

L'intermittence et les aléas météorologiques, un frein au développement de l'électricité renouvelable? L'exemple de l'éolien

La question du taux de pénétration maximal de l'énergie éolienne en pourcentage de l'énergie électrique produite annuellement sur un réseau électrique a été souvent évoquée aussi bien par les promoteurs que les opposants de la filière.

La façon de la poser et les réponses déjà apportées ou encore en évaluation évoluent rapidement mais on peut déjà faire une synthèse à partir d'études récentes.

Les réponses à donner bénéficient aussi de taux de pénétration réels déjà élevés: plus de 20 % au Danemark depuis 2004, plus de 33 % en 2006 dans trois Länder Allemands (Saxe-Anhalt, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern). Par ailleurs, des objectifs ambitieux ont toutes les chances d'être réalisés: 100 % d'électricité renouvelable en Navarre (majoritairement par l'éolien) d'ici 2010 ou 50 % de pénétration éolienne en énergie en 2025 proposés en 2005 par l'industrie éolienne danoise avec l'accord et l'appui des opérateurs danois des réseaux de transport d'électricité.

L'ÉTUDE DENA

Cette étude [1] a l'avantage de s'appuyer sur l'expérience de l'Allemagne, pays qui a la plus forte capacité éolienne installée (14 600 MW pendant l'étude, 20 621 MW en fin 2006) et une ambition de pénétration très forte à l'horizon 2020. Elle a été publiée en 2005 après validation par le comité de suivi auquel participaient les compagnies d'électricité et les gestionnaires des réseaux de distribution.

Cette étude valide la faisabilité des solutions et des coûts pour une pénétration éolienne de 15 % en 2015, soit 36 GW d'éolien (sur plus de 47 GW d'électricité produite par sources d'énergies renouvelables à cet horizon) pour une production éolienne de plus de 77 TWh/an, dont

BERNARD CHABOT



Ingénieur et économiste, Expert Senior à l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (France). Il a développé une méthode d'analyse économique innovante, la «Méthode du Taux d'Enrichissement en Capital» qui a été utilisée notamment pour la conception de systèmes de régulation des marchés en faveur des énergies renouvelables en France et en Ontario.

42 % à partir d'installations en mer. Ses principaux résultats sont les suivants :

- Ces 77,2 TWh/an d'éolien ne nécessiteraient pas de nouvelles capacités de production classiques pour assurer l'équilibre offre/demande.
- Le réseau haute tension n'aurait besoin d'être étendu ou rénové que de 5 % au maximum, soit 850 km.
- Le coût net (compensation du surcoût des tarifs éoliens et des modifications de réseaux moins les coûts de combustibles économisés à leur prix d'avant le choc pétrolier) serait de 6,3 à 6,5 c€/kWh en 2007 et baisserait à 4,3 ou 3 c€/kWh en 2015.
- Le surcoût pour les clients non éligibles passerait de 0,385 c€/kWh en 2005 à 0,475 c€/kWh en 2015. Pour une consommation de 3 000 kWh/an, ce surcoût pour une famille sans chauffage et chauffe-eau électrique serait donc typiquement de moins de 15€ par an. Il faut remarquer que depuis cette étude, les coûts des énergies fossiles et de l'électricité ont très fortement augmenté en Allemagne, ce qui diminuerait fortement ces surcoûts éoliens.

LA COMPILATION AIE

Cette étude [2] récapitule les études existantes, sans être exhaustive. Les solutions possibles citées pour atteindre sans surcoûts importants des taux de pénétration éoliens de 15 à 20 % en énergie sont notamment :

- L'aménagement des règles de fonctionnement des marchés de l'électricité sans pénaliser l'éolien. Ainsi, la règle de délai minimum d'annonce du futur niveau de production de une heure au Royaume-Uni est compatible avec des niveaux très élevés de précision de la prédiction de la production éolienne (moins de 2 % d'erreur à une heure - contre 9 % à 24 heures - soit dans la marge d'erreur de la

prédiction de la demande de 1 à 5 %). Cette mesure est bien sûr gratuite.

- Le recours au pompage-turbinage (rendement 80 %, unités jusqu'à plus d'un GW et utilisation possible sur plusieurs heures). Cette solution est déjà largement disponible et elle est déjà mise en œuvre en Europe du Nord pour des échanges entre le Danemark et la Norvège ainsi qu'aux États-Unis. Dans ce dernier pays, la compagnie publique d'électricité Bonneville Power Authority a ouvert dès 2004 un service commercial pour 4 GW d'éolien (et garanti par les 7 GW de leur parc hydroélectrique). Un producteur éolien peut envoyer sa production éolienne de la semaine et celle-ci est alors mise à sa disposition la semaine suivante sous forme de puissance garantie fixe, contre seulement 0,35 c€/kWh. Compte tenu de la valeur sur les marchés de l'électricité d'une puissance garantie, on voit que ce petit surcoût est largement compensable à la vente du kWh éolien ainsi rendu « garanti ». Les autres moyens de stockage cités dans le document AIE (batteries, volants d'inertie, piles à combustible, hydrogène) sont potentiellement intéressants, mais de fait inutiles avant d'atteindre au moins 20 % de pénétration éolienne.
- L'utilisation du foisonnement entre gisements éoliens (types de gisements, dispersion géographique) et filières d'énergies renouvelables (biomasse – en partie *dispatchable* –, géothermie en base, solaire complémentaire entre été et hiver...)
- L'insertion de l'éolien dans les moyens décentralisés de production, dont certains comme la cogénération sont *dispatchables*.
- L'utilisation des incitations à moduler la demande (« demand side response »).
- L'utilisation des échanges d'électricité interfrontaliers. Dans le cas de gestionnaires de réseaux indépendants dans un même pays, le plus simple est évidemment de faire ces échanges en priorité entre réseaux régionaux, ce qui pourtant n'est pas toujours le cas.
- La création de réserves de puissance classiques complémentaires. En fait, jusqu'à au moins 15 % de pénétration, cette solution n'est pas nécessaire, comme on l'a vu dans l'exemple Allemagne ci-dessus ou comme cela a été montré en France par une étude du RTE : pour 10 GW éoliens en France en 2010, les réserves de puissance actuelles sont suffisantes.

À ces solutions citées par l'AIE, on doit ajouter les progrès des éoliennes pour faciliter leur insertion sur les réseaux par la continuité de fonctionnement

en cas de court-circuit local sur le réseau : s'il y a du vent, les éoliennes contribuent alors comme les centrales classiques à éviter l'écroulement du réseau ; arrêt progressif et vers des très hautes valeurs de vitesse de vent pour éviter un arrêt quasi instantané des parcs éoliens en cas de tempête sur une grande zone géographique ; réductions de puissance ou arrêt programmable de tout ou partie des éoliennes d'un parc pour passer des courtes périodes d'engorgement exceptionnel des réseaux de transport ; fourniture généralisée de services qualitatifs au réseau comme l'absorption et la fourniture de puissance réactive à la demande du gestionnaire du réseau. L'aérogénérateur moderne n'est ainsi plus un « perturbateur du réseau » mais il participe à la stabilité, à la sécurité et à la qualité des services électriques fournis par le réseau...

Les coûts de ces mesures compilés dans les différentes études confirment une baisse des estimations vers moins de quelques dixièmes de centimes d'euros par kWh éolien à un maximum de 0,6 c€/kWh (étude UK pour 20 % d'éolien et biomasse en 2020).

En données factuelles indiscutables, le cas du TSO Danois cité est parlant : pour 3368 TWh d'éolien en obligation d'achat en 2003, le surcoût de gestion pour ses activités et son système de transport a été de 8,7 M€, soit 0,26 c€/kWh éolien.

L'étude AIE rappelle que toutes ces estimations et valeurs peuvent être diminuées à l'avenir par les mesures citées ci-dessus et que la demande d'affectation de ces surcoûts aux producteurs éoliens n'est pas légitime : dans le passé, tous les surcoûts de réseaux dus à de nouveaux moyens de production (hydroélectricité en zones montagneuses éloignées des villes, puis nucléaire près des sources de refroidissement par exemple) ont été mutualisés sur tous les moyens de production et intégrés d'abord dans les tarifs aux consommateurs puis à ceux des services de transport de l'électricité. On voit donc mal quelle serait la logique de faire maintenant une exception pour l'énergie éolienne.

L'ÉTUDE EWEA

Cette étude [3], qui recense et commente de façon exhaustive les recherches sur le sujet, confirme elle aussi qu'un taux de pénétration de 20 % en énergie est possible techniquement et à un coût acceptable, mais elle confirme aussi que des adaptations de modes de gestion des systèmes électriques et des réseaux ainsi que des régulations et des modes de répartition des coûts sont nécessaires. Cette étude a servi à conforter la nouvelle stratégie de développement de l'éolien en Europe proposée par l'EWEA [4] qui, à partir du score en fin

2006 (48 GW, 100 TWh produits, taux de pénétration de 3,3 %) vise maintenant une forte progression des taux de pénétration : 5,1 % en 2010, 12,7 à 15,7 % en 2020 (selon les hypothèses de consommation) et 22 à 30 % en 2030 assurés par un parc de 300 GW (dont 150 GW en mer) produisant environ 970 TWh/an.

L'ÉTUDE ENERGINET

Cette société re-nationalisée récemment et chargée du transport de l'électricité sur le réseau ouest du Danemark gère déjà sans problème un taux de pénétration éolien sur son réseau de 25 % en énergie et parfois de plus de 100 % en puissance. Récemment, elle a effectué une étude interne [5] visant à explorer quelles seraient les conséquences de l'installation d'un parc éolien dans sa juridiction qui « sur le papier » serait capable de couvrir une part croissant jusqu'à 100 % de la demande annuelle d'électricité. Les résultats rendus publics sont très intéressants : si aucun électron éolien n'est exporté au-delà du réseau Energinet, il n'y a aucune nécessité d'arrêter les éoliennes jusqu'à 30 % de pénétration en énergie et si le parc éolien est dimensionné pour couvrir 100 % de la demande, seulement 31 % de la production éolienne théorique aurait lieu quand la demande est inférieure. Le surcoût pour le système électrique à ce taux de pénétration théorique de 100 % serait de 15€/MWh sans valorisation de la production éolienne potentielle au-delà de la consommation instantanée, et seulement de 9€/MWh si elle était valorisée pour des usages thermiques à 13€/MWh.

Ainsi, l'argument des limites « naturelles » de pénétration de l'énergie éolienne sur les réseaux électriques, souvent cité pour conclure à la « marginalité éternelle » de cette filière, s'est progressivement révélé depuis 20 ans comme artificiel et surestimé. Certes, aller jusqu'à 15 % puis 20 % et au-delà de pénétration en énergie éolienne nécessite de la matière grise, de la bonne volonté réciproque des producteurs éoliens et des gestionnaires de réseaux ainsi qu'un peu de dépenses d'investissement et de gestion sur le reste des systèmes électriques. Mais ces solutions techniques et organisationnelles et leurs coûts associés n'ont rien d'impossible, de rétrograde ou d'extravagant, surtout en prenant en compte les coûts futurs des énergies conventionnelles et de la lutte contre le changement climatique.

À l'horizon temporel requis pour parvenir à des taux de pénétration de 30 % ou plus (à partir de 2030 pour l'Europe), d'autres solutions peuvent être aussi prises en compte, comme notamment l'exploitation du foisonnement de productions potentielles par diverses énergies renouvelables sur de vastes zones géographiques. Ce genre de solution a déjà été exploré, par exemple dans

une thèse réalisée à l'ISET (Kassel) et dont les résultats sont résumés dans la référence [6] en prenant en compte la « grande plate-forme Européenne » définie de l'Islande à l'Oural et du sud du Kazakhstan au Maroc.

Ces études exploratoires, que l'on a brièvement décrites ici pour une région d'un petit pays comme le Danemark ou à l'échelle d'un continent comme l'Europe, montrent que ce type de solution pour des taux de pénétration très élevés est beaucoup plus réaliste que le pari sur des solutions exigeant des ruptures complètes, par exemple une « civilisation de l'hydrogène », où certes l'énergie éolienne aurait son rôle à jouer, mais sans profiter de solutions plus simples, plus éprouvées et disponibles bien avant. Et les quelques incertitudes qui restent à lever pour aller ne serait-ce qu'à 15 % de pénétration ne devraient pas freiner le développement de l'éolien dans les pays qui commencent seulement à utiliser cette technologie encore récente, malgré son rythme de croissance très rapide. Le parc éolien mondial de 73 GW en fin 2006 [7] et d'un productible supérieur à 150 TWh/an ne représente en effet encore qu'un taux de pénétration d'environ 1 % de la demande mondiale d'électricité, ce qui à l'évidence laisse des marges de progression énormes avant de rencontrer des problèmes de pénétration dans ce secteur qui a un besoin urgent de production sans émissions de gaz à effet de serre.

- [1] DENA, « Planning of the grid integration of wind energy in German onshore and offshore up to the year 2020 ». Téléchargement : www.wind-energy.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Netzausbau/stud_summary-dena_grid.pdf
- [2] AIE, « Variability of wind power and other renewables », 2005.
- [4] ENERGINET, « System and Market Changes in a Scenario of Increased Wind Power Production », résultats résumés dans *Wind Power Monthly*, février 2006, p. 62.
- [5] « Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: Analysis, Issues and Recommendations », EWEA, décembre 2005. Téléchargement : www.ewea.org
- [6] Czisch, « Least-Cost European/Electricity Supply with Renewables », téléchargement : www.saharawind.com/fr/documentation.php
- [7] WWEA, Communiqué de presse, 29/1/2007, « New World Record in Wind Power Capacity: 14,9 GW added in 2006 - Worldwide Capacity at 73,9 GW - WWEA expects 160 GW to be installed by 2010 », 29/2/2007, téléchargement : www.wwindea.org