**L'éolien en mer (offshore) :**

**encore pire que l'éolien terrestre !**

Michel Gay

30 novembre 2012[[1]](#footnote-1)

**Résumé**

La France a décidé d’installer au large de ses côtes atlantiques et de la Manche, un ensemble éolien de 6 GWc[[2]](#footnote-2) en mer.

Les données disponibles heure par heure sur les 17 premiers mois d’activité du parc Robin Rigg implanté dans l’estuaire de la Solway à la frontière de l’Ecosse et de l’Angleterre, un site, a priori, mieux venté que ceux où seront construits les parcs français, montrent une efficacité[[3]](#footnote-3) moyenne de 30%. Celle-ci recouvre une production ayant d’énormes fluctuations, de 0 à presque 100% souvent en une à deux heures.

Par ailleurs, l’efficacité du parc a été inférieure à 5% pendant un tiers du temps.

En Décembre 2010, cette fraction est même montée à près de la moitié du temps, alors même qu’une vague de froid s’installait jusqu’en Europe occidentale.

On observe aussi de longs intervalles de temps pendant lesquels l’efficacité du parc est inférieure à 1%. L’un d’eux a même duré près de quatre jours.

Il en ressort qu’au-delà même de la question de son coût, il est difficile d’imaginer qu’un stockage de taille adéquate, qui permettrait sinon de supprimer les fluctuations de production du parc éolien français, du moins d’en lisser les variations les plus brutales, puisse être construit au voisinage des côtes françaises concernées.

Cette analyse indique que le déploiement de nouvelles centrales à gaz sera probablement la solution aux importants problèmes d’intermittence associée à ce type de production renouvelable.

**Préambule**

Depuis le milieu de 2010, sur son site eCO2mix[[4]](#footnote-4), le Réseau de Transport d’Electricité (RTE) fournit (entre autres) des informations sur la production éolienne avec une excellente résolution temporelle (quart d’heure). Grâce à RTE on dispose donc d’une bonne description des performances du parc existant. C’est sur ces données réelles du site eCO2mix collectées sur une année du 1er Septembre 2010 au 31 Aout 2011 qu’il a été possible d’ établir une comparaison de l’éolien terrestre français avec l’éolien en mer.

Pour réaliser son ambition d’une construction d’un parc de 6 GWc d’éolien en mer à l’échéance 2020, le gouvernement a demandé à la Commission de Régulation de l’Energie (CRE), de préparer deux appels à projets.

Le premier de ces appels à projets a été publié le 13 juillet 2011. Il porte sur une puissance totale de 3 GWc installés répartis en cinq parcs situés le long des côtes de la Bretagne et de la Manche jusqu’au Nord de la France. Les sites retenus sont : le Tréport (750 MWc), Fécamp (500 MWc), Courseulles-sur-mer (500 MWc), Saint Brieuc (500 MWc) et Saint Nazaire (750 MWc)[[5]](#footnote-5).

Le coût de ce premier appel à projet est pour l’instant estimé à une dizaine de milliards d’euros.

Le deuxième appel d'offres devrait être publié fin 2012 et concerner des sites au large du Tréport (705 MW)- un champ qui n'avait pas été attribué lors du premier appel d'offres - et de l'île de Noirmoutier (600 MW).

Les conditions financières que, par avance, le gouvernement indique être prêt à accepter pour le prix d’un MWh, placent le coût de celui-ci bien au-delà du tarif officiel actuel (130 €/MWh). On pouvait alors penser que la fourchette s’établirait entre 175 et 200 €/MWh[[6]](#footnote-6). De fait, suite aux informations distillées par le Commission de Régulation de l’Energie et le ministère de l’Industrie il est maintenant possible de calculer que le coût de l’électricité pour les projets retenus (coût maintenu secret) sera supérieur à 220 €/MWh.[[7]](#footnote-7)

En 2009, les décisions du Grenelle concernant l’éolien ont été prises dans la seule perspective d’un respect de l’objectif européen de contribution des énergies renouvelables à notre bilan (engagement européen moyen 20%, engagement de la France 23%) sans que des informations solides sur les performances et les coûts de cette technologie aient été disponibles, aussi bien pour l’éolien en terre qu’en mer. En effet les remarquables données que RTE fournit aujourd’hui sur l’éolien terrestre français ne sont disponibles que depuis 2010.

