

LE RAPPORT DU BOSTON CONSULTING GROUP DE JUIN 2004 INTITULE

« DONNER UN NOUVEAU SOUFFLE A L'EOLIEN TERRESTRE

- Développement de l'éolien terrestre en France »

The Boston Consulting group (BCG) est une entreprise de consultants américaine et établie dans 36 pays, dont l'expertise s'exerce dans presque tous les domaines des activités économiques, commerciales et industrielles.

Le Syndicat des Energies Renouvelable (SER) comprend des sociétés de taille non négligeable comme SHELL, TOTAL, BRITISH PETROLEUM, EDF ENERGIE NOUVELLE (Ex SIIF ENERGIES), etc... A.Antolini préside EDF E.N. depuis 1996 et le SER depuis un certain temps. Au SER se sont adjoints des sociétés de taille importante comme EOLE-RES, des constructeurs allemands et GE WIND qui est l'ancienne filiale de filiale d'ENRON WIND.

Les gens du BCG ont dû être interloqués quand on leur demandé de faire un rapport bien spécial en faveur de l'éolien industriel. En effet on retrouve dans ce rapport tous les arguments, directives, plaintes, volontés, de la prose qu'A.Antolini n'a pas manqué de répandre dans de nombreux, journaux, colloques, émissions de radio, reportages télévisuels, sites web (celui du SER en particulier), conférences, revues spécialisées et j'en passe. Il est extrêmement vraisemblable qu'A.Antolini a demandé aux gens du BCG de reproduire sa prose en l'habillant de quelques arguments économiques et techniques et en mettant cela sous la forme la plus appropriée. Ceux qui ont déjà fait du « consulting » savent que normalement on ne procède pas ainsi. Mais si par hasard le BCG s'est montré réticent, on peut penser que le SER a trouvé les arguments adéquats pour convaincre.

Ce que le BCG n'a peut-être pas dit à A.Antolini, c'est qu'ils avaient déjà publié un an avant un autre rapport autrement plus sérieux, intitulé : « **Keeping the Lights On – Navigating Choices in European Power Generation** ». (40 pages mai 2003). En résumé, ce rapport examine les problème de production d'énergie dans l'Europe des 15 plus la Suisse à l'horizon 2012. Les besoins pour cette Europe sont au moins de 65 GW pour 2012. Il y a un risque de subir un cycle « prospérité-manque (d'argent) » (boom-and-bust) : périodes de sous investissement, de montée des prix et de profit (prospérité) suivies par des périodes de surinvestissement et de baisse des prix (manque). L'Europe devra investir de façon significative dans les importations de gaz et conséquemment dans les infrastructure de transport (pipelines et unités de re-gazéifications). Un problème considérable vient compliquer la donne : le protocole de Kyoto. Respecter Kyoto va coûter à l'Europe un minimum d'environ 20 milliards d'euros par an en coût direct soit 0,2% du PIB européen ou environ 50 € par personne. Il y aura des perdants et des gagnants. Comment va-t-on (ré)-allouer la charge des pertes ? L'action reste possible pour les acteurs décideurs et parties prenantes.

Le rapport « Keeping the Lights On » consacre une page (la page 23) aux énergies renouvelables (donnée ci-après). Bluffé par l'éolien allemand le BCG voit la puissance éolienne passer de 10 à 70 GW en 2012 dans l'Europe des 16. Les autres énergies renouvelables ne donnant qu'un accroissement très réduit.

Parlant du coût complet de l'éolien, le BCG l'évalue à 40 €/MWh pour les rares sites terrestre marchant à 40% * de taux de charge, et à 70 €/MWh pour les autres sites terrestres moins ventés marchant à 25% et les sites off shore. Il ajoute que c'est loin au dessus des 30 à 35 €/MWh des centrales thermiques à charbon ou à gaz.

Toujours dans « Keeping the Lights On », le BCG ajoute : « *De plus, ces chiffres ne reflètent pas le coût complet du vent. Parce que le vent n'est pas quelque chose de fiable, on ne peut pas compter sur l'éolien pour les périodes de pointe de la demande. Ceci est spécialement un problème en Europe où le système de hautes pressions produisant des basses températures, ne génère souvent pas beaucoup de vent – alors l'énergie éolienne n'est pas disponible quand on en a le plus besoin. En conséquence, une capacité conventionnelle significative de réserve est nécessaire à l'électricité éolienne et cela s'ajoute à son coût.*

De plus la plupart de meilleurs sites éoliens sont dans des régions éloignées comme les zones peu peuplées d'Écosse. Cela signifie que des investissements importants devront être fait pour transmettre l'énergie dans les centres peuplés. (En Grande-Bretagne, certains industriels disent qu'il faudra des investissements de 1,4 à 3 milliards d'euros.)

Outre les défis économiques, on ne considère généralement pas les grandes centrales comme agréables à voir. Ceci, ajouté au fait que leur utilité n'est pas de suppléer aux besoins locaux d'énergie, garantit à coup sûr une forte opposition locale à leur implantation. »

En France, les capacités de réserve et l'extension du réseau ne sont pas payés par les promoteurs mais par les consommateurs que nous sommes tous (privés ou industriels).

En fait comme l'explique la CRE, il y a deux sortes d'énergie renouvelable. Celles dites « à production garantie » c-à-d. qui sont disponibles à tout instant. Ce sont essentiellement les bio carburants car stockables et la géothermie. L'hydraulique ayant atteint ses limites de capacité l'est également mais dans une largement moindre mesure. Les bio carburants seront malheureusement aussi en limite de capacité à cause des surfaces disponibles. Seules les énergies renouvelables à production garantie doivent être utilisées à l'échelon industriel. Les énergies renouvelables « à production non garantie » (éolien, solaire thermique, photovoltaïque, ...) doivent être utilisées en autoconsommation sans transport long et massif d'énergie. La raison de ceci est très simple, que faire quand il n'y a pas de soleil ou pas (ou trop) de vent ? on utilise le réseau ou des combustibles fossiles, ... c-à-d. une énergie à production garantie pour suppléer à l'intermittence. Prenons le cas de l'éolien en autoconsommation pour une maison par exemple, quand le vent fournit de l'énergie c'est, vis à vis du réseau, comme si les habitants n'étaient pas là (avec rien en veille) et au total on a consommé moins d'électricité du réseau. Dans le cas de l'éolien industriel, on veut alimenter le réseau et il faut dans la plupart des cas transporter l'énergie là où on la consomme. Quand il y a trop ou pas assez de vent et si cette énergie est utile et utilisée, il faut un complément à production garantie qui sera du thermique comme cela est expliquée dans les notes. Le thermique à flamme actuel (environ 3000 MW) n'est pas suffisant pour réguler l'éolien industriel (10000 à 14000 MW) qu'il est prévu d'installer et il faudra le multiplier par un facteur moyen de 4. On se retrouve donc avec un moyen cher qui produit un accroissement des émissions de gaz à effet de serre. Comme l'éolien a un taux de fonctionnement de 25% (voir note 36) le CO2 économisé par l'éolien industriel est produit 3 fois par le thermique servant à le réguler. Si l'on veut mettre des moyens dans les énergies renouvelables, il faut les mettre dans la géothermie, les bio carburants et dans les énergies renouvelables intermittentes en autoconsommation à condition de ne pas les gaspiller dans l'éolien industriel.

Il est à remarquer que dans le rapport, les nuisances de l'éolien industriel sont évacuées en une ou deux lignes :

- massacre du patrimoine paysager et historique
- sabotage de l'industrie touristique
- nuisances sonores insupportables
- infra sons et vibrations nuisibles à la santé
- baisse de valeur des habitations
- lourd tribut payé par l'avifaune (surtout les rapaces), les chiroptères et la flore
- fuite des réserves cynégétiques
- perturbations de la télévision terrestre et de la radio
- obstacle à l'utilisation des Canadair et aux traitements pesticide par hélicoptère
- augmentation des émissions de gaz à effet de serre par les centrales thermiques de régulation
- racket de la collectivité par augmentation du coût de l'énergie en particulier
- destruction du lien social dans les villages.

La lutte que les associations de VDC mènent depuis plusieurs années nous amène à penser que l'éolien industriel aurait pu passer beaucoup plus facilement si simplement les promoteurs avaient appliqué les quelques règles suivantes :

- pas de machines à moins de 50 fois la hauteur en bout de pale d'habitations ou monuments.
- pas de machines sur les crêtes, les mettre à mi pente.
- pas de machines à moins de 100 fois la hauteur en bout de pale des habitations en vue des machines. (c-à-d. 50 fois si l'on ne voit pas les machines et 100 fois autrement)

Cela n'aurait pas pu se faire sans racheter des habitations comme le long du trajet du TGV Marseille. Mais à la différence du TGV, cela aurait constitué une réserve financière (avec plus de valeur) pour le démantèlement en fin de vie des machines. Cela aurait également évité de s'implanter près d'un nombre important d'habitation à cause du coût de rachat.

Moyennant quoi, cela n'aurait pas suscité la création explosive de mouvements et d'association d'opposition et les nuisances autres que celles visuelles et à faible distance des machines seraient passées au second plan.

