



PREMIER MINISTRE



Novembre 2009

Le pari de l'éolien

Rapports et documents

Centre d'analyse stratégique

18, rue de Martignac – 75700 Paris cedex 07

www.strategie.gouv.fr

Le pari de l'éolien

Johanne Buba

*Département de la Recherche, des Technologies
et du Développement durable*

avec la collaboration de

Caroline Le Moign

Département des Affaires économiques et financières

Sous la direction de

Dominique Auverlot

*Chef du Département de la Recherche, des Technologies
et du Développement durable*

Novembre 2009



TABLE DES MATIÈRES



Introduction	7
Chapitre 1	
Le contexte économique et environnemental se prête-t-il au développement de l'éolien ?	9
1. L'éolien, un élément de réponse à l'urgence climatique ?	9
2. Les griefs contre l'éolien	10
3. Les effets de la crise financière.....	12
4. L'éolien : un nouveau souffle dans la tempête financière ?	12
Chapitre 2	
Mythe ou réalité : l'éolien est-il mis à mal par les spécificités françaises ?	14
1. Débat autour de l'éolien : gabegie financière ?	15
1.1. Un « business souvent douteux » ?.....	15
1.2. L'importance cruciale de certains paramètres dans l'analyse du coût des éoliennes : étude de sensibilité.....	18
1.3. Les résultats du calcul de sensibilité	21
1.4. L'importance du calcul de surcoût.....	23
2. Une industrie éolienne française trop peu développée ?.....	25
3. Un pari pour l'avenir.....	26
Chapitre 3	
Un défi relevé par l'étranger	30
1. Le développement réussi de la filière éolienne allemande	31
1.1. État des lieux	31
1.2. Leviers de développement	32
1.3. Perspectives	33
2. La naissance du géant chinois.....	33
2.1. État des lieux	33
2.2. Leviers de développement	34
2.3. Perspectives	36
3. Les États-Unis, la plus forte croissance de l'éolien	36
3.1. État des lieux	36
3.2. Leviers de développement	37
3.3. Perspectives	39
4. Le Danemark, leader mondial.....	40
4.1. État des lieux	40
4.2. Leviers de développement	41
4.3. Perspectives	42
Conclusion	43
Annexe : Analyse coûts/bénéfices de l'éolien terrestre	47

INTRODUCTION

INTRODUCTION

INTRODUCTION



En octobre 2007, le Grenelle de l'environnement se prononçait pour le développement des énergies renouvelables. L'année suivante, en décembre 2008, l'Union européenne, sous présidence française, adopte une série de propositions – sous l'appellation de paquet « Énergie Climat » – en faveur de la lutte contre le réchauffement climatique. Elle préconise notamment pour 2020 un objectif européen de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 20 % et une part de 20 % des énergies renouvelables dans la consommation énergétique européenne. Le « partage du fardeau » (*burden sharing*) traduit ce second objectif en un objectif français de 23 %. Endossant ces engagements européens, l'Assemblée nationale puis le Sénat ont adopté le projet de loi relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement, dit Grenelle I.

Dans le plan de développement des énergies renouvelables, présenté en novembre 2008, le ministre d'État, ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, en charge des technologies vertes et des négociations sur le climat a annoncé une clarification des procédures administratives ainsi que des objectifs précis : **19 GW de capacité éolienne terrestre devraient être installés à l'horizon 2020, ainsi que 6 GW en mer, alors que le parc actuel ne se compose que de 3,4 GW¹ au total** (objectifs réaffirmés par la programmation pluriannuelle des investissements datant de juin 2009). Dans les conditions techniques actuelles, **l'énergie produite à cet horizon de temps par l'ensemble des éoliennes terrestres en France s'élèverait à plus de 40 TWh, soit l'équivalent de l'électricité issue de quatre réacteurs nucléaires.**

Développé depuis de nombreuses années dans les pays européens comme l'Allemagne et le Danemark, l'éolien est la technologie renouvelable la plus mature. **La capacité éolienne mondiale a atteint 121 GW en 2008, dont 65 GW pour l'UE-27.** Cette année-là, l'essor de la filière a été en partie tiré par les États-Unis et la Chine. La croissance de 39 % de l'éolien français entre 2007 et 2008 n'a pas à rougir devant celle de ses voisins, même si un développement tardif du secteur explique le phénomène de rattrapage des cinq dernières années.

Le contexte actuel de récession économique et d'urgence climatique offre à l'éolien l'opportunité d'un développement de grande ampleur, même si certaines barrières techniques restent à dépasser. Les critiques restent nombreuses en Europe et semblent s'intensifier dans l'espace français, où la prédominance du

(1) Puissance connectée au réseau.

nucléaire, énergie non carbonée au coût de production particulièrement compétitif, fragilise l'argumentaire éolien. Qu'en est-il réellement et **quels sont les paramètres majeurs déterminant le coût de l'éolien pour la collectivité ?** Quelques pays ont parié sur l'énergie du vent : l'examen attentif de leurs politiques publiques permet de souligner certains leviers intéressants.

Le document qui suit traite d'abord des critiques adressées à l'éolien puis des spécificités françaises. Il évoque ensuite les leviers de développement mis en œuvre à l'étranger et propose enfin un certain nombre de moyens d'incitation dans le cas français.





Le contexte économique et environnemental se prête-t-il au développement de l'éolien ?



Responsable de plus de 40 % des émissions mondiales liées à la combustion d'énergie¹, le secteur électrique est un secteur clé pour la lutte contre le réchauffement climatique. Il dispose de technologies et de ressources permettant une diminution substantielle des émissions. Sous l'impulsion de l'Union européenne, fer de lance dans la lutte contre le changement climatique, les États membres ont initié une « décarbonisation » partielle de leur production électrique. L'indicateur européen des émissions de gaz à effet de serre (GES) est ainsi passé de 416 g CO₂/kWh en 1995 à 354 g CO₂/kWh en 2006². **Les directives européennes pour l'après-2012 prévoient une réduction globale des émissions de GES de 20 % par rapport à celles de 1990 à l'horizon 2020, objectif qui pourrait encore être durci pour atteindre 30 % dans le cas d'un nouvel accord mondial satisfaisant.** Les cibles d'émissions retenues pour la période 2012-2020 dans le cadre du marché européen de quotas (marché SCEQE ou Système communautaire d'échanges des quotas d'émissions), qui s'appliquent à un nombre limité de secteurs dont celui de la production d'électricité, correspondent à une réduction de 21 % des émissions par rapport à 2005.

1. L'éolien, un élément de réponse à l'urgence climatique ?

Une meilleure maîtrise de la demande, l'amélioration de l'efficacité des centrales ou le recours aux énergies propres sont autant de pistes de réflexion répondant aux exigences européennes. Dans sa volonté de limiter l'utilisation de combustibles fossiles et de diversifier le bouquet énergétique européen, **le troisième paquet « Énergie-Climat » a retenu un objectif contraignant de développement des énergies renouvelables.** L'éolien devrait occuper un rôle majeur dans l'atteinte de ces objectifs, ce que l'on constate dans les plans environnementaux de différents pays³. D'une part, la production d'électricité éolienne émet très peu de CO₂ sur

(1) Caisse des Dépôts, *CO₂ et énergie : France et Monde*, édition 2009.

(2) Base Eurostat.

(3) Le Royaume-Uni s'est fixé un objectif de 40 % d'électricité produite à partir de sources décarbonées à l'horizon 2020, qui s'appuierait alors sur le déploiement d'énergies renouvelables,

l'ensemble du cycle de vie d'une installation, soit 0,008 t CO₂/MWh contre 0,05 t CO₂/MWh pour le nucléaire et 0,87 t CO₂/MWh pour une centrale à charbon d'efficacité thermique de 40 %¹. L'ADEME² prévoit qu'en 2020, les objectifs fixés par le Grenelle de l'environnement permettraient d'éviter 16 millions de tonnes de CO₂ par an par rapport à un scénario de référence – contre 1,2 aujourd'hui. D'autre part, cette énergie constitue un élément de réponse incontournable à l'horizon 2020, en raison de sa maturité technologique par rapport aux autres énergies renouvelables.

Soumise à un jeu d'acteurs aux intérêts différents, et souvent divergents, l'évolution des fondamentaux de l'énergie apparaît de plus en plus incertaine dans un contexte particulier de crise et de négociations climatiques. La récession économique a un impact fort sur les consommations, accentuant le doute qui plane sur la future demande en énergie. Face à cette crise et aux considérations environnementales de plus en plus prégnantes, les groupes pétroliers et gaziers restent hésitants, notamment en matière d'investissements, ce qui brouillant davantage les prévisions déjà ardues sur les futurs prix de ces énergies, pourtant variables clés de nos économies. **L'éolien et les autres énergies renouvelables ont pour atout leur indépendance face aux fluctuations des cours des énergies fossiles, mais aussi un avantage écologique indéniable.** En outre, une augmentation des prix des énergies fossiles pourrait rendre l'éolien compétitif par rapport à d'autres sources d'énergies, telles que le gaz ou le pétrole.

L'énergie éolienne est une source d'énergie disponible sur le territoire, permettant de répondre à la fois à la problématique de plus en plus prégnante de sécurité énergétique mais également aux futures contraintes environnementales.

2. Les griefs contre l'éolien

En premier lieu, le coût d'abattement³ de la tonne de CO₂ de l'éolien est nettement plus élevé que celui de certaines mesures telles que l'amélioration de l'efficacité énergétique. Nous reviendrons sur ces considérations économiques.

En second lieu, l'implantation d'éoliennes suscite de nombreuses controverses, notamment en termes d'impacts visuels et sonores. Récemment encore, on a pu entendre Valéry Giscard d'Estaing invoquer, au-delà des questions de coût, la préservation de nos paysages : « Le paysage français, c'est essentiel : quand on parle des tableaux impressionnistes, qui sont les plus célèbres dans le monde, on ne voit

notamment dans les foyers, la construction de nouvelles tranches nucléaires d'ici à 2025, et le développement de la technologie de capture et stockage du carbone. Cette cible comprend notamment 30 % d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables, un objectif qui fait la part belle à l'éolien : aujourd'hui d'une puissance totale de 3,4 GW (fin 2008), l'ensemble des éoliennes pourrait atteindre une capacité de 27 GW, répartie équitablement entre *onshore* et *offshore*, soit l'équivalent de près des trois quarts des moyens de production d'énergie d'origine renouvelable envisagés pour 2020.

(1) Caisse des Dépôts, *Développement des énergies renouvelables : quelle contribution du marché du carbone ?*, décembre 2008.

(2) Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, établissement public placé sous la double tutelle des ministères chargés de l'écologie et de la recherche.

(3) Le coût d'abattement ou encore coût de réduction désigne le coût d'une mesure ou d'une technologie permettant de réduire les émissions. Il se mesure en €/tCO₂ évitée.

pas sur ces paysages des éoliennes »¹. Afin d'éviter le mitage du paysage, Observ'ER recommande la construction de parcs de grande taille, plutôt qu'un morcellement de la production éolienne².

En outre, **l'imprévisibilité de l'éolien a pu être un souci pour le gestionnaire de réseau**. RTE (Réseau Transport Électricité), le gestionnaire français, travaille actuellement avec Météo France sur les prévisions des régimes de vent et donc des productions issues des unités éoliennes. La marge d'erreur est de l'ordre de 5 % à 10 % sur une durée de 72 heures. Une connaissance aussi précise des régimes de vent permet une très bonne intégration de l'éolien sur le réseau de distribution.

L'intermittence de cette énergie impose l'utilisation de « réserves d'équilibrage », reposant le plus souvent, à l'heure actuelle, sur l'hydraulique ou les centrales thermiques. En volume agrégé, les fluctuations de production de l'éolien sur une très courte durée peuvent être amoindries par une répartition des unités de production selon les zones de régimes de vent : leurs variations statistiques se compenseraient entre elles. Cependant, les périodes de faible vent peuvent correspondre au passage de zones à hautes pressions affectant des surfaces géographiques larges, ce qui implique le recours à une autre source d'énergie pouvant se substituer aux éoliennes au repos. RTE ne semble pas s'inquiéter de l'intégration de la production éolienne sur le réseau dans un avenir proche : il prévoit des capacités de réserves afin de compenser tout aléa, qu'il soit d'origine climatique (pour l'éolien ou le petit hydraulique) ou dû à une panne de centrales, à hauteur de deux centrales nucléaires.

La généralisation des *smart grids* ou « réseaux intelligents » constitue une voie de développement non négligeable pour une intégration de l'éolien dans les futurs réseaux électriques. Ces systèmes sont le sésame permettant de répondre au triple enjeu de demain : réduire la consommation nationale d'électricité, limiter le recours aux centrales thermiques (aujourd'hui utilisées pour faire face aux pointes de demande) et intégrer les nouvelles sources d'énergies renouvelables. En effet, ces réseaux permettront par exemple d'influer sur la demande d'électricité afin de suivre le niveau de production des éoliennes, réduisant d'autant les besoins d'équilibrage.

Le « *smart grid* »

Le « *smart grid* » ou « réseau intelligent » utilise les technologies de l'information afin de mettre en correspondance producteur et consommateur dans le but ultime de mieux maîtriser les consommations d'énergie. Le consommateur pourra suivre sa consommation en temps réel grâce aux *smart meters*, mais aussi en informer directement son fournisseur d'électricité. Les *smart grids* permettraient de réduire les émissions de gaz à effet de serre liées aux périodes de pointe, en lissant les pics de consommation (par exemple, en débranchant provisoirement les appareils dispensables dans certains logements ou en intégrant un signal-prix suffisant pour que le consommateur soit dissuadé d'utiliser l'électricité à certaines heures). Le *smart meter* ainsi que la modernisation des centres de distribution faciliteraient l'intégration d'apports irréguliers d'électricité sur le réseau.

(1) Lors d'une interview sur RMC le 12 juin 2008.

(2) Une analyse rapide d'Observ'ER relative à l'éolien indique que dans la perspective d'un parc de 20 GW composé d'installations de 10 MW, un observateur verrait une éolienne quel que soit son point de vue, alors que dans le cas de champs de 200 MW, cette probabilité serait de 10 %.

3. Les effets de la crise financière

Les conséquences de la crise sur le secteur pourraient se faire sentir à partir de 2011¹ : selon une étude publiée par le cabinet New Energy Finance en mars 2009, **10 % à 15 % des projets de fermes éoliennes pourraient être affectés**. Avec 80 % des projets éoliens dépendant de l'octroi de prêts, le secteur est particulièrement exposé à la baisse des crédits à moyen terme. Les organismes spécialisés comme l'EWEA (association européenne de l'énergie éolienne) et le GWEC (Global Wind Energy Council) affirment toutefois que l'éolien ne devrait pas connaître de ralentissement, à l'exception des projets aux États-Unis, qui souffrent de plus en plus de retards, faute de financement.

Cependant, le secteur éolien en Europe commence à ressentir les effets de la crise économique. Les entreprises européennes, notamment les plus petites, sont confrontées à la frilosité des banques. La crise financière accélère dès lors la concentration de la filière dans les mains de grosses entreprises possédant des liquidités importantes et la confiance des banques. Les plus grandes sont également concernées : **l'entreprise danoise Vestas, une des plus importantes du secteur, a décidé de supprimer 1 900 postes, soit 9 % de son effectif mondial**. Pour justifier cette décision qui intervient au moment de l'annonce d'un bond de 70 % de son résultat net au premier trimestre 2009², la société invoque une restructuration de ses activités, préférant s'implanter en Chine ou aux États-Unis, marchés plus prometteurs que le marché européen.