Pour l’éolien en mer, à ce jour, aucune donnée d’une qualité similaire n’a été publiée par un organisme gouvernemental de façon à enrichir une discussion publique. C’est d’autant plus surprenant que ces données existent. Ce sont celles des parcs en mer actuellement opérationnels en Europe. Bien qu’ils soient situés à l’étranger (Ecosse, Mer du Nord et Baltique), on peut certainement en tirer des enseignements utiles pour la France

Même s’ils sont moins favorables que ceux des côtes atlantiques de l’Irlande, écossaises et danoises de Mer du Nord, les emplacements sélectionnés dans le premier appel à projet français appartiennent à un régime de vent dont bien d’autres exemples existent en Europe.

Analyser l’expérience acquise par nos voisins aurait donc pu constituer la base préalable pour une prise de décision rationnelle. Puisque cela n’a pas été le cas, on peut néanmoins essayer de s’enrichir après coup de cette expérience.

C’est ce que fait l'étude de Hubert Flocard sur la base de données collectées auprès du parc éolien en mer Robin Rigg, propriété de la compagnie E.ON Climate Renewables.

1. **Le parc éolien en mer Robin Rigg.**

Dans l’estuaire de la Solway (Solway Firth), entre les côtes de Galloway et de Cumbrian, la compagnie allemande E.ON exploite un parc éolien en mer de 180MWc[[8]](#footnote-8) depuis le 15 Avril 2010.

L’emplacement du parc est situé sur la frontière de l’Ecosse et de l’Angleterre, là où le régime des vents devient un des plus favorables d’Europe.

 La situation apparaît relativement favorable car le site est en eau peu profonde (de l’ordre de 10-15m) et est protégé entre deux côtes dont le point le plus proche est à une dizaine de km.

Le parc terminé en Septembre 2009 a été réceptionné en Avril 2010 On notera cependant que les dures conditions météorologiques ont retardé le projet de presque un an.

 Le parc Robin Rigg dont le coût s’est élevé à environ 500 M€ est constitué d’une ensemble de 60 turbines de 3 MWc, soit 2,8 M€/MW. La durée d’exploitation prévue est de 20 ans.

 Les turbines ont été fournies par la compagnie danoise Vestas. Elles sont du type V90-3MW. La nacelle se trouve à 80m de hauteur et la hauteur au point le plus haut des pales est de 125m.

1. **Données de production du parc Robin Rigg**

Ces données produites par l’équipe technique de Robin Rigg et transmises par l’intermédiaire de E.ON France couvrent heure par heure la période du 1er Mai 2010 au 30 Septembre 2011 soit 17 mois (12432 points). Elles incluent donc une information pour l’année complète de production du 1er Septembre 2010 au 31 Août 2011 pour laquelle nous disposons aussi des données sur l’éolien terrestre français. De plus, pour le parc Robin Rigg, les données fournissent un élément de comparaison d’une année sur l’autre pour cinq mois de printemps et d’été (Mai à Septembre).

On retrouve les fluctuations usuelles de l’éolien bien illustrées par les diverses statistiques nationales (Danemark, Allemagne, France, etc.).

Le résultat se traduit par une productivité moyenne qui sur la période considérée dépasse légèrement 30% (équivalent à près de 2650h pleine puissance par an)[[9]](#footnote-9).