Ignorance, naïveté, morgue, cupidité (plus vraisemblablement), ... ? on ne sait ce qui pousse les promoteurs à se conduire comme il le font.

On trouvera ci-après le rapport du BCG sur l'éolien industriel français. Nous avons parsemé ce texte de commentaires critiques. Il y a tellement de plaintes concernant les coûts que nous avons marqué du signe « € » les passages concernés.

Pierre BONN septembre 2004

* Le taux de charge ou taux de fonctionnement est pour une période donnée (par exemple 1 an) le rapport entre le nombre d'heures de marche à puissance maximale avec le nombre total d'heures (8760 pour 1 an). On calcule le nombre d'heures de marche à puissance maximale en divisant l'énergie produite pendant la période considérée (par exemple 1 an) par le nombre total d'heures de la période. Exemple : une centrale de 10 MW de puissance ayant produit 22000 MWh en un an est équivalente à une marche à la puissance maximale pendant $22000 / 10 = 2200$ heures/an soit un taux de charge de 25% ($2200 / 8760$).

The Limits of Renewable Energy

We assume that the amount of generating capacity using renewable energy will increase significantly from the current 195 GW. Our model assumes that if Kyoto's targets are adhered to, the total amount of such capacity will grow by 70 GW. (See Exhibit 6.)

Wind power's role has grown and appears likely to become even larger as a result of an improving cost position and subsidies from governments, particularly Germany's. Traditionally, Europe's main source of renewable energy has been hydropower. But the opportunities to expand hydropower are limited, because the most viable sites have already been developed.

Other existing technologies such as biomass (including mixing biomass with coal in existing coal plants) and geothermal power might contribute a bit more. But it is difficult to see these technologies being used to produce large amounts of electricity

anytime soon, because the costs of both are relatively high and there are few geothermal sites.

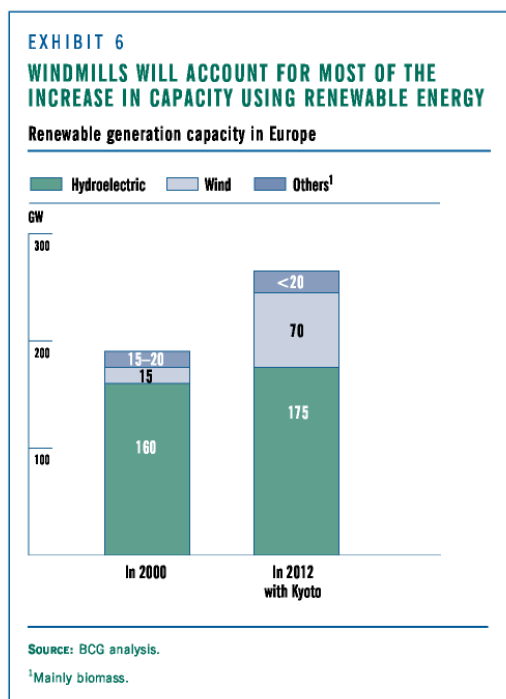
Further out, technologies such as tidal and wave power, solar power, and hydrogen-powered fuel cells and technologies for storing electricity and reducing peak loads could have an impact. But since their viability depends on technological breakthroughs, it is unrealistic to expect them to become important factors in the next decade.

Although the full cost position of windmills has been improving, their costs are still high: from €40 per MWh (for the relatively small number of windy onshore sites, where windmills can operate at 40 percent of their capacity) up to €70 per MWh (for less windy onshore sites, where windmills can operate at only 25 percent of their capacity, and for offshore sites). This is well above the cost of €30 to €35 per MWh of coal- or gas-fired plants.

Moreover, these figures do not reflect the full cost of wind. Because wind is unreliable, windmills cannot be counted on for times of peak demand. This is especially an issue in Europe, where the high-pressure systems that produce low temperatures often do not generate much wind—so wind power is not available when it is most needed. Therefore, significant conventional capacity would be needed to back up wind-generated electricity, adding to its cost.

In addition, many of the best sites for windmills are in remote regions such as thinly populated areas of Scotland. This means that major investments in the transmission grid would probably have to be made to transmit the power to the centers of population. (In the United Kingdom, some in the industry claim that investments of €1.4 billion to €3 billion could be required.)

Besides the economic challenges, large wind farms are not generally considered to be aesthetically pleasing. That fact, combined with the fact that their purpose is not to serve local power needs, almost guarantees strong local opposition to their construction.



DONNER UN NOUVEAU SOUFFLE À L'ÉOLIEN TERRESTRE

Développement de l'éolien terrestre en France

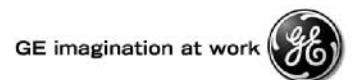
THE BOSTON CONSULTING GROUP



ADEME



Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Énergie



DONNER UN NOUVEAU SOUFFLE À L'ÉOLIEN TERRESTRE

Développement de l'éolien terrestre en France

Juin 2004

Le Syndicat des Énergies Renouvelables (SER)

Créé en 1993, le Syndicat des Énergies Renouvelables regroupe, directement ou indirectement, plusieurs milliers d'entreprises, concepteurs, industriels et installateurs, associations professionnelles spécialisées, représentant les différentes filières. Parmi ses adhérents figurent les plus grands énergéticiens mondiaux ou nationaux comme des groupes ou acteurs locaux des énergies renouvelables. Sa vocation est de développer la part des énergies renouvelables dans la production énergétique de la France et de promouvoir les intérêts des industriels et professionnels français du secteur. Il soutient le développement de filières industrielles compétitives, en répondant à la croissance de la demande énergétique par des moyens de production respectueux de l'environnement, économiquement compétitifs et renforçant l'indépendance énergétique française. Interlocuteur privilégié des pouvoirs publics et force de proposition pour l'ensemble du secteur, le Syndicat intervient auprès des instances françaises et européennes pour faciliter l'élaboration des programmes de développement des énergies renouvelables et leur mise en place. Il organise notamment, depuis 1999, un colloque annuel qui a réuni régulièrement plus de 1 200 participants.

<http://www.enr.fr>

**1 Le SER se présente sans complexes
comme un groupe de pression ...**

The Boston Consulting Group (BCG)

Pionnier du conseil en stratégie d'entreprise depuis 1963, The Boston Consulting Group en est la référence mondiale. Son expérience et sa compréhension unique des règles du jeu concurrentiel permettent au BCG d'aider avec succès ses clients dans l'élaboration et la mise en œuvre de stratégies sur les marchés les plus compétitifs. Le BCG est présent dans 38 pays et compte 56 bureaux.

<http://www.bcg.com>

AVANT PROPOS

2 qui compte bien influencer sur la loi d'orientation sur l'énergie ...

Dans le contexte de la discussion de la loi d'orientation sur l'énergie, plusieurs grands acteurs de l'éolien en France ont souhaité confier à un cabinet de renommée internationale la réalisation d'une étude sur les perspectives de développement de la filière éolienne en France ainsi qu'une analyse de ses coûts. Ces acteurs comprennent les principaux développeurs de projets, bureaux d'études et constructeurs d'éoliennes. L'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie et le Syndicat des énergies renouvelables ont également soutenu cette démarche.

3 Avec l'aide empressée de l'ADEME

L'énergie éolienne connaît dans le monde et tout particulièrement en Europe une croissance forte et régulière. La France s'apprête actuellement, au travers de la loi d'orientation, à confirmer à nouveau son objectif de faire progresser de 15 % à 21 % d'ici 2010 la part des sources renouvelables dans l'électricité qu'elle produit. Cette ambition ne pourra être atteinte que si un développement résolu de l'énergie éolienne est réalisé, afin que la France compte de l'ordre de 10 000 mégawatts éolien en service en 2010 contre environ 250 aujourd'hui.

Dans ces conditions, il paraissait utile d'examiner en détail les différents moyens à la disposition des pouvoirs publics pour favoriser ce développement, leur coût éventuel pour la collectivité et les avantages attendus d'une telle politique. Telles sont les questions que les acteurs français de l'éolien ont souhaité poser au Boston Consulting Group en lui confiant cette étude.

4 « L'objectif de la France », « La France s'est engagée ... »
NON ! la France ne s'est engagée à rien. La Directive européenne est une directive « sans contrainte ni pénalité ». La Directive prévoyait un examen en 2004 des progrès réalisés. Et, « En tout état de cause, la position de la France est, à juste titre, de s'en tenir à un objectif indicatif , y compris après le bilan de 2004 » (Birraux-Le Déaut p.70).

Ce bilan a été réalisé mi 2004. La Commission européenne de l'énergie note :

- que les pays sont pour la plupart en retard
- que le Danemark mérite un bon point
- que l'éolien a du mal à s'implanter en France

Et c'est tout !

Pourquoi la Directive est-elle sans contrainte ni pénalité ?
Parce que remplir les objectifs de la Directive dépend de facteurs dans lesquels l'UE ne peut pas intervenir :

- climat
- part relative du nucléaire, du pétrole du gaz et du charbon
- vétusté/jeunesse du parc des centrales de tout type
- structure de l'approvisionnement en combustibles fossiles
- politique nationale, subventions, ...
- etc ...