L'éolien offshore, investissement plus capitalistique, devrait davantage pâtir de la limitation des crédits accordés par les banques. La crise risque d'avoir un effet sur l'organisation de la filière : certains projets menés par de petits développeurs pourraient se voir racheter par de grands groupes énergétiques, initiant un phénomène de concentration.

4. L'éolien : un nouveau souffle dans la tempête financière ?

De grands acteurs européens tirent profit de la croissance mondiale de l'éolien. Fin 2008, l'EWEA chiffre à 160 000 le nombre de personnes employées dans la filière, pour un montant total des investissements de 11 milliards d'euros dans les pays de l'Union européenne. En Allemagne, le nombre d'emplois dans l'énergie éolienne est estimé à 90 000 en 2008, soit 6 000 emplois de plus qu'en 2007. Le chiffre d'affaires en 2007 avait été estimé à 7,6 milliards d'euros (industrie, installation, services et exploitation). L'association espagnole de l'énergie éolienne a évalué les emplois directs et indirects liés à la filière à près de 40 000 (chiffres 2008) et estime la richesse créée en 2007 à 3,3 milliards d'euros, soit 0,35 % du PIB espagnol. La Danish Wind Energy Association juge qu'en 2008, le chiffre d'affaires des entreprises éoliennes danoises a augmenté de 20 % grâce notamment aux exportations.

Le secteur européen de l'éolien emploie donc aujourd'hui 160 000 personnes (emplois directs et indirects) avec un rythme de création de postes important, de

(1) *Les Échos*, « Le vent de la croissance faiblit pour l'industrie éolienne », 17 mars 2009.

(2) *Les Échos*, « Éolien : face à la crise du crédit, le leader mondial Vestas réduit la voile », 29 avril 2009.

l'ordre de 33 par jour durant les cinq dernières années¹. La crise pourrait ralentir la croissance du secteur et donc la création d'emplois mais l'éolien n'en devrait pas moins faire l'objet de très nombreux investissements dans les prochaines années. Les prévisions, peut-être optimistes, de l'EWEA indiquent 325 000 emplois en 2020 et 375 000 en 2030 (éoliens *onshore* et *offshore* confondus).



(1) EWEA, *Wind at Work: Wind Energy and Job Creation in the EU*, janvier 2009.



Mythe ou réalité : l'éolien est-il mis à mal par les spécificités françaises ?



La production éolienne ne représente encore que 1 % de la production électrique nationale en 2008 (avec 3,4 GW soit 5,6 TWh). La France, deuxième potentiel de vent en Europe après la Grande-Bretagne, s'est fixé des objectifs de capacités éoliennes (19 GW terrestres) considérés comme ambitieux, puisque le pays ne compte actuellement que 3,4 GW. Passer des installations existantes à près de 20 GW est un défi important qui comporte son lot de risques : manque de main-d'œuvre qualifiée, problème d'intégration sur le réseau, etc. Néanmoins, les exemples étrangers nous enseignent que de tels objectifs sont atteignables : l'énergie du vent en Allemagne, forte de ses 24 GW, produit près de 8 % de la consommation électrique du pays. Exemple encore plus frappant, l'Espagne s'est lancée récemment dans le développement éolien et devrait, grâce à une politique volontariste, atteindre l'objectif de 20 GW qu'elle s'était fixé pour 2010.

Si l'éolien attise davantage les critiques en France qu'ailleurs, c'est que la production électrique française s'appuie largement sur le nucléaire, qui représente plus des trois quarts de la production électrique¹. Cette technologie rejetant peu d'émissions de CO₂, **la France peut se targuer d'être un des pays européens les plus performants en matière de rejets de CO₂, ce qui réduit la légitimité d'une énergie verte encore coûteuse.** L'autre critique souvent évoquée par ses détracteurs est l'absence de fabricant/assembleur d'éoliennes dans une filière industrielle française qui bénéficierait très peu des objectifs volontaristes de développement fixés par le Grenelle de l'environnement. Il convient donc de déterminer dans quelle mesure ces commentaires sont justifiés.

(1) RTE, *Le bilan électrique français 2008*, janvier 2009.

Fiche signalétique de l'éolien en France

Puissance moyenne d'une éolienne en 2009 : 2 MW par turbine en moyenne.

Durée de mise en œuvre du projet : 2 à 4 ans (pré faisabilité : 1 à 3 mois), avant-projet (3 à 6 mois), demande de permis (6 à 24 mois), construction et mise en service (6 à 12 mois).

Durée de vie : 20 ans.

Coût d'investissement : 1 300-1 600 €/2005/kW.

Coût opération et maintenance : 2 % à 4 % de l'investissement initial par an.

Coût total de production : 44 à 69 €/2005/MWh.

Facteur de charge (énergie effectivement produite rapportée à l'énergie maximale théoriquement productible) : de 10 % à 37 % (valeur moyenne de 23 % en 2008).

Potentiel : trois zones distinctes principales et complémentaires en termes de régime de vent : façade Manche-mer du Nord, front atlantique et zone méditerranéenne.

Législation française : depuis 2007, c'est aux collectivités locales, coordonnées par les préfets, de proposer des zones de développement de l'éolien (ZDE). Seuls les projets éoliens situés dans une ZDE bénéficient du tarif de rachat. Le projet de loi portant engagement national pour l'environnement, voté au Sénat, prépare le passage des éoliennes au régime des installations classées pour l'environnement (ICPE).

Politiques d'incitations : tarif d'achat de l'électricité éolienne de 8,2 c€/kWh pendant les dix premières années, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh selon le facteur de charge pendant les cinq années suivantes. Cette bonification est répercutée sur la facture du consommateur, par intégration dans la « Contribution au service public de l'électricité » (CSPE).

1. Débat autour de l'éolien : gabegie financière ?

Nombreux sont ceux qui critiquent l'éolien, jugé trop coûteux pour une collectivité qui n'en éprouve pas un réel besoin. En France, où la production est principalement d'origine nucléaire, le coût de production moyen de l'électricité est parmi les plus bas d'Europe, si bien que la rentabilité de certaines énergies alternatives est plus difficile à obtenir. Dans des pays comme l'Allemagne ou le Danemark, où l'électricité est produite essentiellement à partir de charbon, à un coût plus élevé qu'en France, le recours à l'énergie éolienne semble légitimé par des arguments économiques autant qu'écologiques. S'interroger sur le surcoût que pourrait représenter le développement de la filière éolienne est particulièrement pertinent dans le contexte français.

1.1. Un « business souvent douteux » ?

Une étude de l'Institut Montaigne, *Éoliennes : nouveau souffle ou vent de folie ?*, détermine le coût de l'éolien pour la collectivité comme la différence entre le coût de production (investissement initial, dépenses d'exploitation et de raccordement au réseau) et les bénéfices obtenus (moindre utilisation de gaz et d'uranium, substitution des éoliennes aux centrales thermiques). **Le surcoût annuel calculé serait égal à « 1 milliard d'euros sur la période 2008-2020 et dépasserait les 2,5 milliards au-delà de 2020 », soit 150 €/t CO₂ évitée en 2020.**

(1) Institut Montaigne, *Éoliennes : nouveau souffle ou vent de folie ?*, juillet 2008.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a régulièrement rendu un avis négatif sur les tarifs d'achat de l'éolien. Le dernier, en octobre 2008, fustigeait le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent¹. La CRE se prononce sur la pertinence des niveaux de tarifs de rachat dans l'optique d'un parc de production de 13 GW implanté à terre et de 4 GW en mer en 2015, en soulignant plusieurs points critiques. Le surcoût de l'éolien est défini ici comme la différence entre le tarif d'achat et une évaluation du coût évité sur le long terme au système électrique, niveaux auxquels peut s'ajouter une contribution des installations à la réalisation d'autres objectifs. Le coût complet de production de l'électricité substituée (sans prise en compte des externalités) est compris entre 47,3 et 56,1 €/MWh (selon notamment les hypothèses de prix des combustibles fossiles : de 6,5 \$/MBtu à 9,5 \$/MBtu pour le gaz). À ce coût s'ajoutent les coûts externes évités, estimés à 11,2 €/MWh, définis comme le coût des impacts environnementaux liés à la pollution de l'air et aux émissions de GES (étude ExternE). **L'avis de la CRE fait ainsi ressortir l'écart entre le coût évité (intégrant les externalités) pour la collectivité par le développement éolien, compris entre 58,5 et 67,3 €/MWh, et le tarif d'achat fixé par le gouvernement, de 85,6 €/MWh pour l'éolien *onshore* et de 135,8 €/MWh pour l'éolien *offshore*².**

La CRE souligne par ailleurs le cas particulier de la France : « le développement de l'énergie éolienne doit être considéré comme un moyen, parmi d'autres, de parvenir à une diminution des impacts environnementaux de notre consommation d'énergie. Si le choix d'un tel moyen est rationnel dans les pays européens dont le parc de production conventionnel recourt majoritairement à l'utilisation de combustibles fossiles, comme l'Allemagne, l'Espagne ou le Danemark, il est d'une efficacité moindre en France métropolitaine, où 78 % de l'électricité sont produits par des centrales nucléaires et 10 % par des centrales hydrauliques. En raison de la part très limitée des énergies fossiles dans son parc de production d'électricité, la France est aujourd'hui l'un des pays industrialisés les plus performants en matière d'émissions de gaz à effet de serre par habitant. Toutefois, la situation est différente en Corse, dans les départements d'Outre-mer, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte où, du fait de la petite taille et de l'isolement des systèmes électriques, une bonne partie de la production d'électricité est assurée par des centrales au charbon et au fioul de faible puissance, relativement coûteuses et polluantes ». L'écart entre le coût calculé et le tarif d'achat conduit à un surcoût pour la collectivité qui, ramené aux émissions évitées, représenterait entre 230 et 280 euros par tonne de CO₂ pour les éoliennes terrestres, et pourrait atteindre jusqu'à 490 euros pour celles implantées en mer. À titre de comparaison, le coût budgétaire de l'intervention publique est évalué à 2 euros par tonne de CO₂ réduite pour l'isolation thermique des parois opaques, à 31 euros pour la mise en place de chaudières à condensation et à 97 euros pour la mise en place de pompes à chaleur géothermales, soit beaucoup moins que le coût d'abattement des éoliennes.

Autre critique énoncée par la CRE, certains investisseurs profiteraient de bénéfices excessifs, notamment pour les unités de production fonctionnant plus de 2 400 heures par an. La CRE se prononce donc en faveur d'une dégressivité plus importante du tarif d'achat afin de diminuer la rémunération.

(1) Ladoucette (de) P., « Avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent », CRE, octobre 2008.

(2) Cette évaluation s'appuie sur l'étude ExternE de la Commission européenne, lancée en 1998 et régulièrement actualisée.

Le rapport de la Commission Énergie¹ (mise en place par le Centre d'analyse stratégique), rendu en septembre 2007, a considéré l'impact du développement des éoliennes sur les finances publiques : il souligne que **l'éolien peut s'avérer une solution coûteuse à la réduction des émissions de GES, en particulier en métropole**. À partir des aides à l'investissement et des tarifs d'achat, il dégage des ordres de grandeur de la valeur de la tonne de carbone évitée pour la puissance publique en fonction de plusieurs scénarios de substitution au *mix* électrique. Dans le cas d'un *mix* électrique moyenné sur l'année, l'ordre de grandeur est de 223 €/t CO₂. Le rapport souligne ensuite la difficulté de l'exercice et recommande, d'une part, de mettre en place des instruments d'évaluation et de suivi, et d'autre part, de dimensionner les mesures de soutien public destinées à réduire les émissions de GES à leurs résultats en termes d'émissions de GES ou de consommation évitée de tonnes-équivalent pétrole.

Le **Syndicat des énergies renouvelables (SER)** a publié sa propre étude de coût. Selon cette étude, bien loin d'être un coût pour la collectivité, **l'installation de 20 GW de capacités éoliennes constitue un gain net de 1,2 milliard par an à partir de 2020**.

Points de vue divergents, études de coûts différentes : panorama des méthodes utilisées

Commission de régulation de l'énergie : un niveau adéquat du tarif de l'obligation d'achat proposé pour l'énergie éolienne ?

« Le décret du 10 mai 2001 dispose que les tarifs d'achat de l'électricité sont égaux aux coûts de production, incluant investissement et exploitation, évités sur le long terme au système électrique, auxquels peut s'ajouter une rémunération supplémentaire correspondant à la contribution des installations à la réalisation des objectifs (fixés par la loi, telle la lutte contre la pollution ou le réchauffement climatique). Le coût de production évité est égal au coût complet de production de l'électricité à laquelle l'électricité d'origine éolienne se substitue, duquel doivent être déduits les coûts supplémentaires induits par l'éolien sur le système électrique en matière de réserves, d'ajustement, et de développement de réseau ». L'étude tient compte également de la valorisation de la contribution de l'éolien aux objectifs fixés par la loi, notamment la contribution à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre.

Institut Montaigne : le coût pour la collectivité

Dans ce calcul, l'analyse coûts/bénéfices de l'éolien pour la collectivité prend en compte le coût complet (composé du coût initial d'investissement et du coût de maintenance, auxquels il faut ajouter les externalités générées par l'intermittence de ce mode) duquel il faut soustraire les « recettes » de l'éolien (construction des éoliennes en remplacement des turbines à gaz et substitution de la production éolienne à des moyens de production plus classiques, type nucléaire et gaz). L'Institut Montaigne fait l'hypothèse que 1 kW d'éolien installé peut statistiquement garantir 25 % de sa puissance en période de pointe extrême (c'est-à-dire substitution à des turbines à combustion). Il admet que 1 kWh d'éolien se substitue à 75 % à du thermique à flamme (charbon et gaz) et à 25 % à du nucléaire. Le coût des tonnes de CO₂ évitées par la construction de 25 GW de capacités éoliennes est alors déterminé et comparé à celui des efforts à réaliser pour atteindre une réduction de 20 % de nos émissions à l'horizon 2020.

(1) Centre d'analyse stratégique, *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050*, rapport de la commission présidée par Jean Syrota, Paris, La Documentation française, février 2008.

Syndicat des énergies renouvelables : la réponse à l'Institut Montaigne

Le SER cherche à reprendre les différents points qui lui semblent avoir été négligés dans l'étude de l'Institut Montaigne. Au montant négatif initial calculé par ce dernier, il ajoute plusieurs facteurs : la dégressivité des coûts d'investissement de l'éolien (2 % par an), la réactualisation des coûts d'adaptation du réseau (jugés surestimés par l'Institut Montaigne), une réévaluation à la hausse du prix des énergies fossiles (comme combustibles pour les centrales), une économie de CO₂ (prix de la tonne de carbone sur le marché EU ETS – European Union Emission Trading Scheme), et enfin une nouvelle estimation du bénéfice de l'éolien compte tenu de la construction évitée de nouvelles centrales thermiques et nucléaires.

1.2. L'importance cruciale de certains paramètres dans l'analyse du coût des éoliennes : étude de sensibilité

Le calcul présenté ci-dessous correspond à une analyse coûts/bénéfices (méthode de l'Institut Montaigne), afin d'évaluer le coût complet (incluant les externalités liées au changement climatique) pour la collectivité de 19 GW de capacités éoliennes en 2020 (c'est-à-dire : 15,6 GW supplémentaires de capacités éoliennes terrestres). **Cette analyse n'a pas vocation à ajouter un chiffre de plus à la longue liste des estimations du coût de l'éolien, mais plutôt à apprécier sa sensibilité à certaines variables clés et à démontrer ainsi toute leur importance.**

Détail des hypothèses utilisées par le Centre d'analyse stratégique

- a) **L'éolien nécessite une adaptation et un renforcement du réseau** puisque les éoliennes ne sont pas nécessairement érigées dans des zones raccordées au réseau électrique. Ce dernier peut accepter sans trop de coûts additionnels une capacité éolienne de 10 GW, mais l'adaptation du réseau au-delà de cette capacité soulève certaines interrogations. RTE¹ évalue à un milliard d'euros la mise en place d'une capacité cumulée de 20 GW éoliens, dont 500 millions entre 2010 et 2012².
- b) Le bilan prévisionnel de RTE³ donne des renseignements sur le manque de capacités de production d'électricité à venir : **11 GW seront à construire à l'horizon 2020** si l'on veut répondre à la demande intérieure d'électricité. Les objectifs du Grenelle de l'environnement permettent donc de remplir partiellement ces objectifs, et **permettent d'éviter la construction de moyens de production plus conventionnels, principalement des turbines à gaz.**
- c) **La construction d'éoliennes est régulière : 1 300 MW par an jusqu'en 2020.**
- d) L'étude du bilan prévisionnel de RTE nous permet de faire l'hypothèse que 1 GW d'éolien remplacerait 0,25 GW de turbines à gaz.
- e) Une fois les capacités construites, **l'éolien en fonctionnement viendra se substituer à certaines sources d'énergie** : pour un tiers à l'électricité nucléaire, pour 28 % au gaz, pour 5 % au charbon ; le reste de l'électricité produite par les turbines serait exporté sur le marché européen. On suppose que le prix de l'électricité est corrélé au prix du gaz.

(1) RTE, *Le bilan électrique français 2008*, janvier 2009.

(2) Selon Dominique Maillard, président du directoire de RTE, lors du colloque organisé par le Sénat, « 23 % d'énergies renouvelables en 2020 : objectif utopique ou réalisable ? », il n'est pas beaucoup plus coûteux d'adapter le réseau pour une production à partir d'éoliennes que pour une production nucléaire. En effet, le coût d'adaptation est de 1 milliard d'euros pour 15 GW d'éoliennes contre 350 millions pour le nouvel EPR de 1,6 GW : pour le même coût, on construirait 5,2 GW d'éoliennes, ce qui correspond à 1,3 GW de centrales nucléaires.

(3) RTE, *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*, édition 2007.

- f) Conformément à l'étude de la Commission européenne de 2008, le prix du gaz atteindrait 7,9 \$/MBtu en 2020 (avec 1,25 \$/€). L'électricité passerait de 50 €/MWh en 2008 à 62 €/MWh.
- g) Le prix de la tonne de CO₂ (rapport de la Commission « Quinet », remis en juin 2008, *La valeur tutélaire du carbone*¹) passerait de 25 €/t en 2008 à 56 €/t en 2020.

Le scénario présenté ci-dessous est envisagé de manière indicative, à titre de référence. Le tableau n° 1 résume les résultats obtenus pour les hypothèses citées précédemment :

- *le coût de production* est calculé comme la somme de l'investissement initial actualisé sur une durée de vie de 20 ans, et d'un coût d'opération et maintenance ;
- le bénéfice lié à la *substitution aux centrales classiques* tient compte des constructions de centrales évitées ;
- la *diminution de la facture énergétique* évalue le gain réalisé sur les quantités non achetées de gaz ou d'uranium dans le cas où l'éolien se substitue à des centrales à gaz, à charbon ou à du nucléaire ;
- la *vente de permis carbone* illustre le profit retiré par les électriciens de la vente de permis sur le marché SCEQE.

Tableau n° 1 : Coûts liés à l'installation de 15,6 GW supplémentaires d'éolien à l'horizon 2020 (en millions d'euros)

	2010	2011	2012	2012	2014	2013	2016	2014	2018	2019	2020
Coût du producteur éolien (investissement et O&M*)	554	744	930	1 111	1 287	1 459	1 627	1 790	1 950	2 105	2 260
Coût de raccordement au réseau	8	8	8	3	3	3	3	3	3	3	3
Substitution aux centrales classiques	41	54	68	81	95	109	122	136	150	163	177
Diminution de la facture énergétique	220	331	444	559	675	793	915	1 038	1 164	1 291	1 421
Vente de permis carbone	46	73	104	138	177	219	267	319	378	442	514
Total	256	294	322	334	343	340	326	300	262	211	148

(*) O&M : opération et maintenance.

Source : Centre d'analyse stratégique (CAS)

Même si la méthode de calcul est identique à celle utilisée par l'Institut Montaigne, les hypothèses ont été complétées et mises à jour :

- a) le coût d'investissement a été revu : étant donné l'abaissement historique des coûts de l'éolien (80 % en une vingtaine d'années, 20 % sur les cinq dernières), on peut logiquement envisager une dégressivité de l'investissement. Sans aller jusqu'à reprendre les hypothèses très ambitieuses de l'EWEA et de la Commission

¹ Centre d'analyse stratégique, *La valeur tutélaire du carbone*, rapport de la commission présidée par Alain Quinet, Paris, La Documentation française, mars 2009

européenne sur le sujet (826 €/kW en 2020 soit une baisse de 3 % par an en moyenne), une décroissance de 2 % a été retenue dans le scénario de référence ;

- b) les coûts d'adaptation du réseau à l'intégration des capacités éoliennes pour 2020 ont été mis à jour conformément aux derniers chiffres rendus publics par RTE : 1 milliard contre 3 milliards précédemment ;
- c) de plus, cette étude de coût tient compte du caractère haussier et évolutif des prix de l'énergie ;
- d) enfin, en raison de l'attribution de quotas aux énergéticiens (notamment par le biais d'enchères à partir de 2012), le calcul a pris également en compte la réduction des émissions de CO₂ grâce au développement des éoliennes, en se référant au rapport du Centre d'analyse stratégique sur la valeur tutélaire du carbone, dit rapport Quinet.

Tableau n° 2 : Comparaison des hypothèses entre les différentes études coûts/bénéfices

Hypothèses	Institut Montaigne	SER	CAS - Scénario de référence	Sources CAS
Investissement en 2008	1 300 €/kW	1 300 €/kW	1 300 €/kW	<i>Institut Montaigne</i>
Investissement en 2020	1 300 €/kW	960 €/kW	1 020 €/kW	<i>2 % de réduction des coûts d'investissement par an</i>
Taux d'actualisation	8 %	8 %	8 %	<i>Institut Montaigne</i>
Durée de vie	20 ans	20 ans	20 ans	<i>Institut Montaigne/ EWEA</i>
O&M* (pourcentage de l'investissement initial)	2,3 %	2,3 %	2,3 %	<i>Institut Montaigne</i>
Coût d'adaptation du réseau	3 milliards	0	1 milliard	<i>RTE</i>
Heures de fonctionnement	2 100 h	2 100 h	2 100 h	<i>Hypothèse CAS</i>
Substitution à la construction de centrales thermiques	20 %	20 %	25 %	<i>RTE</i>
Économies d'énergie : substitution aux <i>inputs</i> des centrales thermiques	1/3 nucléaire, 2/3 thermique	1/3 nucléaire, 2/3 thermique	21 % exportations, 17 % nucléaire, 54 % de gaz et 8 % de charbon	<i>Hypothèse CAS d'après le bilan RTE 2008</i>
Prise en compte de l'évolution du prix des énergies fossiles	Non	Non mais réévaluation des prix	Prix du gaz en 2008 : 6,5 \$/MBtu en 2020 : 7,9 \$/MBtu	<i>Commission européenne</i>
Coût de fonctionnement d'une centrale nucléaire	11 €/MWh	12 €/MWh	28,4 €/MWh	<i>DGEMP, 2004</i>
Coût de fonctionnement d'une centrale gaz	50 €/MWh	75 €/MWh	Achat d'énergies fossiles (rendement de centrale de 0,5)	<i>Hypothèse CAS d'après bilan RTE</i>
Réduction des émissions de CO ₂ (tCO ₂ évitée par MWh éolien)	Non pris en compte	0,3 t/MWh d'éolien	0,28 t/MWh	<i>Hypothèse CAS d'après bilan RTE</i>
Prix de la tonne de CO ₂ en 2020	Non pris en compte	40 €/t	56 €/t	<i>Commission Quinet</i>

(*) O&M : opération et maintenance.

Source : Centre d'analyse stratégique

Si les chiffres de l'Institut Montaigne sont proches des résultats obtenus pour 2010, ces derniers s'en éloignent par la suite, en raison de la réactualisation de certaines variables, mais surtout de la prise en compte des évolutions de l'investissement, des prix de l'énergie, et de la considération de la vente des quotas de CO₂ sur le marché européen. **Malgré tout, l'éolien reste un coût pour la collectivité, à hauteur de 148 millions d'euros par an à l'horizon 2020.**

Tableau n° 3 : Comparaison des analyses coûts/bénéfices pour l'année 2020
(en millions d'euros)

Résultats en 2020	Institut Montaigne	SER	CAS
Coûts	3 260	2 640	2 260
Bénéfices	1 740	3 820	2 112
Total (coûts – bénéfices) en 2020	1 520	- 1 180	148

Source : Centre d'analyse stratégique

1.3. Les résultats du calcul de sensibilité

Ce paragraphe présente la sensibilité des résultats précédents à la modification de trois paramètres :

- le coût d'investissement ;
- la recherche de meilleurs emplacements ;
- le prix des énergies.

Tableau n° 4 : Les scénarios alternatifs, étude de sensibilité

	Leviers	Variables	Scénario de référence	Scénarios alternatifs	Sources
Paramètre 1	Amélioration de la technologie	Coût d'investissement	1 020 €/kW en 2020	826 €/kW en 2020	Commission européenne
Paramètre 2	Recherche d'une optimisation des potentiels de vent	Heures de fonctionnement	2 100 h en 2020	2 300 h en 2020	CAS
Paramètre 3	Augmentation du prix des énergies fossiles	Prix du gaz	7,9 \$/MBtu	11 \$/MBtu	Commission Énergie
		Prix du charbon	72 \$/t	90 \$/t	
		Prix du pétrole	60 \$/bep	125 \$/bep	CAS : régression
		Prix de l'électricité	62 €/MWh	82 €/MWh	

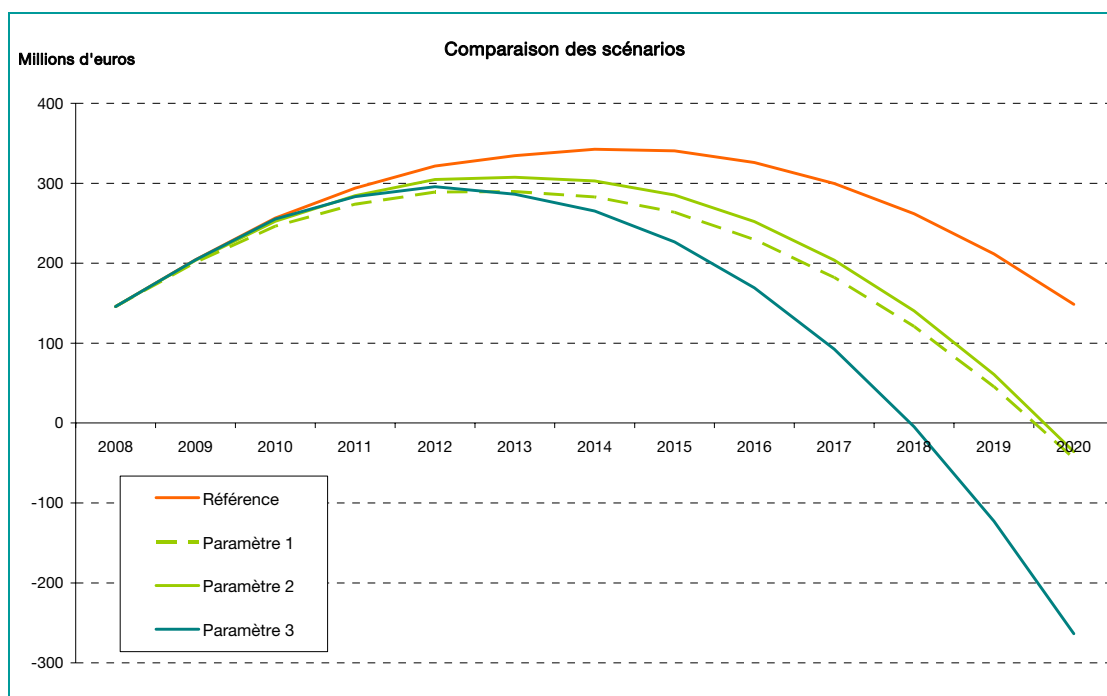
Source : Centre d'analyse stratégique

Le premier paramètre met l'accent sur la recherche dans les technologies du vent, en s'appuyant sur les coûts envisagés par la Commission européenne pour 2020. Le deuxième illustre la problématique du choix de leur localisation, indiquant qu'une politique d'implantation rationnelle permettrait d'augmenter le temps de fonctionnement des éoliennes, dans le cas où elles seraient situées dans un régime de vent convenable. Le troisième quantifie l'impact du prix des énergies fossiles sur la rentabilité de l'énergie. Les valeurs retenues sont issues de l'exercice prospectif de la

Commission Énergie de 2007, *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050*.

Le graphique n° 1 présente la courbe de rentabilité de la réalisation de 19 GW pour le scénario de référence ainsi que les trois courbes obtenues par variation des trois paramètres considérés.

Graphique n° 1 : Impact de la variation de certains paramètres sur le coût complet pour la collectivité de 19 GW de capacités éoliennes *onshore* en millions d'euros



Source : Centre d'analyse stratégique

Notre étude souligne la sensibilité de cette analyse coûts/bénéfices des mesures du Grenelle de l'environnement à l'égard de certains paramètres, puisque le coût cumulé du développement de ce programme représenterait pour la collectivité entre 2008 et 2020 un surcoût compris entre un et trois milliards. Néanmoins, cette étude met également en exergue que le coût complet annuel (y compris les externalités) de ce programme peut être négatif (conduisant donc à un bénéfice pour la collectivité) sous certaines conditions : une augmentation du prix du gaz (hypothèse fortement probable), ou encore une diminution des coûts de la technologie. Si deux des trois paramètres étudiés ici sont d'ordre exogène, le nombre d'heures d'utilisation dépend certes de l'évolution de la technologie, mais également de l'implantation des éoliennes, facteur primordial dans la politique énergétique française.

(1) Centre d'analyse stratégique, *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050*, op. cit.

1.4. L'importance du calcul de surcoût

La question du surcoût est de première importance car elle conditionne la légitimité du tarif d'achat. En effet, la contribution au service public de l'électricité (CSPE), payée par le consommateur final, prend en charge la péréquation tarifaire (les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental), l'obligation d'achat de l'électricité (les surcoûts résultant des politiques de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables), ainsi que la solidarité avec les personnes en situation de précarité. Elle répercute ainsi sur le consommateur la différence entre le prix payé par Électricité de France, conformément à ses obligations d'achat, et le prix de l'électricité sur le marché de gros.

La forme de la courbe de résultats (graphique n° 1) nous indique que cette énergie nouvelle se développera en deux temps :

- **une première phase** durant laquelle le coût complet présente un déficit pour la collectivité, qui doit être payé directement ou indirectement par le consommateur d'électricité à travers les tarifs d'achat ou, à partir de 2013, à travers le reversement d'une partie des sommes résultant de la vente aux enchères des quotas de CO₂ ;
- **une seconde phase** correspondant à l'apparition d'un bénéfice pour la collectivité : celui-ci devrait bénéficier logiquement à l'ensemble des acteurs, y compris au consommateur d'électricité. Si aujourd'hui l'éolien représente une faible part de la CSPE (5 % soit près de 100 millions d'euros en 2008 contre 57 % pour la péréquation tarifaire, et 28 % pour la cogénération), son poids dans la future facture d'électricité reste incertain, puisqu'il dépendra du prix de l'électricité sur le marché de gros. En effet, le calcul actuel de la contribution du consommateur correspond à la différence entre le tarif d'achat et le prix de l'électricité. Dans un *statu quo* sur la forme du tarif d'achat, la CRE évalue donc la part de l'éolien dans la CSPE à l'horizon 2020 entre 1,5 et 3,2 milliards d'euros par an, pour un prix de l'électricité variant de 45 à 75 €/MWh, ce qui représente une contribution annuelle pour un client résidentiel moyen au tarif Bleu comprise entre 21 et 45 euros TTC¹. Mais dans cette deuxième phase, l'électricité d'origine éolienne pourrait être concurrentielle sur les marchés de l'électricité et n'aurait plus besoin d'incitations, alors même que les tarifs d'achat actuels conduiraient à une augmentation importante de la CSPE à la charge du consommateur. Autrement dit, le prix payé par le consommateur pour le déploiement des éoliennes à travers le tarif d'achat pourrait être revu pour tenir compte des améliorations possibles de la rentabilité des éoliennes et aboutir ainsi à un meilleur partage du risque entre le consommateur, la collectivité et l'investisseur, et éviter d'ajouter une charge non négligeable aux dépenses contraintes du consommateur².

Sous d'autres aspects, le développement éolien, en particulier dans les territoires insulaires, pourrait alléger le poids de la péréquation tarifaire. En effet, **cette technologie de production est d'ores et déjà compétitive dans les territoires**

(1) Sur la base d'une consommation annuelle totale de 400 TWh et avec une assiette de TWh exonérés identique à ce qu'elle était en 2006 et 2007.

(2) Centre d'analyse stratégique, *Sortie de crise : vers l'émergence de nouveaux modèles de croissance*, rapport du groupe de travail présidé par Daniel Cohen, Paris, La Documentation française, à paraître fin 2009.

d'Outre-mer, où la production d'électricité s'appuie sur des centrales thermiques, émettrices de GES et dont l'approvisionnement en matières premières énergétiques coûte cher.

Les DOM et Mayotte bénéficient d'un tarif d'achat unique fixé à 11 c€/kWh. Malgré cette incitation plus élevée qu'en métropole, les capacités éoliennes dans ces régions évoluent peu. Afin d'expliquer l'**absence d'attractivité pour ces territoires**, Marc Vergnet, président-directeur général de Vergnet SA, invoque des coûts de transport très élevés, un manque d'accessibilité des sites, ainsi que des coûts de main-d'œuvre plus importants qu'en métropole, conduisant à une inadéquation des tarifs d'achat avec les montants réels d'investissement.

L'évaluation socioéconomique du programme de production d'électricité éolienne selon Coe-Rexecode

Le lecteur pourra également consulter la récente étude socioéconomique des énergies éolienne et photovoltaïque¹ publiée par l'Institut Rexecode. Celle-ci montre que le coût moyen de production de l'énergie éolienne est encore élevé en France en comparaison du prix de l'électricité, si bien que son développement impose un surcoût pour l'économie française. Avec un prix du pétrole progressant au rythme de l'inflation pour atteindre 80 dollars le baril en 2020 (en dollars courants), conduisant à un prix de l'électricité d'environ 55 euros (constants) sur le marché de gros, la somme actualisée des surcoûts liés aux obligations d'achat des éoliennes terrestres atteindrait 7,6 milliards d'euros 2008 cumulés sur la période 2007-2040 et serait compensée en partie par le gain provenant de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, qui serait d'environ 2,8 milliards d'euros (dans ce scénario, le montant de la CSPE liée aux éoliennes atteindrait 1,7 milliard en 2020).

En revanche, si le prix du pétrole en dollars courants atteint 150 dollars (soit environ 110 dollars en 2020 en dollars constants 2005), et si le prix de l'électricité en résultant est de 85 euros constants, le coût net de l'électricité éolienne s'annule, ce qui, compte tenu du bénéfice engendré par la réduction des émissions de CO₂, conduit à un gain pour la collectivité d'un peu moins de 3 milliards d'euros 2008.

L'Institut Rexecode en tire trois conclusions :

- a) le développement accéléré des énergies renouvelables imposera un surcoût pour les consommateurs et pour l'économie française ;
- b) plus le prix de l'énergie augmentera, moins le surcoût des énergies renouvelables sera élevé : au-delà d'un prix du baril de pétrole de l'ordre de 150 dollars en 2020 (en dollars courants), ce surcoût deviendrait un bénéfice économique pour l'énergie éolienne terrestre ;
- c) l'impact en termes d'emploi pour notre économie sera fortement lié à notre capacité à créer une filière amont le plus rapidement possible (même si les jeux semblent déjà largement faits pour l'éolien).

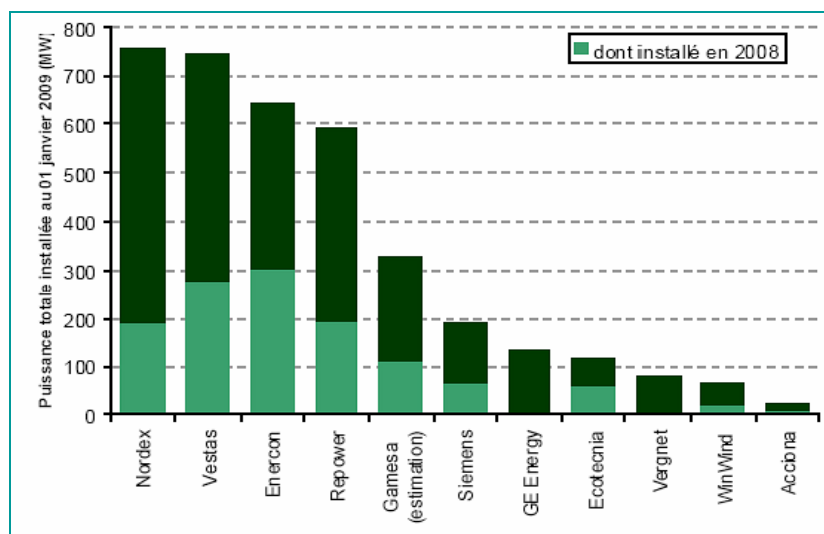
(1) Institut Rexecode, « Évaluation socioéconomique du programme de production d'électricité éolienne et photovoltaïque », *document de travail*, octobre 2009, www.coe-rexecode.fr/extranet/Analyses-et-previsions/Documents-de-travail/Evaluation-socio-economique-du-programme-de-production-d-electricite-eolienne-et-photovoltaique.

2. Une industrie éolienne française trop peu développée ?

La France ne compte aujourd'hui aucun fabricant d'éoliennes dans le « top 10 » mondial et est peu représentée sur le marché des fournisseurs d'équipements de premier rang pour éoliennes. Vergnet, seul constructeur français, est loin d'être majoritaire sur le marché français, avec moins de 10 % de part de marché. Souvent oubliés, **les sous-traitants français sont néanmoins nombreux** et bien implantés au niveau international : Aérocomposite Occitane, Rollix Defontaine, Carbone Lorraine, Areva T&D, CDE SA, SIAG, SPIE, Laurent SA, etc. **Certains secteurs, notamment l'aéronautique ou le secteur automobile, utilisent leur expertise pour pénétrer la filière éolienne** : EADS s'est ainsi lancé dans la construction de pales.

La filière éolienne emploie actuellement 7 000 salariés dans les systèmes de production et d'achat d'équipements éoliens, ainsi que 500 salariés dans la vente d'électricité éolienne. La très grande majorité des emplois (90 %) se situe dans la distribution et l'installation, le reste se répartissant dans la fabrication (3 %) et la maintenance (7 %¹). Avec cette ventilation des emplois, le développement attendu de la filière risque de profiter – sans mesures d'industrialisation adéquates – davantage aux industries étrangères, déjà bien implantées et compétitives.

Graphique n° 2 : Parc installé au 1^{er} janvier 2009 par constructeur en France



Source : SER-FEE

Comptant bien développer l'industrie de l'équipement, les grands énergéticiens français font leur entrée sur le marché. Areva et Alstom se positionnent sur le marché de la fabrication et de l'assemblage des composants² : rachats du constructeur espagnol Ecotecnia par Alstom et du constructeur allemand Multibruid par Areva³. Certains grands énergéticiens, tel EDF, ont introduit en Bourse leurs activités dans les énergies renouvelables. **Le marché français de l'éolien vit sa première phase de concentration.** De manière générale, les entreprises du secteur poursuivent un

(1) EurObserv'ER, *État des énergies renouvelables en Europe*, 2008.

(2) ADEME, *Marchés, emplois et enjeu énergétique des activités liées à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables*, juillet 2008.

(3) Syndicat des énergies renouvelables (SER), *L'éolien, une filière dynamique et créatrice d'emplois*, février 2009.

rythme de croissance fort, notamment chez les constructeurs, leurs fournisseurs et leurs sous-traitants. Les exploitants français adoptent une double stratégie, qui repose sur une sécurisation du *sourcing* en aérogénérateurs en signant des contrats-cadre avec les constructeurs et sur une réalisation d'opérations de croissance externe pour accélérer la pénétration du marché.

3. Un pari pour l'avenir

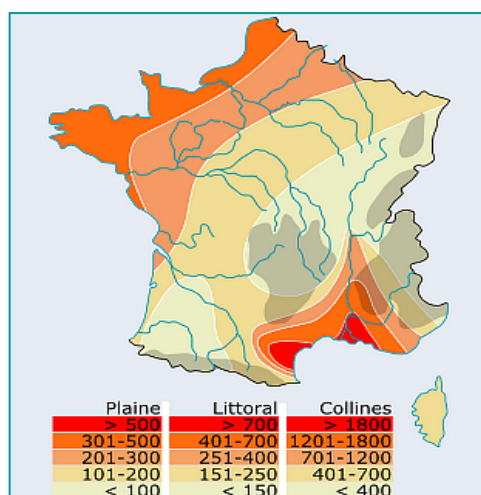
L'intérêt du développement de la filière éolienne est triple : faciliter l'atteinte des objectifs européens en termes de proportion d'énergies renouvelables, créer des emplois et bénéficier aux collectivités locales. Les objectifs fixés par le Grenelle de l'environnement permettent d'espérer une accélération des créations de postes et des bénéfices de la filière française. Le marché éolien a généré un chiffre d'affaires de 1,7 milliard d'euros en 2007, auquel il faut ajouter les 360 millions liés à la vente d'électricité. L'ADEME prévoit **qu'en 2012, le secteur éolien, industrie et achat confondus, emploierait 18 100 personnes (et jusqu'à 60 000 en 2020) pour un marché de 6,3 milliards¹.**

Les perspectives économiques futures de l'installation de 19 GW de capacités *onshore* dépendent de facteurs maîtrisables, tels que l'effort de recherche ou une réglementation rationnelle, mais aussi de données exogènes, comme le prix des énergies fossiles, dont l'évolution sera haussière et soumise à une forte volatilité. Au niveau européen, un marché de quotas efficace (SCEQE) permettrait d'instaurer un signal-prix à la mesure de l'effort demandé, allégeant ainsi le coût de l'éolien pour la collectivité. Posé en ces termes, le développement de l'éolien est donc un pari économique ambitieux.

Le président d'EDF, lors d'un colloque organisé au Sénat sur le thème « 23 % d'énergies renouvelables en 2020 : objectif utopique ou réalisable ? », soulignait qu'il ne fallait pas répondre au défi énergétique par le « tout quelque chose » mais prôner à l'inverse une diversification du bouquet. Si l'argument semble recevable, les spécificités françaises remettent en question le bien-fondé de l'éolien, qui doit justifier de son coût pour la collectivité et répondre au double défi imposé par la conjoncture actuelle, à savoir réduire les émissions de gaz à effet de serre, tout en redynamisant l'économie française.

Comme l'a rappelé le Président de la République le 9 juin 2009 au Bourget-du-Lac, l'État peut s'engager à financer le développement de la filière éolienne, dans la mesure où

Figure n° 1 : Potentiel éolien (puissance moyenne du vent selon les zones, en W pour un m² de section verticale prise à 50 m du sol) Source : ADEME



(1) ADEME, « Maîtrise de l'énergie et développement des énergies renouvelables », *ADEME&Vous, Stratégie & Études*, n° 13, juillet 2008.

celle-ci crée de l'emploi et de la richesse. Les procédures de développement de l'éolien, telles que les tarifs d'achat après 2012, pourraient bien être revues si la filière ne démontre pas rapidement son dynamisme.

En effet, celle-ci a pris du retard en comparaison du démarrage de certains pays, tels que l'Allemagne, le Danemark, les États-Unis, mais également la Chine ou encore l'Espagne. Concentrant des emplois dans l'opération et la maintenance, les entreprises françaises ne peuvent actuellement rivaliser avec leurs consœurs étrangères, à qui les mesures du Grenelle sur le développement éolien pourraient profiter davantage. La filière souffre d'un manque d'adéquation entre offre et demande, principalement dû à un déficit de personnels qualifiés. **Pour créer des emplois, l'industrie française devra développer l'ensemble de sa chaîne de valeur, de la fabrication des aérogénérateurs à la maintenance.**

La structuration d'une industrie éolienne pourrait être mise à mal dès 2010 par la crise du crédit, une situation qui, en l'absence de mesures de soutien à l'industrialisation efficaces, pourrait profiter davantage aux grandes entreprises qu'aux petites souhaitant intégrer ce nouveau marché.

L'argument d'une réduction des émissions de GES plaide pour un développement éolien mais ne le justifie pas à lui seul, en raison de la forte prééminence du nucléaire, énergie également faiblement émettrice et moins coûteuse. **Deux idées principales sous-tendent la montée en puissance de l'industrie éolienne.**

D'une part, **ses perspectives de croissance à l'échelle internationale sont très importantes.** L'éolien étant pour le moment la plus mature et donc la moins chère des énergies renouvelables, de nombreux pays, notamment les pays émergents et les pays en développement (PED), optent pour cette énergie afin de répondre à l'urgence climatique de la prochaine décennie. Le GWEC annonce pour 2013 une capacité totale de 332 GW, contre 120 GW aujourd'hui. À l'instar de l'Allemagne ou encore du Danemark, **la France a tout à gagner à développer une industrie qui exporte une technologie de pointe.** Cependant, certains grands énergéticiens français préfèrent se positionner davantage dans l'éolien *offshore* que dans l'*onshore*, filière considérée comme mort-née.

D'autre part, la logique d'ouverture des frontières énergétiques européennes donne tout son sens à l'éolien, en répondant aux problématiques d'épuisement des ressources, de sécurité énergétique, et surtout de réduction des émissions de GES. **La France est un lieu d'implantation excellent en termes de répartition et vitesse des vents, puisqu'elle constitue le deuxième potentiel éolien en Europe après la Grande-Bretagne.** Une politique commune européenne ainsi qu'un marché européen de l'électricité permettraient une utilisation optimale des potentiels éoliens – en France et en Grande-Bretagne – et une répartition plus équilibrée des installations, élargissant la zone d'implantation et maximisant les bénéfices du « foisonnement ». Une amélioration des modalités d'accès ainsi qu'une augmentation des interconnexions électriques entre la France et les pays limitrophes accroîtraient les capacités d'exportation de la France, et diminuerait les coûts pour la collectivité.

Un tel développement du réseau viendrait alléger le débat européen sur la sécurité énergétique. La France se placerait alors comme un exportateur majeur d'électricité en Europe, aussi bien d'origine nucléaire que d'origine éolienne. **Reste bien sûr à définir précisément où planter ces éoliennes, puisque actuellement 50 % des**

éoliennes sont situés en régime de vent continental alors que les plus grands potentiels se trouvent le long des côtes, signe d'un relatif manque de planification nationale. Pour répondre aux critiques à l'égard d'implantations parfois abusives d'éoliennes qui interviennent dans un contexte d'ouverture à la production des marchés de l'électricité, la loi Grenelle I stipule que « le développement des énergies renouvelables sera facilité par le recours, aux différents échelons territoriaux, à la planification, à l'incitation et à la diffusion des innovations. Dans chaque région, un schéma régional des énergies renouvelables définira par zones géographiques sur la base des potentiels de la région et en tenant compte des objectifs nationaux, des objectifs qualitatifs et quantitatifs de la région en matière de valorisation du potentiel énergétique renouvelable et fatal¹ de son territoire. L'État se fixe comme objectif une adoption de ces schémas dans un délai d'un an après la publication de la présente loi. Ces schémas auront en particulier vocation à déterminer des zones où les parcs éoliens seront préférentiellement construits. La concertation locale et le cadre réglementaire de l'éolien seront améliorés » (article 19 du projet de loi Grenelle I).

L'implantation des éoliennes : les ZDE

Les conditions d'implantation des éoliennes sont largement discutées dans le projet de loi Grenelle II. Ce projet de loi (article 34) débattu par le Sénat au début du mois d'octobre prépare le classement des éoliennes sous le régime des installations classées pour l'environnement (ICPE). La proposition d'appliquer la procédure ICPE aux grandes éoliennes avait été introduite dans le comité opérationnel n° 10 du Grenelle de l'environnement par les associations de protection des paysages afin de mieux prendre en compte les impacts multiples de l'éolien industriel. L'administration a notamment présenté l'intérêt qu'il pourrait y avoir à remplacer les nombreuses dispositions juridiques spécifiques à l'éolien par une procédure éprouvée qui conserve les mêmes principales étapes (étude d'impact, enquête publique) pour les plus grandes éoliennes. Les autres membres du comité opérationnel s'étaient prononcés contre ce classement qui remettait en question les pratiques actuelles et donnait un affichage négatif en assimilant les éoliennes à des activités industrielles classiques.

Rappelons qu'une installation classée pour la protection de l'environnement est une installation qui peut présenter des dangers ou inconvénients au titre des intérêts suivants : commodité du voisinage, santé, sécurité, salubrité publique, agriculture, protection de la nature, de l'environnement et des paysages, conservation des sites, des monuments et des éléments du patrimoine archéologique. Si, jusqu'à présent, ces installations étaient soumises à une procédure soit d'autorisation soit de simple déclaration suivant la gravité des dangers ou des inconvénients que peut présenter leur exploitation, l'ordonnance du 11 juin 2009, relative à l'enregistrement de certaines installations classées pour la protection de l'environnement, a créé une nouvelle procédure d'autorisation simplifiée, dite d'enregistrement.

Lors du vote du projet de loi, les sénateurs ont reporté d'un an le classement des éoliennes en ICPE, prévu pour janvier 2010. Ils ont également réduit les délais de recours prévus par ce régime : ils ont ramené cette période s'élevant à quatre ans à une période calquée sur la législation actuelle de deux à quatre mois. Les éoliennes *offshore* sont dispensées de permis de construire. En outre, les sénateurs ont étendu les critères de définition des ZDE à la protection de la sécurité publique, de la biodiversité et du patrimoine archéologique.

Il sera néanmoins du ressort de l'administration de veiller à ce que la mise en place de ce nouveau régime d'autorisation ne conduise pas à une trop grande complexité administrative pour les opérateurs.

(1) L'énergie fatale désigne l'énergie présente ou piégée dans certains produits ou processus, qui peut être récupérée et valorisée. Les déchets ménagers sont ainsi une source d'énergie fatale.

Le développement de l'éolien connaît donc certains obstacles : des procédures administratives complexes, ou encore une industrie française à l'état embryonnaire. L'examen des politiques en matière de développement de l'énergie éolienne est riche d'enseignements et apporte un éclairage intéressant sur les solutions à envisager pour la France.



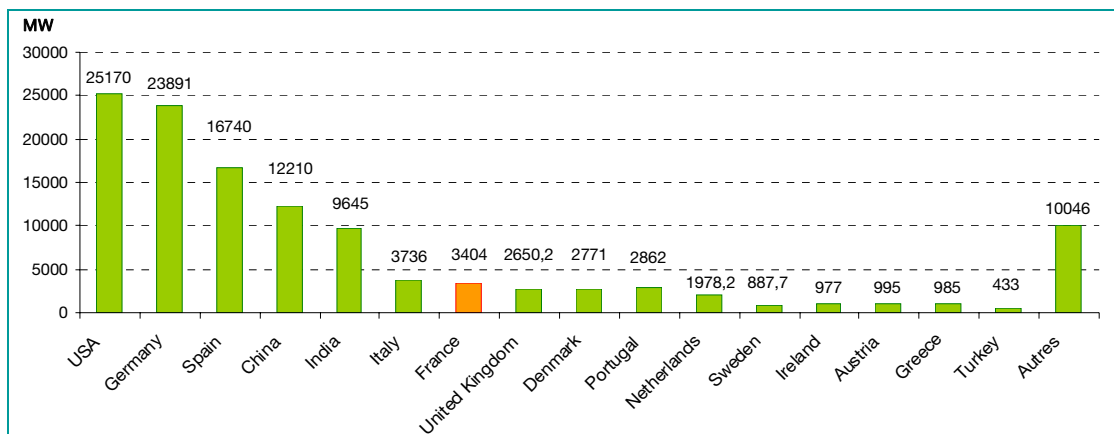


Un défi relevé par l'étranger



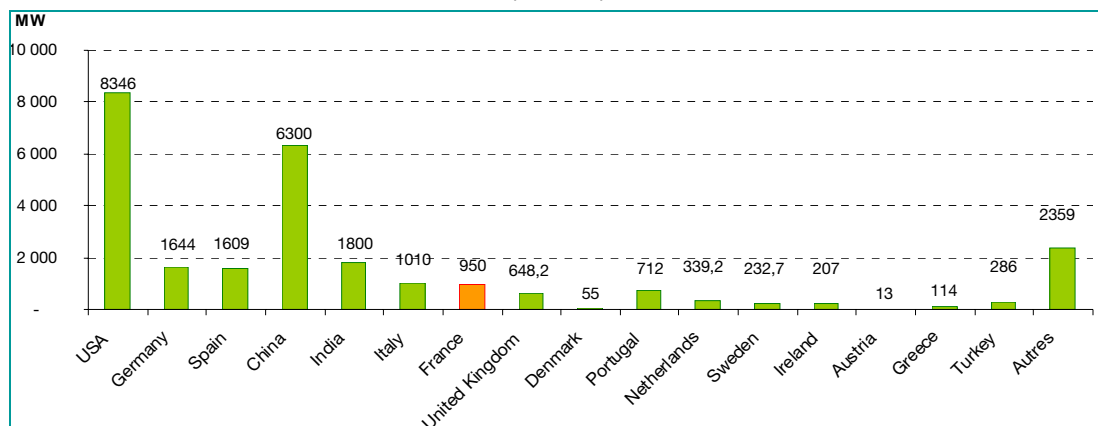
Compte tenu de leur situation énergétique, certains pays ont su exploiter, avant les autres, le potentiel de l'éolien : l'Allemagne, le Danemark et les Etats-Unis ont ainsi initié un engouement sans précédent pour cette énergie verte. D'autres pays connaissent actuellement des croissances exceptionnelles : c'est le cas de la Chine, mais aussi de l'Espagne. En 2008, ce pays a installé 1 600 MW de capacités éoliennes, confirmant sa deuxième place européenne après l'Allemagne, en termes d'électricité éolienne produite.

Graphique n° 3 : Capacité éolienne terrestre en 2008
(en MW)



Source : EWEA, European Wind Energy Association

Graphique n° 4 : Nouvelles capacités éoliennes terrestres installées en 2008
(en MW)



Source : EWEA, European Wind Energy Association

1. Le développement réussi de la filière éolienne allemande

1.1. État des lieux

Allemagne

Capacité éolienne cumulée : 23 891 MW

Capacité installée en 2008 : 1 644 MW

Entreprises à rayonnement mondial : Enercon (représente 15,4 % du marché mondial), Siemens (7,3 %), Nordex (3,4 %), Repower (3,2 %)

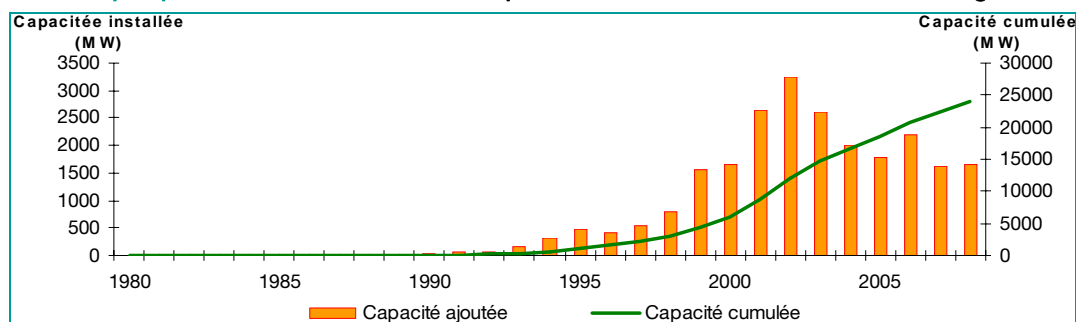
Emplois de la filière éolienne : 84 000 (directs et indirects)

Principales incitations : R & D importante, tarifs de rachat élevés et pérennes, implication de la population

Considérée comme un des berceaux de l'éolien, l'Allemagne reste le leader incontesté de ce marché. Première capacité installée en Europe (22 GW), tout juste détrônée par le Danemark en 2008, elle a produit l'année dernière 40,4 TWh d'électricité éolienne, représentant 7,5 % de sa consommation nette d'électricité. L'industrie allemande a évidemment répondu présente aux besoins intérieurs, mais a principalement détecté le potentiel socioéconomique de la filière éolienne,

qui mobilise maintenant près de 84 000 personnes¹. Avec quatre industriels dans le « top ten » des fabricants européens, les entreprises allemandes génèrent un quart du chiffre d'affaires mondial de 25 milliards d'euros². La part de l'équipement destinée à l'exportation est passée de 74 % en 2006 à 84 % en 2007.

Graphique n° 5 : Évolution de la capacité installée et cumulée en Allemagne



Source : EWEA, European Wind Energy Association

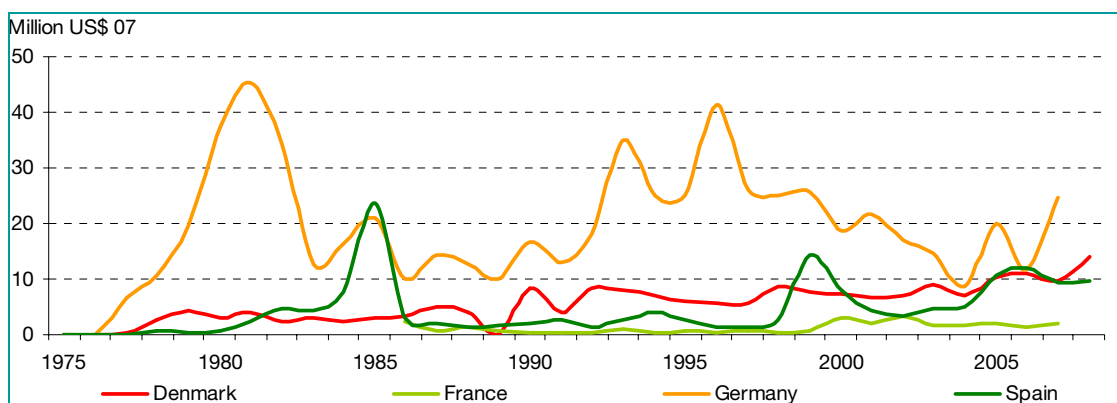
(1) EWEA, *Wind at Work: Wind Energy and Job Creation in the EU*, janvier 2009.

(2) GWEC, *Global Wind 2008 Report*, 2009.

1.2. Leviers de développement

La décision d'abandonner le nucléaire (près du quart de la production électrique), ainsi que les directives européennes en matière de changement climatique, mettant à mal le secteur électrique allemand qui s'appuie principalement sur le charbon (à l'origine de la moitié de la production électrique), sous-tendent la politique du gouvernement allemand et poussent à développer l'éolien. Dans cette perspective, l'État a mis en place un important dispositif d'aides et **des fonds substantiels alloués à la recherche**. C'est dans les années 1970 qu'il commence à miser sur la technologie éolienne par le biais de la recherche. En 1991, une loi pour « l'injection » d'électricité générée par des énergies renouvelables dans le réseau public donne une première impulsion au secteur industriel : les entreprises publiques doivent acheter le kWh d'origine éolienne à un prix garanti (90 % du prix à la consommation de l'année précédente). À cela s'ajoutent les subventions accordées par les Länder, **le développement de la recherche** et les prêts avantageux financés par l'État. L'observation des fonds attribués à la recherche révèle que les pays qui ont le plus investi ont connu le plus fort développement : l'Allemagne est d'ailleurs bien au-dessus de ses voisins, alors que la France est très en retard (graphique n° 6). Ces chiffres de l'Agence internationale de l'énergie sont cependant à prendre avec précaution compte tenu des différences méthodologiques qui existent entre les pays (par exemple, inclusion ou non des fonds régionaux ou européens dans la comptabilisation).

Graphique n° 6 : Fonds alloués à la recherche dans le domaine de l'éolien
(en millions de dollars US 2007)



Source : IEA

La libéralisation du marché électrique a mis en péril la rémunération de certains exploitants puisque les prix à la consommation ont baissé, conduisant le gouvernement à adopter en 2000 une nouvelle loi sur les énergies renouvelables, **EEG – Erneuerbare Energien Gesetz** – révisée régulièrement depuis, afin d'adapter les tarifs de rachat aux conditions du marché et aux développements technologiques. La dernière version, datant de 2008 et appliquée en janvier 2009, **fixe un tarif d'achat initial** – plus bas que les niveaux précédents – **de 9,2 c€/kWh, payé pendant cinq ans, avec une dégression tarifaire annuelle de 1 % pour les nouvelles installations**. Les turbines dont le rendement est trop faible ne reçoivent aucune compensation financière, ce qui permet d'éviter les installations dans des régions peu ventées. Selon les conditions d'exposition au vent, ce tarif initial peut être payé pendant quinze années supplémentaires, ou, à l'extrême, être limité à un tarif « de base » de 5,02 c€/kWh. Les installations sur des sites peu venteux ne se voient accorder aucun

tarif de rachat sur vingt ans. Autre élément intéressant de la EEG, un bonus de 0,5 c€/kWh est accordé à la production de fermes éoliennes qui auront été entièrement rénovées (*Repowering*). En Allemagne, le code fédéral de l'urbanisme comporte une disposition qui empêche la multiplication des installations isolées : un projet d'implantation sur une partie donnée du territoire municipal est considéré comme portant atteinte à l'intérêt général lorsqu'un plan d'aménagement prévoit l'édification d'éoliennes sur d'autres parties du même territoire.

À l'instar du Danemark, dont l'exemple est développé ci-après (section 4), les habitants eux-mêmes ont largement participé au développement de l'éolien en Allemagne. Aujourd'hui encore, près de 200 000 Allemands détiennent une part dans le capital d'une unité de production¹.

1.3. Perspectives

Non content d'endosser l'objectif européen de 18 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale en énergie en 2020, le gouvernement allemand durcit sa position en proposant un objectif plus contraignant de 30 % et pourrait même atteindre 47 % dans la production électrique, faisant montre une nouvelle fois de son engagement en matière d'environnement. Cependant, l'éolien allemand « s'essouffle » périodiquement, en raison de la difficulté à trouver de nouveaux sites suffisamment venteux. Cette situation incite les exploitants à se tourner depuis 2003 vers la technique dite du « *Repowering* », qui consiste à remplacer les turbines obsolètes occupant les meilleurs terrains par des turbines jusqu'à quatre fois plus productives. En 2007, 6 % des nouveaux projets éoliens étaient des projets de ce type.

L'Allemagne s'est donné les moyens de réussir son pari précoce : développer l'éolien sur son territoire et exporter la technologie. S'appuyant sur une recherche solide, alimentée régulièrement par des fonds importants, et sur des politiques incitatives, l'industrie du vent allemande rayonne et a permis de réduire les émissions de CO₂ de 34 millions de tonnes en 2007.

2. La naissance du géant chinois

2.1. État des lieux

Chine

Capacité éolienne cumulée : 12 210 MW

Capacité installée en 2008 : 6 300 MW

Entreprises à rayonnement mondial :

Goldwind (2,8 %)

Principales incitations : incitation privilégiant le développement d'entreprises locales, appels d'offres combinés à un tarif de rachat

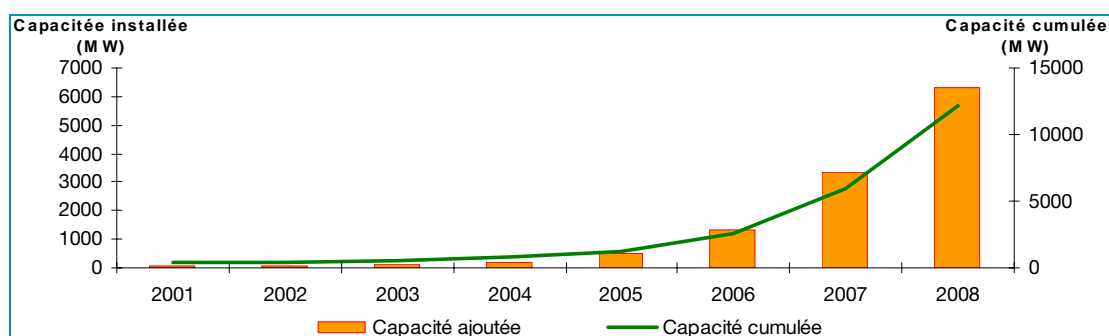
Depuis 2005, l'éolien chinois connaît une envolée exceptionnelle, doublant sa capacité année après année : **en 2008, la Chine a installé 6,3 GW pour atteindre une puissance totale de 12,2 GW**. Les prévisions de demande d'électricité envisagent un doublement (voire plus) des capacités électriques entre 2005 et 2015 afin de répondre à la demande intérieure. L'essor de l'économie chinoise, en plein boom

(1) Mendonça M. *et al.*, « Stability, participation and transparency in renewable energy policy: lessons from Denmark and the United States », *Policy and Society*, vol. 27, issue 4, mars 2009.

mais s'appuyant essentiellement sur le charbon, et des contraintes environnementales pressantes imposent à la Chine de diversifier son approvisionnement électrique et d'impulser le développement d'énergies « vertes ».

Ce marché prometteur attise évidemment la convoitise des constructeurs de turbines : **en 2008, 20 nouveaux acteurs ont fait leur entrée sur le marché chinois, leur nombre passant ainsi à 70.** Aux trois grands acteurs chinois (Goldwind, Sinovel, et Dongfeng Electric) viennent s'ajouter des groupes internationaux (Vestas, Suzlon, GE, Gamesa, Nordex et Repower). De nombreuses entreprises chinoises ont opté pour des accords de licence avec les groupes occidentaux.

Graphique n° 7 : Capacité totale installée en Chine (MW)



Source : GWEC

2.2. Leviers de développement

Pratiquement, **le gouvernement oblige les acteurs énergétiques chinois possédant une capacité de plus de 5 GW à dédier 3 % de leur puissance aux énergies renouvelables (hors hydraulique), et 8 % en 2020.** Afin de favoriser l'industrie locale, **le gouvernement a mis en œuvre des mesures non négligeables**, dont une obligation de recourir à hauteur de 70 %¹ à des composants de turbines fabriqués en Chine. En outre, il a imposé en avril 2008 une taxe sur les turbines importées, dont les profits vont au gouvernement, censé les ventiler ensuite dans l'industrie éolienne. En août de la même année, il a mis en place une incitation financière à destination des producteurs chinois d'équipement éolien, en octroyant une prime pour la construction des 50 premières turbines certifiées conformes à la régulation. Ces mesures ont porté leurs fruits, **puisqu'en 2007, les entreprises chinoises représentaient 55 % du marché, contre 41 % l'année précédente.** Les faibles coûts de main-d'œuvre induisent des prix inférieurs à ceux de l'Occident, ce qui devrait permettre à la Chine de s'imposer sur le marché international, où elle est actuellement peu présente. La Chine devrait être en mesure de commencer cette année à exporter de manière substantielle, notamment vers l'Europe et le Japon.

En 2006, les parlementaires chinois ont adopté une loi sur les énergies renouvelables, portant sur l'obligation d'achat d'électricité issue d'énergies renouvelables par les réseaux à un prix fixé par la NDRC (*National Development and Reform Commission*) ou les provinces elles-mêmes. Cette loi stipule que la différence entre le prix de l'électricité produite à partir de renouvelables et celui de l'électricité produite à partir de charbon doit être supportée par l'ensemble du secteur électrique. **Un supplément est ajouté au prix de l'électricité vendue sur le réseau afin d'alimenter**

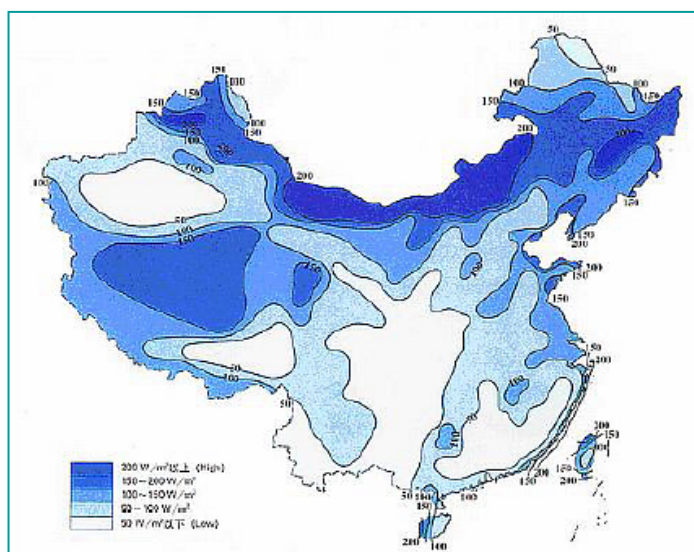
(1) EWEA, « Global markets: the World catches up with Europe », *Wind Directions*, juillet/août 2008.

un fonds collecté par le gouvernement, qui le redistribue ensuite. Un producteur éolien chinois vend alors son électricité au prix du marché, mais récupère ultérieurement la différence entre le prix négocié de sa production et le prix de base.

Les prix d'achat sont loin d'être intéressants pour les entreprises étrangères. Les projets de plus de 50 MW sont soumis à approbation du NDRC et à un appel d'offres, afin d'inciter à une réduction du prix de l'électricité éolienne. Mais ces tarifs ne correspondaient à aucun projet viable, ce qui a conduit les autorités chinoises à limiter le poids du prix comme variable de décision dans le choix des projets. Le prix de vente de l'électricité issue de projets de moins de 50 MW est également approuvé par le NDRC. Théoriquement plus favorable pour l'industriel, ce prix apparaît très proche de celui déterminé par les appels d'offres. **Depuis 2005, 90 %¹ des projets à gestion non concessionnaire ont été enregistrés en tant que mécanisme de développement propre², illustrant la non-rentabilité des projets éoliens chinois.** Les prix bas tendent à développer une industrie éolienne bon marché mais de moindre qualité.

La Chine se heurte à des difficultés majeures : il semblerait qu'une grande proportion des lieux possibles de production éolienne en termes de régimes de vent se situerait au nord-ouest, dans des zones très peu peuplées (figure n° 2). **L'acheminement de l'électricité vers les zones de consommation situées principalement à l'est pose des problèmes de transmission et de construction des réseaux.** Les gestionnaires de réseau et l'État peinent à suivre le rythme effréné de construction d'éoliennes et à étendre le réseau. **Beaucoup d'entre elles ne sont donc pas raccordées.**

Figure n° 2 : Distribution des potentiels de vent en Chine (en bleu foncé : les plus forts potentiels de vent)



Source : IIEJ

(1) GWEC, *China Wind Power Report*, China Environmental Sciences Press, 2007.

(2) Les mécanismes de développement propre (MDP) permettent à un opérateur de générer des crédits d'émission (CER ou *Certified Emission Reduction*) en contrepartie des réductions résultant de projets conduits dans des pays en développement qui ont ratifié le Protocole de Kyoto mais qui ne sont pas soumis à un engagement de réduction de leurs émissions. Les MDP permettent aux pays de l'Annexe B d'atteindre les objectifs fixés par le Protocole tout en transférant de la technologie aux pays en développement. L'enjeu de l'accord étant l'atténuation globale des émissions, ces mécanismes devant répondre à un critère d'« additionnalité », pour éviter de correspondre à un simple déplacement de charge des pays industrialisés vers les PED.

2.3. Perspectives

En 2009, la filière éolienne devrait continuer sur sa lancée, propulsant ainsi la Chine en deuxième place, derrière les États-Unis mais devant l'Allemagne et l'Espagne. À plus long terme, son dynamisme hors norme permettrait de surpasser les objectifs préalablement fixés, avec 80 à 100 GW à l'horizon 2020. **Dans son plan de développement des énergies renouvelables, la Chine s'est fixé des objectifs de capacités éoliennes de 5 GW en 2010 (récemment revu à la hausse à 10 GW) et de 30 GW en 2020, chiffre revu largement à la hausse puisque le gouvernement chinois a récemment annoncé une capacité de 100 GW pour cette même année.** Ce marché en plein essor et à fort potentiel attire bien entendu les entreprises européennes, telles que Vestas, qui s'est déjà implantée en Chine, avec une part de marché de 28 %, juste derrière la grande entreprise chinoise Goldwind (31 %).

La technologie chinoise éolienne reste néanmoins en retard par rapport à ses concurrentes étrangères. Les 70 % de production locale imposés par les autorités ont peu favorisé le transfert technologique. **La Chine devra donc relever le défi de l'innovation.**

3. Les États-Unis, la plus forte croissance de l'éolien

3.1. État des lieux

États-Unis

Capacité éolienne cumulée : 25 170 MW

Capacité installée en 2008 : 8 358 MW

Entreprises à rayonnement mondial : GE Wind (15,5 % en 2008)

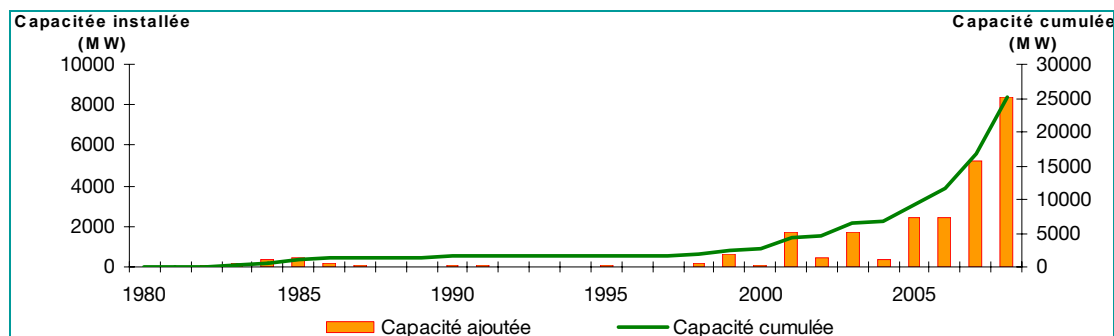
Emplois de la filière éolienne : 85 000

Principales incitations : crédits d'impôt, dépréciation, prêts à taux zéro, objectifs par État en termes de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, programme volontaire de *Green Pricing*, certificats verts

Les États-Unis, longtemps premiers émetteurs de CO₂, possèdent un secteur électrique largement tributaire du charbon, qui contribue à 40 % des émissions américaines annuelles. L'industrie éolienne y a pris son envol, avec un taux moyen annuel de croissance de l'ordre de

32 % sur les cinq dernières années. **Avec 8 358 MW installés en 2008, les États-Unis sont passés en tête du classement des pays possédant le plus de capacités éoliennes¹.** Cette capacité éolienne représente 1 % de la consommation électrique totale, soit l'équivalent de quelque 7 millions de foyers.

Graphique n° 8 : Capacité totale installée aux États-Unis

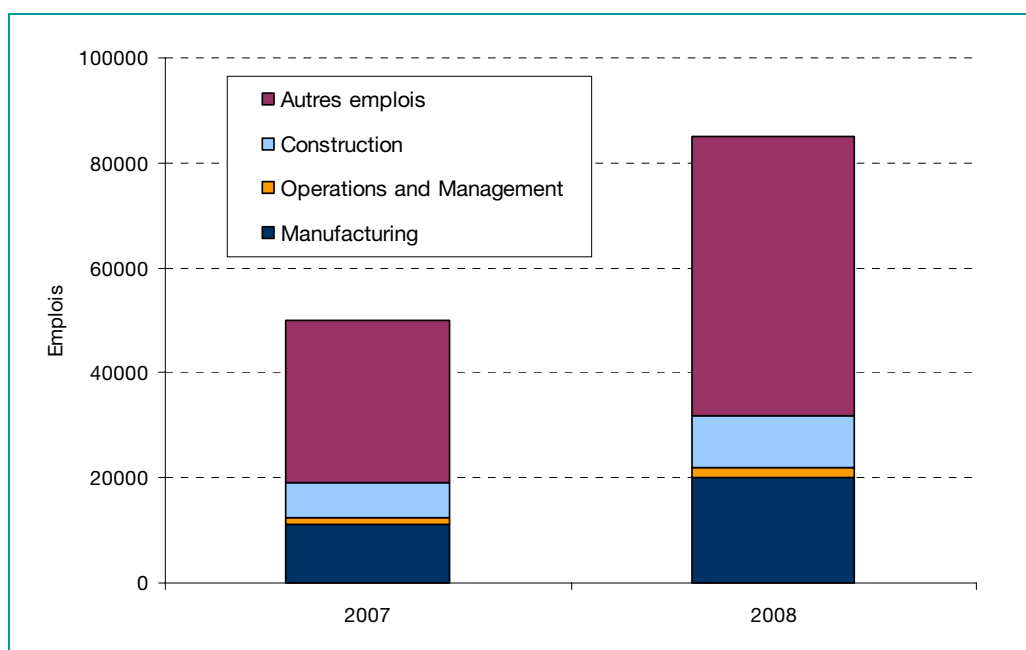


Source : AWEA

(1) GWEC, *Global Wind 2008 Report*, 2009.

Le développement de l'industrie éolienne aux États-Unis s'illustre par la part de marché importante de l'acteur américain GE Wind – 14,8 % au niveau mondial – et par son chiffre d'affaires de 4 milliards d'euros en 2007¹. GE Wind est particulièrement bien implanté sur le marché américain (44 % du marché des constructeurs éoliens)². Le renforcement de l'industrie américaine, notamment en 2008, a eu pour conséquence une diminution de l'*outsourcing* pour l'approvisionnement des turbines : près de 50 % de celles-ci sont fabriquées aux États-Unis (contre 30 % en 2006), stimulant ainsi les emplois de la filière. **Se positionnant de plus en plus dans la fabrication, la filière éolienne américaine employait en 2008, avant la crise, plus de 85 000 personnes, contre 50 000 en 2007³.**

Graphique n° 9 : Emplois dans la filière éolienne américaine en 2007 et 2008



Source : AWEA, Annual Wind Industry Report

3.2. Leviers de développement

Contrairement à l'Allemagne ou au Danemark, les États-Unis ont privilégié les grands projets éoliens afin de maximiser l'effet d'échelle. Une large gamme d'incitations a été mise en place afin d'impulser le développement de l'énergie éolienne, à l'échelle de l'État fédéral :

- le crédit d'impôt à la production (***Production Tax Credit*** ou PTC) a été établi par l'*Energy Policy Act* en 1992 ; il a institué un crédit d'impôt équivalent à 2 c\$ par kWh produit pendant les dix premières années de fonctionnement. Si cette mesure incite les producteurs à implanter des éoliennes performantes dans les sites les plus venteux, elle inquiète les investisseurs par son irrégularité. En effet, ses interruptions en 2000, 2002 et 2004 ont conduit à une décélération du nombre de

(1) EurObserve'ER, *Le Baromètre éolien 2008*.

(2) US Department of Energy, *Annual Report on U.S. Wind Power: Installation, Cost, and Performance, Trends : 2007*, mai 2008.

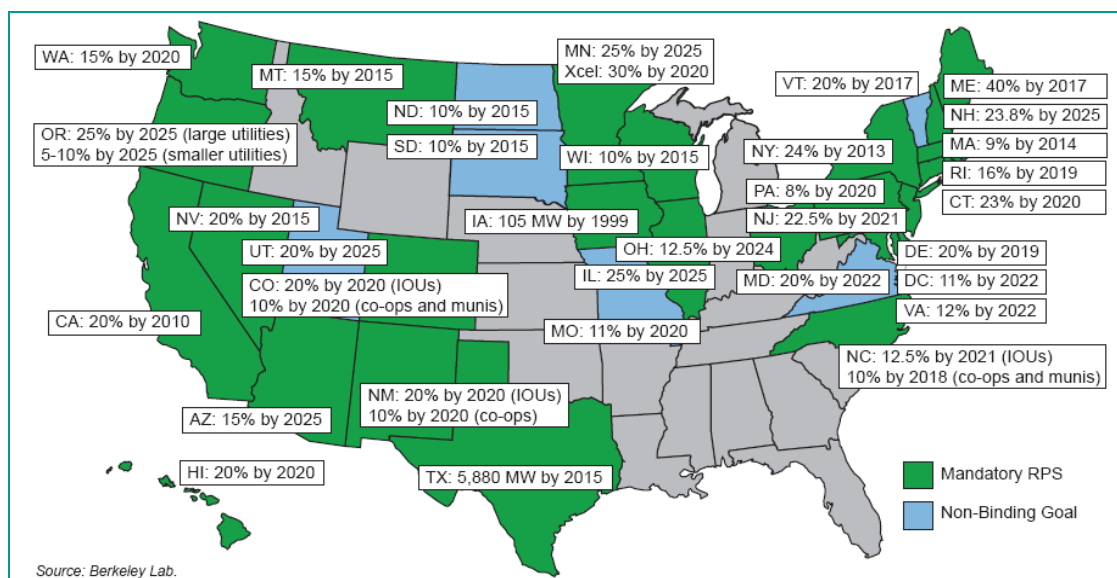
(3) American Wind Energy Association (AWEA), *Annual Wind Industry Report*, 2009.

capacités installées ces mêmes années, ce qui suffit à illustrer l'importance de cette incitation financière¹ ;

- le **Clean Renewable Energy Bond**, créé par l'*Energy Policy Act* en 2005 pour les entités non soumises à taxation ; ce programme est un prêt à taux zéro pour certains projets d'énergies renouvelables ;
- les actifs des parcs d'éoliennes sont dépréciés sur cinq ans, ce qui réduit encore les charges fiscales dans les premières années de production ;
- le **marché volontaire de certificats verts** ou *Renewable Energy Certificates* (REC) est disponible sur l'ensemble du territoire américain (1 REC = 1 MWh d'électricité « verte »).

Certains électriciens ont mis en place un programme de *Green Pricing* qui donne le choix au consommateur d'acheter de l'électricité issue d'énergies renouvelables, lui permettant ainsi de soutenir le développement des technologies vertes. Le consommateur paie donc volontairement un premium sur sa facture d'électricité (d'environ 2 c\$/kWh). Ceux qui n'ont pas accès à ces programmes peuvent acheter des crédits REC. Aujourd'hui, ce marché volontaire représente 3 TWh. De même, les politiques entreprises par les États américains sont de première importance. Les **Renewable Electricity Standards** (RES), encore appelés *Renewable Portfolio Standards* (RPS), permettent aux États d'imposer une proportion minimum d'électricité d'origine renouvelable aux distributeurs d'électricité, qui peut être en partie assurée par l'achat de REC (figure n° 3). En 2007, 75 % des capacités éoliennes installées se situaient dans des États soumis à cet objectif contraignant. Autre exemple d'initiative, l'état de Washington a mis en place un tarif d'achat basé sur le pourcentage de composants nationaux dans le projet éolien.

Figure n° 3 : Les objectifs contraignants et volontaires des États américains (en mai 2008)

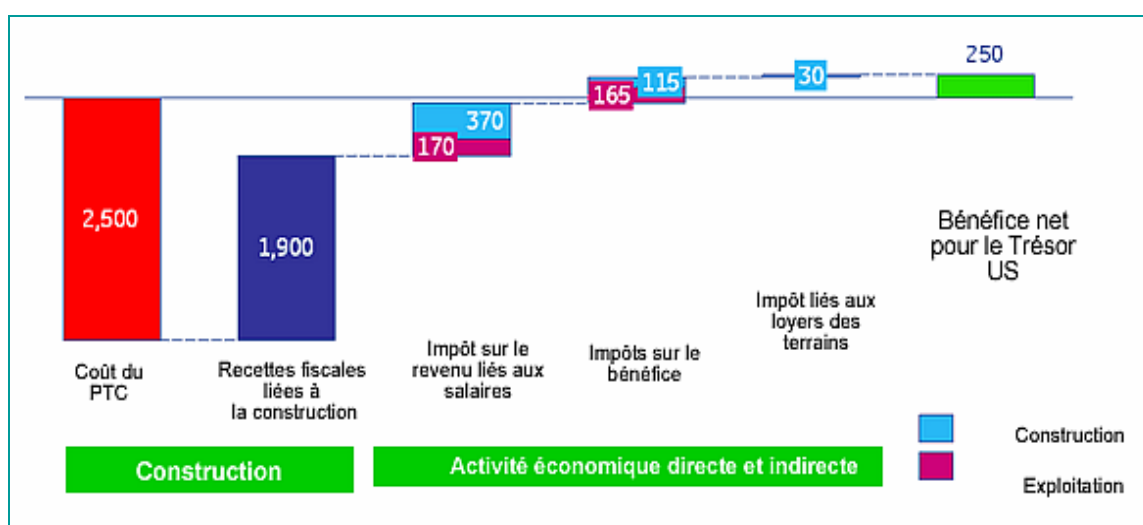


Source : Berkeley Lab

(1) American Wind Energy Association (AWEA), *Wind Energy for a New Area, An Agenda for the New President and Congress*, novembre 2008.

Le rapport publié par General Electric en 2008¹ vante les mérites du développement de la filière éolienne américaine. Les éoliennes construites en 2007 auraient rapporté 2,75 milliards de dollars grâce aux impôts sur les bénéfices des entreprises (1,9 milliard), sur le revenu des salariés du secteur (540 millions) ou encore sur les recettes des vendeurs (280 millions) sans oublier les taxes sur les loyers et royalties payées aux propriétaires des terrains. **Les coûts totaux liés au PTC (crédit d'impôt sur la production) s'élevant à 2,5 milliards, le Trésor américain a perçu une recette nette de 250 millions de dollars. Mais ces parcs éoliens ont également généré des recettes fiscales locales et des emplois.** Dès que le PTC arrivera à son terme, les parcs d'éoliennes deviendront des contributeurs fiscaux importants (environ 400 millions de dollars par an entre 2013 et 2025).

Graphique n° 10 : Rapport net (coût fiscal/recettes fiscales) des éoliennes installées en 2007 aux États-Unis
(en millions de dollars)



Source : General Electric

3.3. Perspectives

Un rapport du Department of Energy (DOE) indique que l'éolien pourrait générer 20 % de la demande nationale en électricité à l'horizon 2030. Si le développement de la filière a connu certains déboires au début de l'année 2009 en raison du « *credit crunch* », **l'implication du nouveau Président des États-Unis dans la bataille pour l'environnement pourrait bien redynamiser la construction d'éoliennes en envoyant un signal clair aux investisseurs potentiels de cette filière.** Le 13 février 2009, les deux chambres du Congrès américain ont adopté le plan de relance de 787 milliards de dollars, qui consacre 20 milliards à des incitations fiscales en faveur des énergies renouvelables. Afin de faciliter leur intégration, le réseau d'électricité se trouvera renforcé, grâce à 11 milliards de garanties d'emprunts pour sa rénovation et 6 milliards de subventions pour son extension.

(1) Taub S., GE Energy Financial Services Study: *Impacts on 2007 Wind Farms on U.S. Treasury*, 2008.

En février 2009, le Congrès a voté **une extension du PTC** jusqu'en décembre 2012. À la place de ce crédit d'impôt à la production, les développeurs de projets éoliens peuvent également choisir le crédit d'impôt à l'investissement (*Investment Tax Credit* ou ITC), qui facilite la construction de petites éoliennes en octroyant aux investisseurs (particuliers, fermes, petites entreprises) un crédit d'impôt de 30 %.

La nouvelle proposition de loi « *American Clean Energy Leadership Act* », approuvée par le Sénat en juin 2009, **prône la mise en place d'un RES national**, qui imposerait aux électriciens d'acheter ou de produire jusqu'à 15 % d'électricité à partir d'énergies renouvelables en 2021 (pouvant inclure des mesures d'efficacité énergétique).

Le projet de loi Waxman-Markey, voté par la Chambre des Représentants fin juin 2009 et dénommé à cette occasion « *American Clean Energy and Security Act* », **fixe des objectifs encore plus ambitieux, obligeant les électriciens à produire 20 % de leur électricité à partir d'énergies renouvelables**. Un rapport publié par le National Research Council, bras séculier de l'Académie des Sciences américaine, estime à 100 milliards de dollars le montant correspondant au coût d'atteinte d'un tel objectif.

4. Le Danemark, leader mondial

4.1. État des lieux

Danemark

Capacité éolienne cumulée : 3 180 MW
Capacité installée en 2008 : 77 MW
Entreprises à rayonnement mondial : Vestas (20,3 % en 2007)
Emplois de la filière éolienne : 23 500
Principales incitations : tarif de rachat, exonération, participation de la population

Au Danemark, la production éolienne a été multipliée par un facteur 10 entre 1990 et 2003¹ : en 2007, elle représentait près de 22 % de la consommation d'électricité nationale². Si la montée en puissance de cette énergie renouvelable n'a pas totalement résolu l'équation énergétique du pays, qui produit encore la majorité de son électricité à partir de charbon ou de gaz naturel

et est ainsi le premier émetteur européen de CO₂ par habitant (0,84 g CO₂/kWh contre 0,07 pour la France), elle illustre cependant une politique de développement réussie. Le Danemark a réussi à découpler sa croissance économique de sa consommation énergétique et de ses émissions de GES : alors qu'en 2007 le PIB danois avait augmenté de 78 % par rapport à 1980, la consommation de matières premières énergétiques n'avait augmenté que de 7,4 % et les émissions par habitant avaient diminué drastiquement de 20,5 %.

En 2007, la filière employait 23 500 personnes (contre 38 000 en Allemagne en termes d'emplois directs), une augmentation de 8,7 % par rapport à 2006³. Le rayonnement de l'industrie danoise n'est pas seulement national, mais également mondial : **40 % des turbines installées sortent d'usines appartenant à des sociétés danoises**. La plupart des turbines sont exportées (graphique n° 11). Vestas, première entreprise de

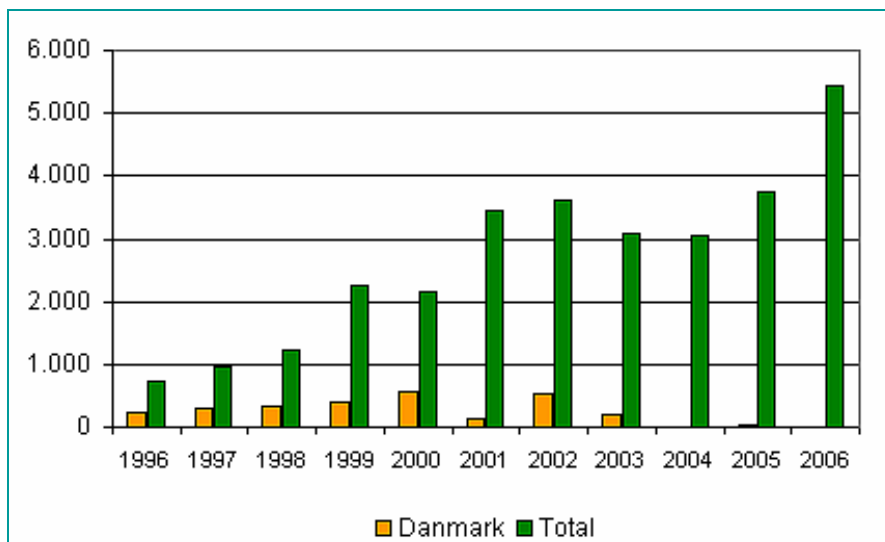
(1) Bataille C. et Birraux C., *Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : aspects scientifiques et techniques*, rapport de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, mars 2006.

(2) Statistique du Danish Wind Industry Association : www.windpower.org.

(3) EWEA, *Wind at Work: Wind Energy and Job Creation in the EU*, janvier 2009.

la filière éolienne avec plus de 20 % de parts de marché en 2007, est parfaitement implantée sur les marchés américain et chinois : elle ne génère plus que 58 % de ses revenus dans la Zone euro¹.

Graphique n° 11 : Nombre de turbines fabriquées et utilisées au Danemark



Source : Danish Wind Industry Association

4.2. Leviers de développement

Outre un flux constant de fonds injectés dans la R & D (depuis 1976, 10 % du budget de la recherche sont dédiés au développement de l'énergie du vent²), ce succès s'explique d'une part par des incitations financières adaptées et réussies, et d'autre part par une politique participative originale.

Les incitations financières ont évolué au fil des problèmes rencontrés par le développement de la filière. Dans les années 1980, le gouvernement met en place une subvention à hauteur de 30 % de l'investissement, une obligation d'achat de l'électricité issue d'énergie renouvelable égale à 85 % du prix de vente au consommateur (environ 5,1 c\$/kWh), le remboursement de la taxe carbone³ (1,7 c\$/kWh), ainsi que le remboursement partiel de la taxe sur l'énergie (2,9 c\$/kWh). Afin de refléter la diminution des coûts de construction ainsi que la libéralisation du marché danois de l'électricité, le système est remanié. À partir de 2003, les développeurs d'éoliennes terrestres bénéficient d'un tarif correspondant à la somme du prix de l'électricité sur le marché Nordpool et d'un supplément de 1,7 c\$/kWh pour une durée de vingt ans (payé par l'ensemble des consommateurs). À l'instar du modèle espagnol, le gouvernement impose des prix plafonds et planchers afin de garantir une certaine stabilité. L'année 2003 marque un tournant dans le développement de la filière, qui voit alors ses ventes domestiques diminuer drastiquement.

(1) EurObserve'ER, *Le Baromètre éolien 2008, 2009*.

(2) www.repp.org/repp_pubs/articles/issuebr14/02Denmrk.htm.

(3) Instaurée par le gouvernement afin de réduire les émissions de CO₂ de 20 % à l'horizon 2005 par rapport au niveau de 1988.

La réussite de la filière réside en grande partie dans l'acceptabilité des éoliennes au Danemark, en raison d'une participation active de la population au développement de cette énergie verte. En effet, chaque Danois peut devenir « actionnaire » d'une éolienne par le biais d'une coopérative, par exemple. En 1980, la seule condition à la formation d'une coopérative était que les participants habitent dans un cercle de 3 km autour de la turbine. Ces mesures connurent un succès important, puisqu'en 2001, plus de 175 000 ménages possédaient 80 % de l'ensemble des turbines danoises¹. Les électriciens ont alors réalisé que l'éolien était le moyen le plus économique de respecter les objectifs environnementaux, et ont poussé le gouvernement à freiner la construction d'éoliennes par des indépendants, dont l'électricité verte est bien plus coûteuse à racheter que l'électricité produite par eux-mêmes. Progressivement, le gouvernement a donc relâché cette contrainte géographique. En 2000, il supprimait toute contrainte, permettant à n'importe quelle entreprise d'investir au Danemark et diminuant ainsi la participation de la population.

4.3. Perspectives

Nombre d'investisseurs estimaient que les compensations obtenues pour l'éolien *onshore* étaient bien trop faibles pour assurer la rentabilité et refusaient de connecter leurs éoliennes au marché. En 2008, le gouvernement et l'opposition se sont entendus sur les nouvelles incitations : **le premium est rehaussé, passant de 1,7 c\$/kWh à 4,25 c\$/kWh pour les 22 000 premières heures de fonctionnement**, correspondant à approximativement dix années, auxquels s'ajoutent 0,4 c\$/kWh de coût d'« équilibrage » et 0,06 c\$/kWh provenant d'un *Green Fund*, finançant les initiatives locales. **Chaque investisseur a le devoir de proposer au moins 20 % des parts de la turbine à la population locale habitant dans un rayon de 4,5 km.** À l'instar de l'Allemagne, le gouvernement danois souhaite impulser le remplacement des anciennes turbines, en proposant un supplément de 1,2 c\$/kWh pour les 12 000 premières heures de fonctionnement.



(1) Mendonça M. *et al.*, « Stability, participation and transparency in renewable energy policy: lessons from Denmark and the United States », *Policy and Society*, vol. 27, issue 4, mars 2009.

CONCLUSION

CONCLUSION

CONCLUSION



L'éolien, comme toute nouvelle énergie, est un pari industriel que certaines données exogènes (prix des énergies, coût du quota de carbone, ou encore prix de l'électricité) viendront légitimer ou infirmer à l'avenir. Si le développement de l'éolien peut pleinement trouver sa justification dans l'ouverture de nouveaux marchés, il reste à définir les modalités permettant de viser les huit objectifs suivants.

1. Partager les risques entre la collectivité et l'investisseur privé, afin que ce dernier continue à obtenir une rentabilité suffisante et que l'augmentation de la part de l'éolien dans la contribution au service public de l'électricité (qui serait supérieure à un milliard d'euros en 2020 selon la CSPE) reste acceptable pour le consommateur. Si les tarifs d'achat semblent constituer une bonne pratique pour impulser le développement rapide de la filière, ils isolent entièrement les producteurs/investisseurs des risques liés à l'exposition au marché de l'électricité. L'évolution des aides à l'investissement et du tarif d'achat, ainsi que les conditions de développement de la filière pourraient faire l'objet d'un travail spécifique rassemblant tous les acteurs concernés. D'autres procédures pourraient également être étudiées. Le rapport de la Commission Énergie du Centre d'analyse stratégique a proposé la mise à l'étude de la substitution des tarifs d'achat par les opérateurs historiques de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables par une obligation d'incorporation dont la proportion serait fixée par les pouvoirs publics, idée que l'on retrouve notamment aux États-Unis dans la récente proposition de loi sur le changement climatique. L'Institut Montaigne envisage de recourir à des procédures d'appels d'offres, déjà utilisées notamment par la Chine : celles-ci pourraient s'appliquer à des champs importants. Elles supposent néanmoins l'existence d'une concurrence suffisante. Ces deux systèmes pourraient permettre une significative réduction des coûts pour la collectivité par rapport à l'utilisation de tarifs d'achat.

2. Créer des emplois nécessaires dans cette période de crise. À cette fin, les processus d'appels d'offres pourraient s'accompagner d'une étude sur l'impact économique local d'un développement éolien. Supposant qu'ils portent sur des champs de taille importante et qu'ils conduisent à une fabrication sur plusieurs années, les régions pourraient également favoriser l'implantation d'usines d'assemblage, qui bénéficieraient d'un coût moins élevé d'acheminement. En face d'une telle incitation, il est évidemment crucial de former un personnel qualifié en proposant des enseignements dédiés à ce secteur, ou des spécialisations pour les employés des secteurs de l'automobile, de la construction navale ou encore de l'aéronautique, qui souhaitent se reconverter.

3. Impulser le développement d'une industrie française de l'éolien *onshore*. Si certains restent sceptiques, l'observation de pays tels que l'Espagne tend à prouver

qu'un début tardif peut aller de pair avec la naissance d'acteurs éoliens à rayonnement national comme international. Cependant, l'entrée massive sur ce marché de pays tels que la Chine ou les États-Unis ou encore la longue expérience de l'Allemagne et du Danemark font douter d'un réel développement des fabricants français d'éoliennes, dont le seul représentant à l'échelle internationale est Vergnet SA. La France doit miser sur ses atouts, à savoir les sous-traitants fournissant les composants nécessaires à la construction d'éoliennes.

4. Simplifier les procédures liées à la construction d'éoliennes. Si le régime ICPE est appliqué aux installations éoliennes, il appartiendra cependant à l'administration de veiller à ce que la mise en place de ce nouveau régime conduise à une réelle simplification administrative, sans pour autant remettre en cause la nécessaire concertation locale ;

5. Associer, y compris financièrement, la population locale à la réalisation de nouvelles éoliennes. On pourrait ainsi envisager de permettre à la population locale, à l'exemple des pratiques allemandes et danoises, de prendre des participations dans les champs éoliens afin de bénéficier des revenus de leur exploitation. Dans ce schéma, les plus petites éoliennes seraient principalement destinées à un usage local, autrement dit à l'usage de leurs propriétaires, qui pourraient cependant revendre leur électricité au distributeur.

6. Optimiser l'implantation des nouvelles éoliennes : il est souhaitable, pour la collectivité mais aussi pour l'investisseur, de chercher à optimiser les coûts et donc de favoriser l'implantation des éoliennes dans des zones ventées, permettant une meilleure rentabilité. À l'exemple de la loi américaine *American Clean Energy Leadership Act*, la mise en place d'objectifs renouvelables régionaux contraignants pourrait être envisagée, afin de favoriser une meilleure implantation des parcs éoliens, notamment en Corse et dans les DOM-TOM mais aussi dans les départements au fort potentiel éolien, et de la limiter ailleurs. Cette mesure pourrait permettre d'ajuster la dépense non seulement du promoteur mais aussi de la collectivité et du consommateur ;

7. Coordonner le développement de la filière. Pour le moment, l'empilement des procédures administratives, le rôle du préfet dans la détermination des ZDE, ainsi que les nouveaux plans régionaux concernant les énergies renouvelables, peuvent faire craindre un manque de coordination, sur lequel il est important de se pencher. Il pourrait être intéressant de créer un comité national de suivi du programme éolien associant l'ensemble des parties prenantes (État, collectivités locales, ONG, syndicats et industriels), afin de réaliser un véritable programme éolien. Ce programme serait structuré autour de points essentiels tels que des objectifs contraignants par région, une simplification du cadre réglementaire, une définition de stratégies dans la recherche et l'industrie, ainsi qu'une meilleure communication s'appuyant sur des bilans énergétiques, environnementaux, sociaux et économiques ;

8. Anticiper les développements futurs de l'éolien, en misant sur l'innovation, que ce soit dans le domaine *onshore* ou *offshore*. La technologie *offshore* n'en est qu'à ses balbutiements : la France gagnerait à développer des éoliennes en mer (conditions météorologiques et accès difficiles), qui constituent une technologie naissante mais prometteuse. Une récente communication de la Commission européenne prévoit des investissements publics et privés de 6 milliards d'euros dans les dix prochaines années (le SET-PLAN présenté le 9 octobre 2009).

Elle envisage d'encourager davantage la R & D en matière d'énergie éolienne autour de trois thématiques principales : une diminution des coûts, l'installation d'éoliennes en mer et une meilleure intégration aux réseaux.

Le développement éolien doit répondre à un triple critère : remplir les engagements fixés par le Grenelle de l'Environnement, créer des emplois mais aussi répartir équitablement les risques entre contribuable et investisseur, afin que ce dernier continue à obtenir une rentabilité suffisante et que l'augmentation de la part de l'éolien dans la contribution au service public de l'électricité reste acceptable pour le consommateur.

Trois niveaux de déploiement pourraient être envisagés. Les grands champs, créateurs d'emplois, pourraient être soumis à des appels d'offres. Les champs de taille moyenne continueraient à bénéficier du tarif d'achat existant : la population locale serait invitée à s'associer aux projets. Le gouvernement pourrait enfin favoriser le développement des petites éoliennes à l'usage des particuliers grâce à des incitations adaptées (crédit d'impôt notamment, achat du surplus d'électricité ...) et leur permettre ainsi de s'impliquer concrètement dans la mise en œuvre des objectifs du Grenelle.

Le développement des éoliennes est en partie tributaire d'une simplification des procédures administratives mais également d'une implantation raisonnée des quelques milliers de turbines qui composeront le paysage de demain.

Le gouvernement et les collectivités pourraient favoriser, par le biais d'appels d'offres, l'émergence d'une filière industrielle française dynamique et mettre en place des formations adaptées sur l'ensemble de la chaîne de valeur afin de mettre en adéquation l'offre d'emplois et la demande.



Annexe : Analyse coûts/bénéfices de l'éolien terrestre

Coûts évités et bénéfices dans le scénario de référence

<i>Coûts évités et bénéfices</i>	Unités	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Capacités éoliennes	GW	0,0	1,3	2,6	3,9	5,2	6,5	7,8	9,1	10,4	11,7	13,0	14,3	15,6
Heures de fonctionnement	h	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100
Production électricité éolienne	TWh	0,0	2,7	5,5	8,2	10,9	13,7	16,4	19,1	21,8	24,6	27,3	30,0	32,8
Quantité évitée de gaz	TWh	0,0	2,9	5,9	8,8	11,8	14,7	17,7	20,6	23,6	26,5	29,5	32,4	35,4
Prix du gaz	€05/MMBtu	6,6	6,8	7,1	7,1	7,2	7,2	7,3	7,4	7,5	7,6	7,6	7,7	7,8
<i>Coût évité en approvisionnement de gaz</i>	<i>M€</i>	<i>0</i>	<i>58</i>	<i>120</i>	<i>182</i>	<i>245</i>	<i>309</i>	<i>374</i>	<i>440</i>	<i>509</i>	<i>579</i>	<i>651</i>	<i>725</i>	<i>800</i>
Quantité évitée de charbon	TWh	0,0	0,4	0,9	1,3	1,7	2,2	2,6	3,1	3,5	3,9	4,4	4,8	5,2
Prix du charbon	€05/boe	11,3	11,1	11,0	11,1	11,1	11,2	11,3	11,4	11,5	11,6	11,6	11,7	11,8
<i>Coût évité en approvisionnement de charbon</i>	<i>M€</i>	<i>0</i>	<i>3</i>	<i>6</i>	<i>9</i>	<i>12</i>	<i>15</i>	<i>18</i>	<i>21</i>	<i>25</i>	<i>28</i>	<i>31</i>	<i>35</i>	<i>38</i>
Quantité évitée d'électricité nucléaire	TWh	0,0	0,5	0,9	1,4	1,9	2,3	2,8	3,2	3,7	4,2	4,6	5,1	5,6
Prix de l'uranium	€/MWh	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
<i>Coût évité en approvisionnement d'uranium</i>	<i>M€</i>	<i>0</i>	<i>13</i>	<i>26</i>	<i>40</i>	<i>53</i>	<i>66</i>	<i>79</i>	<i>92</i>	<i>105</i>	<i>119</i>	<i>132</i>	<i>145</i>	<i>158</i>
Quantité d'électricité supplémentaire vendue	TWh	0,0	0,6	1,1	1,7	2,3	2,9	3,4	4,0	4,6	5,2	5,7	6,3	6,9
Prix de l'électricité	€/MWh	55,0	56,7	58,5	58,8	59,0	59,3	59,5	59,8	60,2	60,6	61,0	61,4	61,9
<i>Vente exports d'électricité</i>	<i>M€</i>	<i>0</i>	<i>33</i>	<i>67</i>	<i>101</i>	<i>135</i>	<i>170</i>	<i>205</i>	<i>240</i>	<i>276</i>	<i>313</i>	<i>350</i>	<i>387</i>	<i>426</i>
Diminution de la facture énergétique	M€	0	107	220	331	445	560	676	794	915	1 038	1 164	1 291	1 421
Construction évitée de centrales à gaz	GW	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Coût actualisé total substitution centrales	M€	14	27	41	54	68	82	95	109	122	136	149	163	177
CO ₂ évité	Mt	0,0	0,8	1,5	2,3	3,1	3,8	4,6	5,4	6,1	6,9	7,6	8,4	9,2
Valeur de la tonne carbone	€/t	20,0	27,5	30,0	31,9	34,0	36,2	38,5	41,0	43,6	46,4	49,4	52,6	56,0
Vente de permis carbone	M€	0	21	46	73	104	138	177	219	267	319	378	442	514
Total bénéfices	M€	14	155	306	459	617	779	948	1 122	1 304	1 494	1 691	1 897	2 112

Source : Centre d'analyse stratégique

Coûts dans le scénario de référence

	Unités	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GW éolien	GW	0	1,3	2,6	3,9	5,2	6,5	7,8	9,1	10,4	11,7	13	14,3	15,6
Heures de fonctionnement	h	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100
TWh éolien produit	TWh	0,0	2,7	5,5	8,2	10,9	13,7	16,4	19,1	21,8	24,6	27,3	30,0	32,8
Investissement €/kW	€/kWh	1 300	1 274	1 249	1 224	1 199	1 175	1 152	1 129	1 106	1 084	1 062	1 041	1 020
Investissement en M€/an	M€/an	1 690	1 656	1 623	1 591	1 559	1 528	1 497	1 467	1 438	1 409	1 381	1 353	1 326
Coût actualisé de l'investissement M€/an	M€/an	159	316	469	619	766	910	1 051	1 189	1 325	1 458	1 588	1 716	1 841
Coût d'exploitation : pourcentage de l'investissement initial	%	2,7 %	2,6 %	2,6 %	2,5 %	2,5 %	2,4 %	2,4 %	2,3 %	2,2 %	2,2 %	2,1 %	2,1 %	2,0 %
Coût d'exploitation	M€/an	0	44	86	126	164	201	236	270	302	333	362	390	416
Raccordement réseau	M€/an	0	0	8	8	8	3	3	3	3	3	3	3	3
Coût total investissement	M€/an	159	359	563	753	938	1 114	1 290	1 462	1 630	1 794	1 953	2 108	2 260

Source : Centre d'analyse stratégique