Le contrepoint de cette bonne performance est l’amplitude des gradients de puissance. On constate qu’il n’est pas rare de voir l’efficacité (donc la puissance livrée) varier de plus de 20% en moins d’une heure. Des pics supérieurs à 50% de variation par heure sont aussi observés.

De fait comme les variations de vent sont quasi-uniformes sur la faible étendue du parc Robin Rigg, on peut presque assimiler ce parc à une éolienne unique de 180MWc.

De façon à comparer avec la situation du parc éolien terrestre français actuel, nous nous sommes limités à la période d’un an du 1er Septembre 2010 au 31 Aout 2011 pour laquelle nous disposons des données RTE.

La distribution des efficacités du parc Robin Rigg montre que la productivité a été inférieure à 5% pendant presque le tiers du temps.

Ainsi, ce parc, isolé, ne peut contribuer à une puissance garantie de 10%, voire de 5% de sa puissance nominale puisqu’il produit moins que cela pour une fraction très significative du temps[[10]](#footnote-10).

Les distributions d’efficacité du parc Robin Rigg dont on a vu qu’on peut presque l’assimiler à une éolienne unique et celle du parc français sont très différentes. La comparaison des distributions illustre en partie l’effet parfois appelé « de foisonnement ». Celui-ci est en général décrit par la phrase : « il y a toujours du vent quelques parts ». Ce qui se révèle faux en Europe à la lumière de l'expérience acquise ces dernières années.

On constate que le foisonnement ne supprime pas pour autant le caractère très irrégulier et aléatoire de la production. L'étude montre également la difficulté qu’aurait l’éolien à proposer, même pour un territoire aussi vaste que la France continentale, une puissance garantie significative (la puissance fournie est inférieure à 10% de la puissance nationale installée pour 1500h par an et inférieure à 5% pendant 175h par an).

Aux fluctuations aléatoires locales de vent, qui engendrent de brutales variations de puissance, se superposent des évolutions de fond qui reflètent les grandes tendances météorologiques à l’échelle d’un pays ou du continent.

La première moitié de Novembre 2010 a été caractérisée par des températures tièdes pour la saison et le passage de dépressions en provenance de l’Atlantique. La production éolienne a alors été relativement importante aussi bien à Robin Rigg qu’en France.

A partir de la seconde moitié du mois et pendant les deux tiers du mois de Décembre 2010, on a observé une avancée de l’anticyclone sibérien. Il a couvert la plus grande partie des îles Britanniques et une portion importante de la France. Dans notre pays il a occasionné des records de consommation électrique. Ainsi entre le 13 et le 15 Décembre la puissance consommée a par moments dépassé 95 GW.

L’anticyclone s’est retiré de notre pays vers la troisième semaine de Décembre, alors qu’il s’attardait sur le nord des îles britanniques jusqu’à la fin du mois.

On constate que, pendant cette période, près de la moitié du temps, l’efficacité de la production d’électricité a été très faible (<5%) et n’a été supérieure à 60% que pendant moins de 5% du temps.

En ce mois de Décembre 2010, l’efficacité moyenne de Robin Rigg a été de 16,8% soit juste un peu plus que la moitié de la productivité moyenne du parc sur 17 mois.

La production moyenne du parc Robin Rigg reflète des contributions mensuelles très diverses. Si mai et octobre ont été très productif (prés de 50%), décembre et juillet ont été "creux" (15%).

Robin Rigg révèle aussi qu’on peut s’attendre à une grande variabilité pour le même mois d’une année sur l’autre comme le montre la comparaison des efficacités moyennes des cinq mois de Mai à Septembre sur les années 2010 et 2011. Il y a un facteur 2,5 entre les productions de Mai 2011 et Mai 2010 ou entre celles de Juillet 2011 et Juillet 2011.

 Un autre aspect important pour les gestionnaires de réseau est celui des durées pendant lesquelles, il convient de prévoir des moyens de compenser un déficit de production éolienne.

Dans la perspective de parcs éoliens marins dont la puissance cumulée au large d’une de nos régions (Vendée, Bretagne, Normandie, Nord) dépasserait le GWc, il est intéressant, sur la base des données Robin Rigg, d’essayer d’estimer la fréquence de longues périodes sans production d’électricité éolienne.

On peut dénombrer une trentaine d’épisodes de plus de 12h **sans production** (moins de 1%) ainsi que sept épisodes de plus de 24h. De plus, un épisode de près de quatre jours (92h) a aussi été enregistré

1. **Performances d’un stockage dédié**

L’idée d’une association avec un stockage est souvent mise en avant comme un moyen « naturel » de compensation des impacts de l’intermittence.

Le stockage n’est bien sûr qu’une option parmi d’autres. On peut citer le renforcement du réseau électrique localement et à longue distance permettant d’évacuer les à-coups de production, qui, en général, ne sont pas corrélés aux besoins de consommation locale voire nationale ou l’appel à des centrales de puissance locales à dynamique rapide, comme les centrales à gaz.

La nature (électrique, chimique, mécanique, hydraulique gravitaire, etc.) d’un tel stockage n'est pas précisée, même si, dans le court intervalle de temps qui nous sépare de 2016 (lorsque les éoliennes en mer françaises démarreront), seule l’option du stockage hydraulique semble posséder une maturité et un potentiel technique capable de répondre aux enjeux.

Rappel : Une perte de l’ordre de 25 à 30% de l’énergie transférée au stockage (et donc un renchérissement similaire de son coût de départ) est à inclure dans le coût réel.

Dans l'étude, le stockage est supposé directement associé au parc. En effet impliquer un stockage distant d’un millier de km (par exemple avec les barrages alpins pour une production en Bretagne) renvoie d’abord le problème au réseau local et national (la seconde option) qui va devoir gérer les à-coups de puissance transférée depuis le parc éolien ou depuis le stockage déporté.

De plus on s’éloignerait de la notion d’autosuffisance énergétique locale souvent invoquée comme argument en soutien aux énergies renouvelables[[11]](#footnote-11).

Cependant, le très important coût d’investissement d’un stockage ne le rend intéressant que si on s’en sert pour stocker de l’énergie peu chère (par exemple de la base, en production de nuit[[12]](#footnote-12)) pour la déstocker aux moments des demandes maximales de façon à ne pas avoir à lancer d’onéreux moyens de production de pointe[[13]](#footnote-13).

Dans le cas des parcs éolien en mer, la situation est différente puisqu’on imagine stocker de l’énergie qui est quatre à cinq fois plus coûteuse que l’énergie en base.

La rentabilité économique du dispositif est donc a priori très mauvaise.

1. **Implications pour le programme éolien en mer français**

Selon toute probabilité le prix du MWh fourni par ces parcs éolien en mer sera de l’ordre de quatre à cinq fois supérieur à celui de la production actuelle d’électricité par EDF (centrales nucléaires et barrages).

Un tel coût a déjà été anticipé par la Commission de Régulation de l’Energie qui a calculé que l’alourdissement des factures des consommateurs via la CSPE[[14]](#footnote-14) dû aux 6 GWc de l’éolien en mer français, à partir de 2020, s’élèverait chaque année à 2 milliards d’€ (le surcoût annuel associé aux 19 GWc d’éolien terrestre étant lui de l’ordre de 1 milliard d’€).

Les éoliennes seront vraisemblablement majoritairement construites pour partie à l’étranger et contribueront donc à accentuer le déficit commercial de la France. Dans la mesure où ce sera la production d’énergie qui sera subventionnée pour la durée de vie des parcs et non de la R&D ou la création d’une industrie à véritable capacité exportatrice, les surcoûts qui in fine seront transférés au consommateur ne peuvent être considérés comme des investissements. Il est probable que les emplois durables créés en France seront peu nombreux comme on peut déjà s’en apercevoir pour le solaire photovoltaïque dont les « green jobs » s’évaporent dès que baissent les subventions.

En ce qui concerne l’éolien en mer, on notera que contrairement au dispositif éolien français actuel qui est réparti sur le territoire en petites unités de production (rarement au-delà de quelques dizaines de MWc), le programme maritime va concentrer géographiquement la production en unités de forte puissance (500 MWc à 750 MWc). Or l’exemple de Robin Rigg montre que dans ce cas, chaque parc va quasiment se comporter comme une gigantesque éolienne unique ayant la puissance nominale du parc.

En une période critique de forte consommation électrique, il est vain d’espérer un effet de compensation des productions éoliennes pour des sites pourtant éloignés de près de 1000km. Ceci sera encore plus vrai pour l’ensemble des sites français en mer qui seront plus proches géographiquement. Ils produiront (ou ne produiront pas) quasiment tous en phase. Il apparaît donc naturellement un facteur de proportionnalité pour l’ensemble des contraintes qu’un tel parc de puissance engendre pour l’équilibre du réseau tant aux niveaux locaux que nationaux.

De fait, l’impact de l’intermittence sera différent selon que la région est déjà exportatrice nette d’électricité (Normandie) ou fortement importatrice comme la Bretagne qui actuellement assure elle-même moins de 10% de sa consommation et probablement moins pendant les périodes de forte consommation. On peut parier que la communication autour des futurs parcs éoliens en mer de Bretagne invoquera l’autonomie énergétique accrue que ceux-ci apporteraient à la région. On peut douter de la réalité d’une autonomie qui s’appuierait sur ces seuls parcs éoliens.

Par exemple, des situations ou le parc éolien en mer ne produira quasiment rien pourront tout à fait se rencontrer dans les périodes hivernales froides au moment même où l’appel de consommation sera maximal. Robin Rigg a montré des épisodes de faible production qui souvent pouvaient durer plus une demi-journée et même dans un cas extrême jusqu’à quatre jours.

Pourrait-on imaginer qu’un dispositif de stockage local puisse donner un sens au substantif « autonomie » ?

Pour un tel ouvrage, dont l’impact environnemental ou visuel sera significatif et l’intérêt économique discutable[[15]](#footnote-15), le coût en génie civil sans compter celui des turbines dont on peut estimer la puissance nécessaire à 750 MW pour assurer le lissage de la production et celui des canalisations vers la mer assurant les débits adéquats semble enlever tout réalisme à une telle option quelle que soit la région concernée.

Pour prendre la mesure de l’enjeu, on notera que si on décidait de consacrer toutes les stations de pompage (STEP) existant actuellement en France (toutes, elles sont trop loin des côtes concernées) au lissage de l’intermittence des futurs 6 GWc d’éolien en mer, elles y suffiraient à peine. En effet, cumulées elles offrent une puissance de 4,5 GW et une capacité de stockage de l’ordre de 100 GWh[[16]](#footnote-16).

En l’état de la technique et des budgets nationaux ou régionaux, le stockage local ou national est actuellement une utopie.

Un important renforcement de la capacité de gestion du réseau (qui se répercutera en surplus sur la facture du consommateur) sera nécessaire pour gérer aussi bien les surplus que les déficits de production.

Mais la gestion du réseau ne se limite pas aux aspects matériels (lignes HT et postes de transformation). On doit aussi considérer les aspects de gestion. Si les parcs au large de la Bretagne se mettent à produire, il faudra instantanément trouver, hors de Bretagne, des moyens de production capable de varier très rapidement, dites "dispatchable", à arrêter. Il faudra les relancer quand la production éolienne cessera.

On peut être convaincu que, soit des problèmes d’alimentation surgiront (par exemple on arrêtera les parcs éoliens comme en Allemagne ou au Royaume Uni en continuant à les payer pour compenser le "manque à gagner"), soit il faudra créer des capacités de réserve proches au service exclusif de l’éolien.

De ce point de vue, on peut regretter que ce ne soit pas aux exploitants des parcs éoliens en mer qu’incombe la responsabilité de créer et de gérer ces capacités de réserve. Il est anormal que le coût en soit renvoyé à la collectivité ou aux producteurs conventionnels ; en quelque sorte on est confronté à une externalité de l’éolien pour laquelle le dispositif réglementaire actuel n’a rien prévu.

Quoiqu’il en soit la performance économique médiocre des béquilles énergétiques qu’il faudra adjoindre à l’éolien ne peut que conduire à un renchérissement supplémentaire du prix de l’électricité et à une augmentation de la consommation de combustibles fossiles.

L’autonomie ou l’amoindrissement de l’impact de l’intermittence des futurs parcs éoliens en mer bretons sur le réseau national est cependant possible. Ils impliquent la construction dans cette région de centrales "dispatchables" à dynamique rapide pour des puissances au moins de l’ordre de celle des futurs parcs éoliens en mer. En l’état actuel, celles-ci ne peuvent donc guère être que des centrales à gaz.

Comme on l’a dit plus haut, il faudra aussi probablement prévoir des hausses supplémentaires de tarif de façon à rémunérer les exploitants de ces centrales à gaz qui, fonctionnant pour partie au service d’un éolien aléatoire, variant fortement et brutalement, ne travailleront pas dans des conditions économiquement satisfaisantes.

**Conclusion :**

L'éolien en général, et notamment l'éolien offshore entrainera de lourdes et onéreuses modifications du réseau de transport, dans et au dehors des régions directement concernées.

L’analyse des données réels de production de l’éolien confirme que, de par ses caractéristiques techniques, cette technologie renouvelable est un cheval de Troie idéal pour la production d’électricité au moyen d’une ressource fossile importée et couteuse (gaz ou charbon).

Elle sera donc simultanément génératrice d’une augmentation du déficit commercial national et d’une dépendance énergétique accrue ainsi que d’une croissance de nos émissions de gaz à effet de serre.

1. Ce texte est un résumé actualisé de l’étude de Hubert Flocard : **"Vent de terre, vent de mer"** publié le 16 novembre 2011 sur le site de "Sauvons le climat"

http://www.sauvonsleclimat.org/etudeshtml/vent-de-mer-vent-de-terre/35-fparticles/948-vent-de-mer-vent-de-terre.html [↑](#footnote-ref-1)
2. Dans ce texte nous utiliserons les unités GWc ou MWc (c pour « crête ») quand nous parlerons de la puissance nominale d’une éolienne, c’est-à-dire la puissance maximale qu’elle peut livrer. Elle doit être distinguée de la puissance effectivement livrée qui sera mesurée en GW ou en MW. On peut regretter que souvent les médias ne fassent pas la distinction, donnant ainsi une idée fausse des performances de ces machines. Pour mesurer l’énergie, nous utiliserons le MWh (Mégawatt.heure) ou son multiple le GWh. [↑](#footnote-ref-2)
3. Rapport entre la puissance livrée (en GW ou en MW) et la puissance nominale de l’éolienne (en GWc ou en MWc). [↑](#footnote-ref-3)
4. L’adresse électronique étant très longue, pour accéder au site RTE, le plus pratique consiste à taper « eCO2mix » dans un moteur de recherche. [↑](#footnote-ref-4)
5. En fait, il s’agit ici de puissance maximale. L’appel à projets permet de soumettre des propositions pour des puissances moindres de 600, 480, 420, 480 et 420 MWc respectivement. [↑](#footnote-ref-5)
6. Par comparaison, dans le cadre de la loi NOME/ARENH, EDF est tenu de vendre à ses concurrents un quart de sa production nucléaire d’électricité (100 TWh) à un tarif de 42 €/MWh. Par ailleurs, compte tenu de diverses règles d’indexation, la CRE a calculé qu’en 2010, le coût d’achat pour l’éolien terrestre était de 87 €/MWh. L’appel à projet donne aussi des fourchettes de prix pour un raccordement au réseau terrestre : 2 M€ par km de câble et de 130 à 880 M€ pour le poste de raccordement au réseau. [↑](#footnote-ref-6)
7. A cet effet, on consultera la note « Très cher éolien offshore » publié le 12 avril 2012 sur le site de SLC. [↑](#footnote-ref-7)
8. Le parc Robin Rigg n’est qu’un élément d’un très important programme de développement de l’éolien en Ecosse. Celui-ci ambitionne de faire de ce pays un pourvoyeur d’électricité éolienne pour l’ensemble des îles britanniques. Il s’appuie à la fois sur de l’éolien à terre ou en mer. Pour se faire une idée de la taille du programme à terre on pourra télécharger une carte à l’adresse suivante :

 <http://www.snh.gov.uk/docs/B901726.pdf> **.**

Par ailleurs, la compagnie E.ON, forte de son expérience de gestionnaire de puissance éolienne sur le territoire allemand (plus de 10 GWc depuis des années) a elle aussi de grandes ambitions éoliennes en Grande Bretagne. Ainsi, elle vient d’annoncer son engagement dans le projet Rampion de 650 MWc qui au large des côtes du Sussex, devrait être opérationnel en 2016. E.ON à finalement renoncé à participer à la réponse à l’appel à projets français. [↑](#footnote-ref-8)
9. Si on consulte le site : <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-3-economics-of-wind-power/chapter-2-offshore-developments/the-cost-of-energy-generated-by-offshore-wind-power.html>

sous une bannière qui indique « Wind Energy, the facts », on trouvera que la prévision de productivité adoptée pour le site de Robin Rigg est de 3600h pleine puissance par an. Ceci correspond à une productivité moyenne de 41%, donc supérieure d’un tiers à celle qui a été effectivement mesurée. [↑](#footnote-ref-9)
10. A titre de comparaison, RTE s’engage à garantir la livraison de courant à un usager français moyen à mieux que 99,95% (3h pour une année). [↑](#footnote-ref-10)
11. Par exemple, **il est probable que, lorsqu’on décrira les performances des futurs parcs au large de la Bretagne, on annoncera qu’ils ont la capacité  « d’assurer l’approvisionnement électrique de plusieurs centaines de milliers de foyers bretons », ce qui est faux stricto sensu . Ils ne pourront l'assurer que par moment et pas toujours quand c'est nécessaire.** [↑](#footnote-ref-11)
12. On pourrait aussi imaginer de stocker de l’électricité éolienne produite à l’étranger et vendue à bas coût sur le marché spot. On retrouve alors une configuration qui rend l’éolien danois si avantageux pour la Norvège. [↑](#footnote-ref-12)
13. On notera un autre avantage si le stockage est assuré au moyen de l’hydraulique. En effet, quelque-soit l’origine de l’énergie pompée (charbon, nucléaire, …) celle qui est restituée est devenue « verte » dans l’opération et peut être vendue comme telle aux fournisseurs qui se targuent de fournir une telle énergie à leur clients. [↑](#footnote-ref-13)
14. CSPE=Contribution au Service Public de l’Electricité. On notera que, contrairement à sa dénomination, la partie de cette taxe (un impôt, en fait) associée aux énergies renouvelables ne sert pas le « Public » mais, ici, assure plutôt les bénéfices des exploitants privés des parcs éoliens. [↑](#footnote-ref-14)
15. A cause des 25-30% de pertes du processus de stockage-déstockage, on renchérit d’autant une énergie au départ très coûteuse. [↑](#footnote-ref-15)
16. Données Direction Générale Energie Climat . Dossier Enerpresse 17/10/2011. [↑](#footnote-ref-16)