André Antolini

Président

Syndicat des Énergies Renouvelables

Antoine Saglio

Délégué Général

Syndicat des Énergies Renouvelables

SOMMAIRE

| | |
|--|-----------|
| AVANT PROPOS | 3 |
| SOMMAIRE | 4 |
| 1. INTRODUCTION | 5 |
| 2. SYNTHÈSE : LA FRANCE EST-ELLE EN TRAIN DE SACRIFIER L'ÉNERGIE ÉOLIENNE ? | 6 |
| 3. ENJEUX DE L'ÉOLIEN POUR LA COLLECTIVITÉ | 9 |
| 3.1. L'ÉOLIEN, PRINCIPAL CONTRIBUTEUR A L'OBJECTIF DE DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION RENOUEVELABLE | 11 |
| 3.2. UNE ÉNERGIE PROPRE ET SÛRE | 13 |
| 3.3. INDÉPENDANCE ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT | 14 |
| 3.4. UNE MAÎTRISE DES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION INNOVANTES | 14 |
| 3.5. COMPÉTITIVITÉ ET DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE | 16 |
| 4. BILAN DES DÉVELOPPEMENTS ÉOLIENS EN FRANCE | 20 |
| 4.1. LA FRANCE N'EST PAS SUR LE BON RYTHME | 20 |
| 4.2. DES PROCÉDURES ADMINISTRATIVES LONGUES ET COÛTEUSES | 22 |
| 4.3. DES CONDITIONS DE RACCORDEMENT INEFFICACES | 24 |
| 4.4. DES CONDITIONS ÉCONOMIQUES DE DÉVELOPPEMENT INADAPTÉES AU BESOIN DE RATTRAPAGE | 24 |
| 4.5. UN SYSTEME HYBRIDE PÉNALISANT | 27 |
| 5. 3 AXES POUR LE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN EN FRANCE | 28 |
| 5.1. AMÉLIORER L'EFFICACITÉ DES PROCÉDURES ADMINISTRATIVES | 28 |
| 5.1.1. Mobilisation des décideurs autour d'objectifs clairs | 28 |
| 5.1.2. Standardisation et professionnalisation des procédures | 29 |
| 5.1.3. Simplification des formalités de raccordement | 29 |
| 5.2. SÉCURISER L'INVESTISSEMENT ÉOLIEN | 30 |
| 5.2.1. Des prix garantis assurant la rentabilité des projets présents et futurs | 30 |
| 5.2.2. Favoriser le développement de sites de capacité supérieure | 33 |
| 5.2.3. Réduire les coûts de raccordement | 33 |
| 5.3. MOBILISER LA COLLECTIVITÉ | 33 |
| 5.3.1. Définir des objectifs régionaux concertés | 34 |
| 5.3.2. Créer une filière "énergie renouvelable" | 34 |
| 5.3.3. Communiquer sur les avantages de l'énergie éolienne | 34 |

1. INTRODUCTION

Ce rapport présente les principales conclusions d'une étude fondée sur une connaissance solide et approfondie de scénarios présents et futurs concernant le secteur de la production d'électricité éolienne et a pour vocation de définir un cadre pour le développement de la production d'électricité éolienne en France. Il ne constitue en aucune façon une recommandation sur les opportunités d'investissement à titre individuel ou institutionnel dans ce secteur.

5 Voilà ce qu'on veut dans la loi mais cela ne doit pas être considéré comme une pression... Malheureusement pour les auteurs de cette « étude », le BCG a sorti en juin 2003 une étude autrement plus sérieuse (et qui n'était pas de commande) sur ce qui risquait de se passer en Europe jusqu'en 2012. Cette étude (« Keeping the Lights On – Navigating Choices in European Power Generation ») contient nombre d'arguments solides qui contredisent complètement ce qui est donné ici.

Une des originalités de cette étude est qu'elle s'appuie sur une base d'informations internes importantes des principales sociétés du secteur rassemblées au sein du Syndicat des Énergies Renouvelables (développeurs, fabricants, institutions financières, sociétés de services, etc.). Les informations rassemblées et analysées proviennent de sources couvrant la majorité des capacités éoliennes installées en France à la fin de l'année 2003.

Parmi les tâches liées à cette recherche, le Boston Consulting Group (BCG) a pris la responsabilité de coordonner la collecte, la consolidation et l'analyse des données, en garantissant la confidentialité des informations appartenant à chaque participant.

6 Ce sont uniquement des informations des promoteurs, constructeurs et bureaux d'études. Si elles sont partiales, ce n'est pas grave car c'est confidentiel !

L'analyse des expériences dans des pays voisins s'est aussi révélée particulièrement intéressante. Cette recherche internationale nous a permis de confirmer nos hypothèses

7 Là, le BCG s'est complètement fourvoyé. Les 2 pays qui ont le plus de machines par habitant sont le Danemark puis l'Allemagne. Dans ces 2 pays, l'éolien industriel est un désastre. Nous conseillons aux auteurs d'approfondir « l'analyse des expériences de ces [2] pays voisins ». Ils pourront consulter avec profit

- pour le Danemark, un article important de Niels Sandøe dans le journal danois « Jyllands Posten » du 4 juin 2003 intitulé « Flere Vindmøller Skaber Kaos » (Plus d'éoliennes amènent le chaos). (voir sur www.ventdecolere.org)
- Et pour l'Allemagne, l'article de DER SPIEGEL n°14 du 29 mars 2004 intitulé (en couverture) : « Le délire éolien – du rêve d'une énergie respectueuse de l'environnement vers un massacre paysager hautement subventionné » (traduction sur le site de « Vent de Colère ! »

concernant les conditions qui doivent être présentes en France afin d'accélérer la dynamique de développement de l'éolien et d'atteindre les objectifs français de production d'électricité et de réduction des émissions polluantes.

Les conclusions de cette recherche sont tirées d'une méthodologie solide et complète appliquée aux informations originales mentionnées ci-dessus. Dans le cadre d'une telle méthodologie, trois grandes directions ont été suivies. Premièrement, une base de données a été créée, contenant des informations provenant de parcs éoliens actuellement en activité ou à l'état de projet en France. La base de données comprend des informations concernant la taille des parcs éoliens, les ressources éoliennes, le détail des investissements, la structure financière, etc. Deuxièmement, un modèle économique et d'évaluation financière a été conçu pour les parcs éoliens. Enfin, une étude comparative des réglementations internationales a été conduite, analysant le cadre légal de la génération d'électricité éolienne dans le but d'évaluer l'impact de différentes mesures sur le

développement de l'électricité éolienne dans ces pays.

Fidèle à sa tradition de proposer des solutions applicables et innovantes soutenues par des analyses rigoureuses, le BCG a décidé de partager sa compréhension profonde de cette industrie avec tous les acteurs du secteur éolien. Cette compréhension pourrait faciliter la coordination de futures actions dans un secteur aussi important du point de vue économique, social et environnemental.

8 Comme ces acteurs sont pratiquement tous dans le SER et que c'est lui qui paye, le contraire eut été étonnant

Nous souhaitons remercier ici les membres du Syndicat des Energies Renouvelables ayant participé à cette recherche, ainsi que l'équipe du BCG qui a collaboré à l'élaboration de ce rapport : Philippe Kurzweil et Nicolas Comte.

Marc Benayoun
Vice President & Director
BCG Paris
Responsable du secteur énergie & utilités
Benayoun.Marc@bcg.com

Ramon Baeza
Vice President & Director
BCG Madrid
Responsable du secteur énergie & utilités
Baeza.Ramon@bcg.com

2. SYNTHÈSE : LA FRANCE EST-ELLE EN TRAIN DE SACRIFIER L'ÉNERGIE ÉOLIENNE ?

9 grandiloquent

La stratégie énergétique française qui se dessine au fil des débats législatifs montre un certain nombre de contradictions : l'électricité éolienne est une ressource précieuse pour la France, et pourtant les objectifs de développement annoncés ne seront pas atteints sauf amélioration des conditions administratives d'autorisation des projets (permis de construire...) et du régime de soutien à la filière. Nous proposons ici des mesures permettant un développement de l'éolien en ligne avec les objectifs affichés par le projet de loi d'orientation sur l'énergie (PLOE) et la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI).

Une ressource précieuse pour la France

10 Voilà la loi qu'il nous faut

L'éolien contribue à la diversification du parc de production français, qui est le moins diversifié des pays de l'OCDE.

11 Cela ne signifie pas grand chose. Si la diversification est le nombre de sources différentes d'énergie : solaire, éolien, géothermie, thermique à gaz, thermique à fuel, thermique à charbon, nucléaire, bio masse, la France les utilise toutes.

La France a pris à Bruxelles un engagement en ce qui concerne la proportion d'électricité d'origine renouvelable consommée en 2010 : 21%.

12 Toujours la même rengaine du soit disant engagement de la France. Voir commentaire numéro 4.

Au demeurant, ce n'est pas un objectif très ambitieux compte tenu de la bonne position de départ, permise par l'outil de production hydroélectrique développé dans les années 50 et 60. Il faudra donc produire en 2010 106 TWh d'origine renouvelable, contre 71 aujourd'hui, et l'essentiel de cet écart devrait être fourni par l'éolien terrestre, compte tenu du potentiel technique sur le territoire national, de la maturité et du coût des différentes énergies renouvelables. Nous tablons donc sur 25 TWh d'éolien pour atteindre cet objectif, et 10 TWh pour l'ensemble des autres énergies renouvelables. 25 TWh représentent 10 000 MW installés au 1^{er} janvier 2010, soit environ 4 000 machines sur terre et 500 en mer.

13 25 TWh/an avec 10000 MW installés supposent un temps de fonctionnement de 2500 heures/an soit 28,5%. Le BCG dans son étude précitée de juin 2003 nous dit que le fonctionnement sur lequel on peut tabler n'est que de 25%. Ce chiffre est confirmé par J.M.Jancovici, expert indépendant reconnu en énergies renouvelables qui l'estime même à 23%.
(Le temps de fonctionnement n'est pas le temps de fonctionnement réel mais le temps de marche équivalent à puissance maximale obtenu en divisant le nombre de MWh produits pendant une période donnée (par exemple 1 an) par la puissance maximale installée. Ex. : une centrale de 10 MW produisant 23000 MWh/an aura un temps de marche à 10 MW de 2300 h soit 26,25% [2300/8760].)

L'éolien est une énergie dont le principal impact sur l'environnement est visuel;

14 Oui mais ce n'est pas en constatant cela que le BCG nous dit comment résoudre le problème. De 2001 à 2004 la taille des machines est passé de 70 m en bout de pale à 150 m ce qui accroît encore « l'impact ». Sur le terrain l'impudence des promoteurs est sans limites : Pont St Bénézet à Avignon, Champ de bataille d'Azincourt, Avignonnet, Abbayes cisterciennes de Fontfroide et Villelongue, St Félix Lauragais, Château de Thoiry, etc... les exemples sont innombrables.

La France est la première destination touristique au monde. L'éolien industriel tel que développé par les membres du SER depuis 2001 constitue un sabotage destructeur de l'industrie touristique. Les sondages pitoyables (en particulier de l'ADEME) essaient de faire croire que plus il y a de machines, plus les habitants aiment cela ! Les touristes de l'Europe du Nord fuient les sites éoliens (ils ont déjà donné). Les professionnels du tourisme vert (gîtes, hôtellerie de plein air, ...) sont furieux.

C'est le massacre du patrimoine paysager et historique.

Et bien évidemment le lobby éolien industriel ne veut absolument pas de l'avis « conforme » de la Commission des Sites.

...

A l'étranger ce n'est pas mieux : on démonte les machines en Hollande, on n'en veut plus « onshore » au Danemark (pour cause de « vandalisme écologique »), on en supprime en Allemagne, au Royaume Uni une éolienne est la chose la laide qui existe (sondage de Country Life), ...

Les machines pourraient être tolérées à condition que leur diamètre apparent soit faible c-à-d. à 100 fois la hauteur en bout de pale (EBDP) soit par exemple 15 km pour 150 m EBDP et qu'elles ne soient jamais sur les crêtes ou les sommets.

Comme dans la plupart des cas, l'énergie produite n'est pas consommée sur place, cela nécessite la construction de ligne THT qui enlaidissent encore plus le paysage.

L'étude du BCG de juin 2003 ne s'y est d'ailleurs pas trompé : « Besides the economic challenges, large wind farms (mais les petites aussi) are not generally considered to be aesthetically pleasing. That fact, combined with the fact that their purpose is not to serve local power needs, almost guarantees strong local oppositions to their construction »

Les flash qui donnent aux centrales l'aspect d'un luna park dès que la nuit tombe perturbent les riverains (les allemands appellent cela « l'effet disco »).

les études d'impact ornithologique montrent que ce risque est désormais bien maîtrisé.

15 On voudrait bien savoir comment ? L'expérience sur le terrain montre que c'est exactement le contraire. Les migrateurs, de nuit et par vent contraire, volent à très basse altitude et n'évitent pas les hachoirs à oiseaux. Les rapaces et les chiroptères ignorent les machines et payent un très lourd tribut à l'éolien industriel. L'expérience de l'Espagne est à cet égard très significatif (consulter le site de « Vent de Colère ! » www.ventdecolere.org . Les machines, avec vibrations et ultra sons, font fuir les réserves cynégétiques et ce n'est pas sans raisons que de nombreux chasseurs soutiennent le combat des opposants à l'éolien industriel.

L'impact acoustique est lié à la technologie des aérogénérateurs, et très faible dans la plupart des cas.

16 On aimerait savoir ce que signifie « très faible dans la plupart des cas ». L'expérience sur le terrain montre que la nuisance sonore est perçue très nettement jusqu'à plus de 2000 m. Cela n'empêche pas les promoteurs de vouloir placer leurs machines jusqu'à 230 m des habitations (1^{er} projet de St Félix Lauragais) même si la DDASS de l'Oise recommande 500 m minimum. On invite les auteurs de ce rapport à venir interroger et discuter avec les riverains vivant 24 h sur 24 près des machines (avec une visite rapide du site de jour on peut tomber sur une période calme). Exemple : à Plougras à 700 m et plus des habitations, à Avignonet à 500 m et 800 m, au Pic de Merdelou à 1300 m, au domaine viticole de la Villatade (Sallèle-Limoussis) à 1000 m, à Fitou, ... Personne ne peut prédire ni même calculer l'impact sonore avec la distance d'un groupe de machines avant qu'elles soient construites. Cela dépend de trop de facteurs qui ne sont jamais tous intégrés dans les modèles dont se targue l'ADEME et les promoteurs : nombre de machines, hauteur de la nacelle, diamètre du rotor, position relative des machines, relief du terrain, rugosité, type de machine, système de génération de l'électricité, gradient de vitesse entre le sol et la nacelle (qui est nettement plus fort la nuit), fréquence des sons (pale, mécanisme), etc ...

Ce que nous demandons est très simple : que les DDASS fassent des mesures de bruit sur tous les sites existants et publient les résultats. Si cela demande trop de temps ou d'argent, il suffit seulement d'aller enquêter auprès des riverains vivant sur place. Seule cette façon de procéder permettra de fixer une distance minimale de précaution qui se situera très vraisemblablement vers 50 fois la hauteur en bout de pale. Les résultats d'études récentes montrent que les infrasons rendent les riverains malades jusqu'à au moins 1 mile (1609 m) et certains recommandent 2 miles comme précaution.

C'est en outre une énergie extrêmement sûre.

17 Que signifie « extrêmement sûre » ? le nombre d'accidents survenus en France (pales détachées, machines tombées, etc. vis à vis du petits nombre de machines déjà installées ne permet pas de qualifier cette énergie « d'extrêmement sûre ». La série impressionnantes d'accidents divers survenus en Allemagne : projections de bloc de glace, incendies, pales cassées, etc... est réellement inquiétante. En particulier, les projections diverses à 500 m des machines devrait interdire la proximité de machines auprès des habitations. Cela est loin d'être le cas. De plus la plupart du temps aucune barrière n'interdit l'accès de la proximité immédiate des machines aux enfants. Les personnes prédisposées à des crises d'épilepsie ont des crises causées par les infra sons. Une étude sur les infra sons menée par des médecins est publiée sur le site de « Vent de Colère ! ».

Le surcoût de cette énergie se réduit au fil du temps, du fait de la réduction des coûts des projets (effets d'échelle et d'expérience) et de l'augmentation en cours des tarifs de l'électricité. Le surcoût est de l'ordre de 8 € par foyer et par an dans les 20 ans qui viennent, c'est-à-dire en prenant en compte la durée de vie des éoliennes qui devraient être construites d'ici 2010 pour atteindre l'objectif de 21%. D'ici 10 à 15 ans, par comparaison avec les coûts complets de l'électricité d'origine fossile, externalités comprises, les nouveaux projets éoliens ne devraient plus nécessiter de subventions pour voir le jour ; ceci est notamment dû à la qualité du gisement éolien français.

18 Il est indubitable que les augmentations du prix de vente de l'électricité au cours du temps vont rendre la rente Cochet de moins en moins attractive. Mais cela va prendre un temps très long et nous conduit très largement au delà de 2010.

On aimerait connaître les détails du calcul des 8 €/an et par foyer sur 20 ans. Pour notre part, nous avons calculé (d'après les données de Birraux-Le Déaut) que pour 14000 MW installés de 2001 à 2010 cela revient à 18,5 milliards d'euros aux usagers français de l'électricité. Cela se répartit comme suit :

- 13,2 milliards d'euros de surcoût par rapport au nucléaire.
- 3,6 milliards d'euros pour l'extension nécessaire du réseau électrique.
- 1,7 milliards d'euros pour les centrales thermiques « de réglage » nécessaires à la régulation de l'éolien.

On peut retrouver un chiffre du même ordre de grandeur via la CSPE (contribution sociale pour l'électricité) que les usagers payent (voir votre facture d'électricité) pour la fourniture d'électricité aux foyers précaires, pour le surcoût de l'électrification des îles et en très grande majorité pour l'éolien industriel. Elle s'élève en 2004 à 4,5 €/MWh. Pour une consommation moyenne d'ici 2010 de 500 TWh/an et en prenant la valeur 2004 de la CSPE cela donne 2,25 milliards d'euros/an soit 22,5 milliards sur 10 ans. Retirons quelques milliards pour les îles et la précarité et on retombe sur environ 18 milliards sur 10 ans.

D'ailleurs fin 2003 seulement 230 MW tournaient en France pour 70 MW fin 2001. EDF a annoncé un coût des énergie renouvelable de 900 millions d'euros en 2001 et de 1,3 milliards en 2002. cette progression étant due pour la presque totalité à l'éolien industriel. On conçoit alors tout à fait que pour obtenir de 14000 MW en 2010, il faille une somme de l'ordre de grandeur de 20 milliards d'euros.

Il faut noter qu'environ 1/5 de la production française comprenant des MWh éoliens chèrement payés par les consommateurs d'électricité que nous sommes tous, est exportée à un prix largement inférieur, à tous nos voisins (GB, Benelux, Allemagne, Suisse, Italie, Espagne). Soyez sûrs qu'ils nous en sont extrêmement reconnaissants.

Le rapport parle en début de paragraphe, de la réduction des « coûts » dus à l'effet d'échelle et à l'expérience. Il s'agit donc de la réduction du coût de revient du MWh éolien. De fait, (en plus de réductions de coûts dus à l'expérience) les machines devenant de plus en plus grande, le passage par exemple d'une longueur de pale de 30 m à 50 m donne une augmentation de l'énergie de 36% car le rayon intervient au carré dans la formule de Betz. De même, une nacelle à 100 m de hauteur bénéficie d'un vent en moyenne plus fort et un peu plus régulier (effet moindre de la « rugosité ») qu'à 45 m. On a donc une diminution sensible du prix de revient ce qui augmente d'autant les profits. Notons qu'on augmente en même temps les nuisances visuelles et sonores. La hauteur en bout de pale a évolué grosso modo de 75 m en 2002 à 150 m en 2004 ; une machine de 180 m tourne en Allemagne ; des modèles de 200 m à 240 m sont annoncés, ces derniers étant à orientation fixe dans le sens des vents dominants. La course à plus de plus grandes tailles et donc à de plus grands profits (et de plus grandes nuisances) continue.

Tout ceci sans compter la taxe professionnelle dont les 2/3 sont payés par le contribuable.

Quant à la qualité du gisement éolien français, il est fort mais très irrégulier et il vaudrait mieux qu'il soit moins fort et beaucoup plus régulier. Même pour le BCG il n'est pas bon (étude de juin 2003).

À notre connaissance, à part l'hydroélectricité, l'éolien terrestre est la seule énergie renouvelable à atteindre ce niveau de performance économique à cet horizon de temps, et à pouvoir en même temps prétendre fournir des volumes significatifs (le potentiel technique en France est estimé à 66 TWh).

19 C'est la seule à atteindre ce niveau de performance financière pour les investisseurs (voir 22). 66 TWh (très vraisemblablement par an) à 25% de temps de fonctionnement ou 2200 h/an représentent 30 000 MW installés soit 12 000 machines de 2,5 MW. Tel est le rêve du SER qui représente pour lui un potentiel de profit démesuré et un potentiel de nuisances du même ordre.

En conséquence, il n'est pas étonnant que cette énergie ait perdu un caractère anecdotique pour attirer plus de 20% des investissements européens de génération électrique entre 1995 et 2004. Ceci nous amène à évoquer la question de la politique industrielle. La préoccupation de politique industrielle est souvent présente à l'esprit de nos décideurs lorsque l'on parle de politique énergétique. A cet égard, il ne faut pas négliger la filière éolienne, puisque dans les 6 ans qui viennent, ce sont 50 milliards d'euros qui seront investis en Europe dans les aérogénérateurs, s'ajoutant à une base installée de 25 milliards d'euros. Si la France atteint l'objectif qu'elle s'est donné, la puissance installée représentera 13% environ de l'éolien européen. Malheureusement, nous pensons qu'il est peu probable que les capacités françaises représentent plus de 5% de la production éolienne. Les industriels français de la production et de l'ingénierie électrique, déjà en retard, et privés de marché domestique significatif, auront les plus grandes difficultés à se positionner sur ce marché porteur, sauf opération majeure de croissance externe.

20 En fait les investisseurs ne se tournent vers l'éolien industriel que dans la mesure où des incitations financières sérieuses sont mises en place par les gouvernements. C'est le cas pour une grande partie des pays européens. A cela s'ajoute le fait que pour fournir leurs marchés nationaux des pays comme le Danemark, l'Allemagne et l'Espagne ont construit des usines de fabrication d'aérogénérateurs. Les marchés nationaux étant saturés ils se tournent vers la France qui est un marché quasi vierge. Les promoteurs agissant en France ne font qu'importer des machines étrangères. Seul Jeumont a essayé de construire des machines en partie françaises et cela n'est pas une réussite. Vergnet, constructeur de petites machines n'est pas en mesure de produire aujourd'hui des machines d'une taille et d'une puissance comparables aux machines actuelles et futures.

Pourquoi sommes-nous en train de rater la cible ?

Tout d'abord, si l'on projette la capacité éolienne terrestre actuelle, et que l'on fait l'hypothèse, toutes choses égales par ailleurs, d'une croissance exponentielle sur les rythmes allemands et espagnols en partant des projets opérationnels à ce jour, on n'atteint pas 10 000, mais 6 000 MW. Il faudrait donc un soutien particulièrement fort, et coordonné, à ce secteur, pour atteindre l'objectif indiqué. Bien au contraire, l'environnement, qui s'est récemment dégradé en défaveur des développeurs, est beaucoup moins favorable qu'en Espagne, en Allemagne ou au Danemark.

L'obstacle principal au développement de l'éolien en France est le véritable « parcours du combattant » que représente l'adoption d'un projet éolien en France, qui se traduit d'ailleurs par des coûts de développement plus élevés que dans les autres pays européens. Si toutes les étapes ont une légitimité, la loi et le régulateur n'ont pas donné d'objectifs aux décideurs (en termes de capacité régionale par exemple). Ajoutons à cela la méconnaissance de certaines procédures, qui contraignent les développeurs à fonctionner en permanence en mode précontentieux avec leurs interlocuteurs, une coopération difficile avec les gestionnaires de réseaux publics d'électricité, et l'on aboutit à un blocage fréquent des projets éoliens. Pour compléter ce tableau relativement sombre, le nouvel article 8 bis du PLOE voté en première lecture par les Députés le 1^{er} juin dernier, à savoir la délivrance des permis de construire par le maire avec avis conforme de la commission des sites, ajoute une nouvelle barrière particulièrement haute. A titre d'illustration, une commission départementale a donné un seul avis positif sur un total de 20 projets présentés au cours des derniers mois.

21 On reconnaît là la prose habituelle de A.Antolini, président du SER et de « EDF-énergies nouvelles » (ex « SIIF-Energies » qui a absorbé sa filiale « Energies du Midi ») dont EDF possède 50%. A.Antolini voudrait les décideurs (préfets) à sa botte. Dans une dépêche de l'AFP du 21/11/2001 intitulée « Eoliennes : cri d'alarme » il nous dit : « on doit donner des instructions claires aux préfets pour l'instruction des projets éoliens, chacun faisant actuellement sa doctrine au gré des minorités agissantes qui bloquent sur le terrain la construction des aérogénérateurs ». Il faut de plus que des objectifs régionaux quantitatifs soient définis. Des membres de « Vent de Colère ! » ont participé à plusieurs schémas régionaux (et même départementaux) où les promoteurs veulent sur les cartes des zones clairement définies avec pour chacune, le nombre de MW prévus. Comme de plus ces zonages ne sont pas opposables aux tiers, ils peuvent aussi aller hors des zones sans aucun problème. Évidemment, la Commission de Sites ne doit absolument pas venir perturber les visées des promoteurs et les indigènes ne doivent pas avoir droit à la parole : « circulez ! il n'y a rien à voir ! ... »

La deuxième incertitude tient à l'économie des projets. Les engagements d'achat de l'électricité produite permettent aujourd'hui une rentabilité moyenne convenable pour les développeurs. Celle-ci n'est pas exceptionnellement élevée, contrairement à ce qui a pu être affirmé ici ou là sur la base de calculs théoriques et d'effets de levier très élevés (qui d'ailleurs limitent la portée de la notion de retour sur fonds propres). En effet, les coûts réels des projets sont très rarement conformes aux coûts projetés, et c'est d'ailleurs la justification des primes de risque demandées par les financeurs des projets, qu'il s'agisse de dette ou de fonds propres. Par ailleurs, si les rentabilités étaient aussi élevées, cela se verrait dans les comptes des développeurs ou des équipementiers ; nous n'avons rien constaté de tel. La situation satisfaisante aujourd'hui se compliquera singulièrement avec la baisse programmée des tarifs d'achat à raison de 3,3% par an, qui se cumule avec une réduction de 10% lorsque le seuil des 1 500 MW d'éolien est atteint en France. Nous pensons que les coûts de l'éolien vont baisser, du fait d'effets d'expérience, et de la baisse probable du coût des équipements lié au développement de cette industrie ; toutefois, le rythme de cette baisse ne devrait pas excéder les 2,5% par an, de sorte qu'au-delà des 1 500 MW, qui pourraient être atteints en 2006 ou 2007, la majorité des projets ne seront pas finançables. Dans cette hypothèse, seuls les projets bénéficiant de gisements de vent exceptionnels verraient le jour, d'où notre prévision de 2 500 MW de capacité installée pour l'éolien terrestre.

€

22 Ici aussi on retrouve les pleurs habituels diffusés sur le site du SER. En ce qui concerne le prix de rachat du kWh voici ce que dit S.Coignard dans « Le rapport omerta 2002 » (Albin Michel) sous le titre « Le Jackpot vert » : « Il [Y.Cochet] suggère de mettre le paquet sur l'éolien, plaide pour un système de prix de rachat garanti et propose, sans qu'aucun calcul le justifie, un tarif de 45 à 55 centimes [de franc] par kWh, au plus grand bonheur des industriels qui souhaitent se lancer sur ce marché. » « ... il [A.Antolini] a mené d'une main de fer la négociation avec la DIGEC [Direction du gaz, de l'électricité et du charbon] entre janvier et juin 2001. Ne se satisfaisant pas de la position très volontariste affichée par le secrétaire d'Etat Christian Pierret dès décembre 2003, il obtient cinq mois plus tard un ultime coup de pouce de l'Etat améliorant encore de 2% la rentabilité des investissements dans les éoliennes. Au grand dam de la CRE. Les éoliennes avaient bien besoin d'un peu de promotion. Les voilà devenues un business très juteux. » S.Coignard nous explique aussi que la CRE a publié un rapport incendiaire contre ces subvention à l'éolien et cela le jour où l'arrêté est sorti parce que le ministre Cochet a empêché qu'il sorte avant.

Dans son rapport, la CRE dénonce les profits excessifs que vont générer le prix Cochet : « le tarif proposé se situe très au-dessus de toutes les estimations raisonnables des coûts de revient de la filière éolienne. Le développement de la spéculation liée aux réservations de sites depuis l'annonce de ce tarif est d'ailleurs révélateur de rentabilités tout à fait excessives : plus de 20% après impôts, garantis sur 15 ans [par l'Etat], même pour des sites moyennement ventés ». En fait c'est même beaucoup plus si l'on tient compte

- des revenus générés après la 15^{ème} année
- la diminution du prix de revient de la filière éolienne dû au progrès technique sur les machines (voir fin note 18)
- la minimisation volontaire de la production dans les premières années pour profiter d'un meilleur prix les 10 années suivantes. Le prix payé les années 6 à 15 est celui correspondant au temps de fonctionnement pendant les années 1 à 5. La CRE a calculé que c'est un « investissement » rapportant jusqu'à 22% pendant 10 ans. Cela explique pourquoi on voit très souvent sur les centrales éoliennes une ou deux machines à l'arrêt.
- la recherche de la proximité de sous stations EDF, quitte à se trouver à proximité des habitations pour économiser sur les lignes raccordement.

Une autre indication peut être trouvée dans les projets entrant dans le plan Eole 2005. A Avignonnet par exemple, le promoteur allait implanter ses machines avec un prix du kWh de 0,315 franc ce qui lui assurait déjà un profit convenable. A ce moment est sorti l'arrêté Cochet qui offrait 0,55 franc du kWh et le promoteur a de suite fait les démarches pour rentrer dans le système Cochet : on se retrouve bien dans le schéma de rentabilité excessive dénoncé par la CRE.


Enfin, très significatif, d'après André Merlin Directeur du RTE (Réseau de Transport de l'Électricité) : le 8 novembre 2001, 4 mois après la sortie de l'arrêté Cochet, la somme des demandes se montait à 13000 MW, c'est à dire à peu de chose près, l'objectif 2010 ! (Birraux-Le Déaut p.338).

Théolia qui a fait une publicité indiquant 23% de taux de rentabilité après impôts, s'est fait taper sur les doigts par le SER. Les allemands offrent 8,15% pour investir dans l'éolien français.

Tout cela explique la ruée forcenée des promoteurs, fous d'impatience d'investir au maximum.

« Le Monde »
Mardi 28 mars 2002
Page 21

CRÉA/110 France - C. de la photo - G. de la photo - C. de la photo - C. de la photo



INVESTIR
DANS LES ÉNERGIES
RENOUVELABLES...
BIEN PLUS QU'UNE
OPPORTUNITÉ

THEOLIA CONÇOIT, DÉVELOPPE, FINANCE, CONSTRUIT ET EXPLOITE DES CENTRALES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES (ÉOLIEN, BIOMASSE ET BIOGAZ). L'ÉOLIEN, UN MARCHÉ POUSSÉ PAR DES VENTS FAVORABLES : LES ACCORDS DE KYOTO SUR LA RÉDUCTION DE L'EFFET DE SERRE, LES ENGAGEMENTS DE L'EUROPE DE DOUBLER LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE D'ICI 2010, L'OBLIGATION FAITE À EDF DE RACHETER LE KWH PRODUIT À UN PRIX MOYEN QUI PERMET D'ENVISAGER UN **T.R.I. DE 23%* SUR 15 ANS.** AUTANT D'ÉLÉMENTS QUI FONT DE THEOLIA BIEN PLUS QU'UNE OPPORTUNITÉ.

*Taux de Rentabilité Interne (T.R.I.) calculé sur la base des données techniques et financières des projets éoliens développés par Theolia en France et en Espagne. Le calcul est réalisé sur la base des données de la CRE (Commissariat général de l'énergie) et de la CRE (Commissariat général de l'énergie).

www.theolia.com
Tél. : 04 42 39 65 80

THEOLIA
L'ÉNERGIE NATURE

La note explique qu'il s'agit du
taux de rentabilité après impôts
donné par la CRE

Zeit zum Anlegen

Zukunftsmarkt Windkraft in Frankreich

Unternehmensanleihe 8,15 % Zinsen p.a. (5 Jahre)



Nutzen Sie mit uns die historische Chance jetzt in Frankreich aktiv zu werden.

Fekdaten

| | |
|------------------|---|
| WKN / ISIN | WKN 383 449 / ISIN DE0003834495 |
| Emissionsvolumen | € 15.000.000,- |
| Mindestzeichnung | € 5.000,- |
| Ausgabekurs | 100 % des Nennwertes plus Stückzinsen, kein Agio fällig |
| Laufzeit | 5 Jahre, bis 19. August 2008 |
| Verzinsung | 8,15 % pro Jahr |
| Zinszahlung: | halbjährlich |

Info-Hotline (gebührenfrei): **0800 - 9 22 22 33**

Zeit zum Anlegen = C'est le moment d'investir
Zukunftsmarkt Windkraft in Frankreich = Le marché de l'avenir, l'énergie éolienne en France
(internet août 2003)

Nous ne sommes pas certains de l'intérêt pour la collectivité du seuil de 12 MW, au-delà duquel l'obligation d'achat n'est plus valable. Un effet pervers de ce seuil consiste d'ailleurs à tronçonner les projets, et à générer des coûts additionnels. Dans les pays européens qui soutiennent l'éolien terrestre, il n'est pas rare de voir des projets de plus de 70 MW. €

23 On voit par contre très bien l'intérêt pour les promoteurs de faire sauter cette limite. Et c'est à tel point qu'ils ont essayé au Sénat. Sur le terrain ils essayent de s'en affranchir en trichant. Cette limite a pour effet d'augmenter la concurrence entre les promoteurs et de limiter les nuisances.

Le PLOE semble enfin souhaiter que l'Etat favorise les mécanismes d'appels d'offres, ce qui supprime une des rares certitudes sur lesquelles un développeur peut s'appuyer : les prix unitaires auxquels il pourra céder sa production. Nous pensons que ce choix ajoute une contrainte additionnelle aux développeurs, et ralentira encore le rythme de développement des projets. Les mécanismes purement fondés sur le marché n'ont d'ailleurs pas prouvé leur efficacité dans l'éolien. Pourquoi ne pas attendre une plus grande maturité du secteur, et une plus grande compétitivité, d'ailleurs programmée, avant de les faire jouer ? Partout dans le monde, les pays ayant développé l'éolien ont retenu des mécanismes de soutien et de régulation de celui-ci. €

24 Cette procédure fait perdre les profits excessifs* évoqués dans la note 22. Elle a par contre l'avantage de donner des prix plus proches de la normale et en particulier dans les projets off shore où les prix Cochet risquent d'être un peu tangents dans certains cas.

* dans une économie libérale, les profits même excessifs ne sont absolument pas à stigmatiser tant qu'ils ont lieu dans un système de marché équilibré. Par contre, cela n'est pas acceptable quand cela se fait (quasiment) sous forme de taxe comme c'est le cas de l'éolien industriel français

Comment donner un nouveau souffle à l'éolien ?

Nous avons élaboré, autour de 3 axes principaux, 9 propositions pour « rectifier le tir » et permettre la valorisation du potentiel éolien français :

- Améliorer les procédures administratives
 - mobiliser les décideurs autour d'objectifs bien définis et qui les engagent

25 Rendre les préfets responsables d'un certain nombre de MW à installer par région
 - standardiser et professionnaliser les procédures administratives

26 Obtenir des formalités administratives simplifiées rapides et minimales
 - rendre les formalités de raccordement plus simples et plus transparentes

27 RTE à la botte
- Sécuriser l'investissement éolien
 - pérenniser le système de prix d'achat garanti en adaptant les tarifs pour assurer une rentabilité suffisante au financement des projets €

28 garder absolument le prix Cochet sans aucune diminution
 - encourager le développement de parcs de capacité supérieure à 12 MW

29 permettre des parcs de taille quelconque
 - réduire les coûts de raccordement €

30 RTE doit baisser ses prix

- Mobiliser la collectivité
 - décliner l'objectif national en objectifs régionaux

31 Fixer le nombre de MW dont seront responsables chaque préfet

- aider à la création d'une filière « énergie renouvelable »

32 En plus du prix Cochet, subventionner encore plus la « filière »

- communiquer autour des avantages et des enjeux de l'énergie éolienne

33 Faire le marketing de l'éolien industriel (ADEME et officines)

34 Si toutes ces mesures sont prises cela rendra les promoteurs comparables à des producteurs de pétrole. Les nuisances correspondantes seront incommensurables car plus aucun frein ne s'opposera à la ruée des promoteurs.

3. ENJEUX DE L'ÉOLIEN POUR LA COLLECTIVITÉ

Dans cette section, nous évaluons les enjeux de l'éolien pour la collectivité en fonction des priorités fixées dans le cadre la politique énergétique française (figure 1). L'évaluation, conduite à l'aune de ces priorités, qualifie l'éolien terrestre comme un moyen de production de choix contribuant à la réalisation des objectifs de la politique énergétique française.

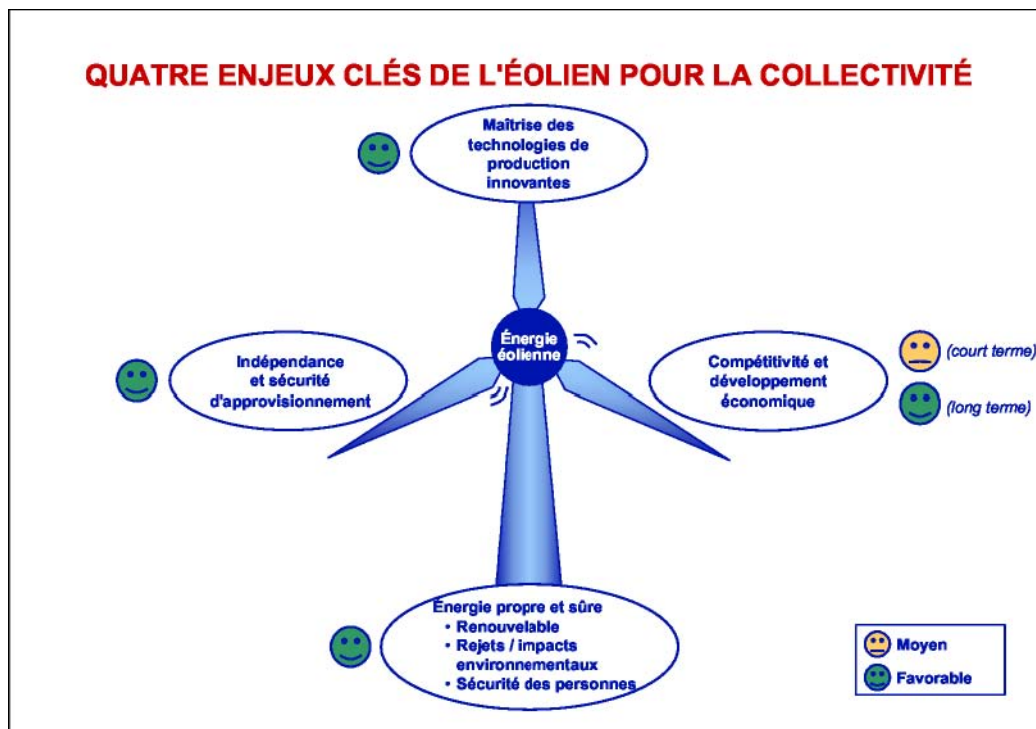


Figure 1

35 « Pour la collectivité ... » : une partie de cette collectivité pense que l'éolien industriel est nuisible, coûteux et inutile.

« Maîtrise des technologies de production innovantes » : La maîtrise existe au Danemark et en Allemagne chez les industriel de ces pays (que le rapport qualifie de « collectivité ») et en France, les promoteurs se contentent d'importer des machines étrangères.

« Indépendance et sécurité d'approvisionnement » : parler de cela à propos d'une énergie renouvelable (même nuisible si elle est utilisée à l'échelon industriel), ne laisse pas d'impressionner le lecteur.

« Compétitivité et développement économique » mauvais à court terme et bon à long terme : l'éolien industriel n'est pas et ne sera jamais compétitif vis à vis d'autre moyens de productions. D'abord parce qu'il est l'un des moyens les plus cher, ensuite parce qu'intermittent, il nécessite pour le réguler des centrales thermiques. Pour 1 MW éolien (industriel), il faut 1 MW thermique de réserve. Comme l'éolien ne marche qu'un quart du temps, pour chaque MWh éolien on a 3 MWh thermiques. Pour les 10000 à 14000 MW éolien il faudra multiplier le parc thermique actuel par un facteur 4. Si ce thermique est (au mieux) des turbines à gaz qui sont très largement moins chères que l'éolien, il vaut mieux du point de vue économique et énergétique remplacer le MW éolien par un MW thermique de plus. On aura un outil souple et qui répond sans interruptions ni débordement à toutes les variations nécessaires. Ce sera moins cher en prix de revient, moins cher pour les français et sans les nuisances qui font que ces derniers s'opposent avec force à l'éolien industriel. Et, à part le développement du profit chez les promoteurs, l'éolien industriel n'amène aucun développement économique (si ce n'est chez les constructeurs étrangers).

« Énergie propre et sûre – Rejets / Impacts environnementaux – Sécurité des personnes » :

Propre ? même pas car le thermique servant à réguler l'éolien industriel émet des gaz à effet de serre. Ce thermique marchant les 3/4 du temps, le CO2 économisé par l'éolien est produit trois fois par le thermique de régulation.

Sûre ? les accidents démontrent le contraire. Un exemple :

Le 12 janvier 2004

Une enquête a été ouverte pour "mise en danger délibérée de la vie d'autrui" par le parquet de Boulogne-sur-Mer (Pas-de-Calais) à la suite d'un incident d'éolienne, qui s'était brisée au Portel (Pas-de-Calais) le 1er janvier, a-t-on appris vendredi de source judiciaire.

L'éolienne, haute de 60 mètres, s'était brisée à mi-hauteur après qu'une de ses trois pales, longue de 25m, s'était détachée, déséquilibrant l'ensemble sans toutefois faire de victime.

L'enquête devrait notamment permettre de déterminer si des fabricants ayant participé à la construction de l'éolienne sont responsables ou non d'une éventuelle négligence professionnelle.

"Un défaut de conception des pales et une fixation insuffisante de ces pales à la génératrice" seraient à l'origine de l'incident, selon Bernard Prouvost, représentant de l'entreprise Innovent, gérante de la ferme éolienne du Portel, fermée depuis par mesure de précaution.

Quatre éoliennes fonctionnaient au total sur le site depuis 2001.

Source AFP 09/01/2004

Les milliers d'accidents et incidents relevés par exemple en Allemagne (bris de pale, incendies, chute de machines, projection de blocs de glace dus au givre, effets sur la santé des riverains, gêne causée par l'effet stroboscopique du reflet du soleil ou de l'ombre des pales, nuisances sonores, etc...) démontrent qu'on ne peut absolument pas parler de sûreté. L'obstination à placer les machines tout près des habitations augmente encore la dangerosité de ces machines.

L'impact environnemental on l'a vu est désastreux et est accentué là aussi par l'attirance pour les sites naturels et historiques les plus préservés.

En fait seul l'appât d'énormes profits poussent les promoteurs à se conduire ainsi.

Et ce n'est pas sans raisons si partout en France des centaines d'association luttent contre l'invasion barbare de l'éolien industriel. Et ce n'est pas non plus sans raison si dans plusieurs pays d'Europe, on commence à faire marche arrière. Pourquoi la France devrait tomber dans les errements désastreux de ses voisins européens alors que son retard en la matière peut heureusement l'en préserver ?

Il n'existe pas de moyen de production idéal. L'analyse comparée de l'éolien terrestre avec les grands moyens de production déployés en France révèle, pour l'éolien, une palette de caractéristiques attractives et complémentaires à celles des grands moyens de production. (figure 2). En cela, l'éolien terrestre apparaît comme un moyen de production indispensable à la diversification du portefeuille de production électrique.

UN POSITIONNEMENT ATTRACTIF PAR RAPPORT AUX GRANDS MOYENS DE PRODUCTION

| | Grande hydraulique / pompage | Éolien | Nucléaire | Thermique de base CCG | Thermique de base fuel / charbon |
|--|------------------------------|-----------------|----------------------------------|-----------------------|---|
| Rejets CO ₂ | +++ | +++ | +++ | | |
| Autres impacts environnementaux | Cours d'eau, paysage | + Paysage | Déchets radioactifs, cours d'eau | | SO _x , NO _x , suies |
| Sécurité pour les personnes | + | +++ | Déchets radioactifs | ++ | ++ |
| Indépendance énergétique | +++ | +++ | + | | |
| Capacité d'ajustement | +++ | "Intermittence" | Faible réactivité | ++ | + |
| Coût complet hors externalités (€/MWh) | 42 | 66 | 30-46 | 33-37 | 36-44 |

■ Principaux inconvénients + → +++ : Avantages

Sources : CRE; EIA; Analyse BCG

Figure 2

Les principaux atouts de l'éolien sont l'absence d'émission de gaz à effet de serre, la sécurité pour les personnes et sa contribution à l'indépendance énergétique du pays.

Le coût complet de l'éolien, supérieur aujourd'hui à celui des autres grands moyens de production, doit être mis en perspective. En effet, il s'agit du coût de production d'une technologie en plein développement, comparé ici à des moyens de production éprouvés et qui ont bénéficié d'importants effets d'expérience au cours des dernières décennies. €

Le caractère intermittent de la production, fonction des conditions de vent, apparaît également comme un point faible de l'éolien. Néanmoins, il faut noter que cette caractéristique est d'importance relative compte tenu du faible taux de pénétration de la production éolienne, actuellement de l'ordre de 0.1% de la consommation électrique française. En 2010, ce taux ne devrait pas dépasser 5%. Dans ces conditions, un « électron éolien » injecté dans le réseau, sera toujours une opportunité de substitution à des électrons thermiques ou hydrauliques, ce qui représente un gain au plan environnemental et une optimisation des capacités d'ajustement du réseau. En outre, des régions telles que le Danemark, où le taux de pénétration de l'éolien est de l'ordre de 20%, ou la Navarre où ce taux atteint 60%, ont démontré la capacité à intégrer de façon efficace une production intermittente.

36 Effectivement l'éolien ne représentera en 2010 qu'une faible partie de la consommation. Mais regardons la structure de la production d'électricité en France donné dans le tableau ci-contre.

| | 2002 | 2003 |
|---------------|-------|-------|
| TWh | 486,4 | 490,8 |
| Thermique % | 4,3 | 5,0 |
| Hydraulique % | 9,2 | 9,3 |
| Nucléaire % | 86,5 | 85,7 |

A quoi servent le thermique et l'hydraulique ? à réguler les variations de la demande. L'hydraulique est au bout de ses possibilités de développement et est de plus utilisé à d'autres fonctions (soutien des étiages, régulation des crues, arrosage,...). Les réacteurs nucléaires produisent de l'électricité en tout ou rien et sont incapables d'assurer une régulation à très court terme. L'éolien s'il doit ...

véritablement être utilisé, va ajouter ses variations (de production) aux variations de la demande. Ces variations supplémentaires ne peuvent être régulées que par du thermique. Même si par instant il est possible d'utiliser de l'hydraulique momentanément disponible, il faudra le « rembourser » par du thermique. Pour chaque MW éolien il faut 1 MW thermique en réserve et comme l'éolien ne fournit en moyenne que l'équivalent de 25% du temps, s'il y a 5% de MWh éolien il faut à côté 15% de MWh thermique. « L'opportunité de substitution » n'existe absolument pas (au contraire). A la place de « gains au plan environnemental », on a des pertes par accroissement des émissions de gaz à effet de serre. Au lieu « d'une optimisation des capacités d'ajustement du réseau » on a des difficultés supplémentaires de régulation. Pour réguler 10000 à 14000 MW éoliens il faudra multiplier le parc thermique actuel par un facteur moyen de 4.

Ce n'est pas autre chose que nous la CRE dans son rapport du 5 juin 2001 : « Les filières à production non garanties (éolien, solaire, ...) ne permettent pas d'éviter la construction de centrales supplémentaires qui produisent de l'énergie garantie, indispensable pour les gestionnaires du système électrique » (garantie signifiant disponible à tout moment)

Les variations rapides de l'énergie éolienne injectée sur le réseau vont s'accroître avec le nombre de machines et par conséquent, les difficultés de régulation. C'est pourquoi RTE est, dirons nous, pour le moins réticent vis à vis de l'éolien industriel. En privé les ingénieurs de RTE vous expliquent que l'éolien industriel « torture » le réseau. Sur le site de RTE on peut lire : « Les moyens d'ajustement pour compenser l'irrégularité de la production éolienne :

- La compensation permanente des irrégularités de la production éolienne dans l'exploitation du système électrique imposera la constitution de réserves plus importantes qu'aujourd'hui.
- Il pourra être nécessaire, dès la phase de préparation journalière, de programmer des démarrages de groupes thermiques à puissance réduite, pour qu'ils soient ensuite capables d'accroître leur charge en cas de production éolienne inférieure aux prévisions.
- Pour l'ajustement à plus court terme (quelques heures), des groupes de production hydraulique, dont la réponse aux sollicitations est très rapide, devront être affectés à la correction, à la hausse comme à la baisse, des irrégularités et des erreurs de prévision sur la production éolienne. Enfin, à l'échelle temporelle de la minute, les réserves disponibles en permanence sur des groupes en fonctionnement pour permettre les réglages automatiques de la fréquence (« réglages secondaires ») devront être augmentées aussi pour absorber les fluctuations rapides sur l'éolien. »

D'une part l'hydraulique étant totalement affecté à la régulation de la demande et n'étant pas suffisant pour cela, toute part d'hydraulique utilisée pour la régulation de l'éolien devra être « remboursée » en thermique ; d'autre part la régulation « à l'échelle temporelle de la minute » ne peut être le fait que de centrales à gaz, les seules assez réactives. De plus ces centrales à gaz sont nécessairement très proches géographiquement de l'éolien industriel qu'elles régulent.

Pour au minimum 10000 MW éoliens installés (produisant $10000 \times 8760 \times 0,25 = 21,9$ TWh/an il faudrait donc 10000 MW thermiques (qui produiraient $10000 \times 8760 \times 0,75 = 65,7$ TWh/an). Or en 2003 la France a produit au total 24 TWh/an de thermique dont seulement 1,4 TWh/an par thermique à gaz. Même si les centrales thermiques actuelles ne sont pas utilisées à pleine capacité, on voit que 10000 MW éolien vont entraîner la construction d'un parc thermique énorme d'environ 3 à 4 fois (pour 14000 MW) le parc actuel (il faudra de plus renouveler les centrales à bout de course) avec des unités à gaz nombreuses et placées non loin des centrales éoliennes. Cet énorme parc thermique (dont la plus grande partie ne sert qu'à la régulation de l'éolien) produira trois fois le CO2 économisé par l'éolien

Comme « optimisation » on a vu mieux.

Le rapport ne devrait appeler les expériences étrangères à la rescousse. Les danois n'iront pas beaucoup plus loin en éolien industriel que ce qu'ils ont actuellement. Avec l'énorme part d'éolien, leurs problèmes de régulation du réseau deviennent quasiment insolubles. Il faut réagir aux variations dans le temps et dans l'espace bien que le pays ne soit pas très étendu. Pour ne pas avoir de coupures par manque instantané, ils font marcher les centrales thermiques au dessus de ce qu'il faudrait. Par vent fort, ils ont des problèmes de surcharge instantanée dus à l'éolien et qui les obligent à déconnecter temporairement des centrales thermiques et/ou éoliennes. Pour réduire ce phénomène, ils vendent à très bas prix et même à prix zéro du courant à leurs voisins (Suède, Norvège, Allemagne). Mais l'Allemagne, avec beaucoup d'éoliennes dans la région voisine du Danemark est confrontée au même problème : se débarrasser du courant excédentaire instantané à n'importe quel prix. De plus, la majorité des centrales thermiques danoises sont au charbon (le pire en matière de GES) qui ont un rendement très mauvais quand elles ne marchent pas en palier. Alors les producteurs d'électricité thermique demandent une prime pour les situations où ils ont à monter ou descendre rapidement en régime. Le résultat : le prix du kWh est le triple du prix français. En plus ils ont d'énormes pertes.

Le nombre de MWh thermiques étant le triple du nombre de MWh éoliens, il suffit que l'augmentation des GES soit de 8% dans les centrales au charbon pour que le taux de GES compense les GES économisés par l'éolien. Dans cette hypothèse, le fait de mettre de l'éolien industriel ne change absolument rien du point de vue GES. Par contre les coûts explosent. Dans le SPIEGEL n°10 un article rapporte une étude allemande disant que pour la même quantité de CO2 économisée, on peut moderniser une centrale au charbon et cela pour 4% à 8% du coût d'une éolienne.

Pour l'Allemagne, citons un extrait de l'article de DER SPIEGEL n°14 : « ... D'après nos calculs, le vent a soufflé de telle sorte dans la région où est implanté le réseau d'E.on qu'en 2002, la production n'a atteint 50% de la puissance installée que pendant 36 jours. Pendant 150 autres jours, on a atteint moins de 10% de la puissance théorique. