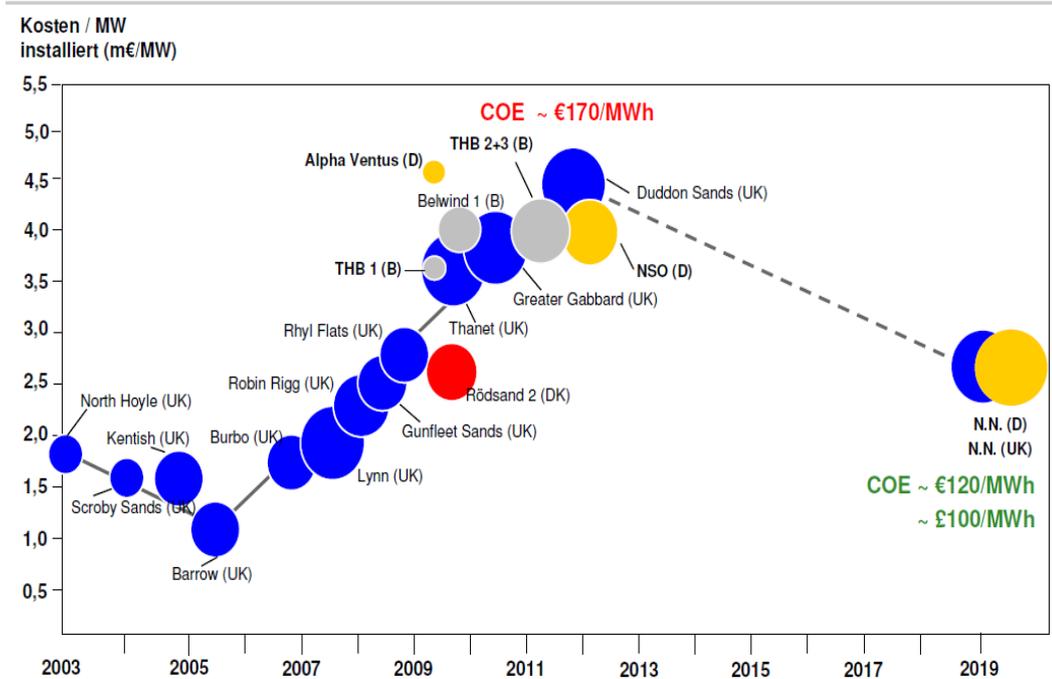


Figure 7 : Evolution du coût d'investissement des éoliennes en Allemagne et au Royaume-Uni (environ 50 % pour l'éolienne et 50 % pour le montage sur site)

Compte tenu de leur faible rendement moyen (23 et 30%) le prix d'enlèvement de l'électricité produite en France est de 88 €/MWh en 2013 pour l'éolien terrestre et sera de près de 230 €/MWh pour les premiers parcs éoliens en mer. Ces prix qui n'incluent ni les centrales à gaz indispensables pour compenser la variabilité de la production ni les extensions des réseaux haute tension pour délivrer une production très dispersée, doivent être comparés au coût moyen de production de l'électricité en France, soit environ 50 €/MWh en 2011.

Le surcoût pour la nation en 2013, porté par la CSPE (Contribution au service public de l'électricité), devrait être de 570 millions € selon la Commission de régulation de l'électricité (CRE). Devrait s'ajouter un reliquat non compensé des années antérieures de 2 milliards €, le report des surcoûts sur la CSPE dans les factures des clients ayant été plafonné par l'Etat. De plus la sous-estimation globale du surcoût de l'éolien pèse sur les comptes d'EDF (5 milliards au total de déficit cumulé en 2012 pour l'ensemble des postes de la CSPE). En 2020 le surcoût annuel de l'éolien a été estimé à plus de 3 milliards par an par la CSPE⁵.

Eolien et activité économique en France

Les éoliennes déjà installées en France (7 450 MW fin 2012), soit environ 11 milliards € d'investissement, toutes terrestres, sont importées en quasi-totalité (voir figure 8), seule une partie de leurs composants étant éventuellement fabriquée en France.

	PAYS	PUISSANCE MW FIN 2011
ENERCON	ALLEMAGNE	1600
VESTAS	DANEMARK	1392
Repower	DANEMARK	1298
NORDEX	ALLEMAGNE	1032
GAMESA	ESPAGNE	664
SIEMENS	ALLEMAGNE	270
GE	USA	220
ALSTOM	ESPAGNE	219
VERGNET	FRANCE	82
	TOTAL	6777

**D'où
viennent
les
éoliennes
françaises
(2011)**

Source EurObserv'ER

Figure 8 : Origine des éoliennes installées en France fin 2012

⁵ Ce surcoût sera en fait supérieur puisqu'il ne couvre que la différence entre le coût de marché de l'année, que la CRE suppose augmenter d'environ 30%, et le coût d'enlèvement. A titre d'exemple en 2012 les distributeurs d'électricité allemands ont acheté 20 milliards le courant renouvelable mais n'ont pu le vendre que 2,9 milliards, l'écart étant payé par une taxe sur la consommation : une famille allemande paiera ainsi son électricité 250 €/MWh en 2013, soit près du double de ce que débourse une famille française.

L'appel d'offre sur l'éolien marin (1 930 MW, 340 éoliennes de 5 et 6 MW et 7 milliards € d'investissements) impose un montage en France, sans précisions sur la part de composants importés.

Eolien et impact sur les émissions de gaz à effet de serre

Les combustibles fossiles ne contribuent que pour 10 % environ à notre production d'électricité (environ 48 TWh sur 541 en 2011) et émettent environ 26,4 millions de tonnes de CO₂, soit 7,5 % des émissions françaises (350 millions de tonnes en 2011). La puissance installée fossile n'est que de 28 GW sur un total de centrales pilotables de 118 GW, 90 GW étant décarbonés (dont 63 GW de nucléaire et 26 GW d'hydroélectricité). L'impact de l'éolien sur les émissions sera donc très faible compte tenu de son intermittence, au mieux de 10 à 15 millions de tonnes (3 à 4 %) si les productions nucléaire et hydraulique étaient maintenues. La baisse à 50% de la contribution du nucléaire en 2025, comme ordonnée par le gouvernement, aura pour conséquence une augmentation forte de l'usage du gaz et des émissions de CO₂ du secteur électrique, qui n'a pas été évaluée par l'administration.

Il est frappant de constater que le scénario ADEME, qui intègre cette baisse du nucléaire, une réduction de 21% de la consommation d'électricité et un effort coûteux d'efficacité énergétique, estime à 373 millions de tonnes de CO₂ les émissions françaises en 2030 alors qu'elles ne sont que de 350 en 2011.

Des scénarios sérieux, comme celui du Max Planck Institute⁶ montrent clairement qu'une économie près de 100% renouvelable, avec un fort pourcentage d'énergies intermittentes, ne peut se concevoir qu'avec des puissances installées considérables, quadruple des actuelles, et interruptibles en cas de surproduction. Ils impliquent aussi le passage par l'hydrogène, le prix global à payer étant prohibitif.

CONCLUSION

Si l'énergie éolienne semble en elle-même renouvelable, le recours aux centrales à gaz qu'elle imposera en fera une énergie partiellement carbonée, contribuant aussi au réchauffement climatique. Elle est de plus coûteuse, et même très coûteuse si on considère l'éolien marin.

« Sauvons Le Climat » propose :

- que soit établi le coût réel des sources intermittentes pour le système électrique, ce qui implique que l'on tienne compte de leurs externalités négatives ;
- que s'engage une réflexion sur un financement raisonnable de ces ENR. En effet, le prix de rachat garanti ne permet pas un contrôle efficace de l'effort national, largement subi par les familles par le biais de la CSPE, et seulement partiellement couvert (dette importante) : il doit rester acceptable, y compris en ce qui concerne le développement de l'éolien marin, trop coûteux ;
- que soit clairement établi leur impact réel en termes d'importation de combustibles fossiles et de réduction des émissions de gaz à effet de serre, dans

⁶ http://fttf.fji.cvut.cz/CFS-OSE/docs/Report_Wagner.pdf

le cadre du mix actuel, et que soient fixés des objectifs de réduction de ces émissions préférablement à des objectifs de développement de l'éolien.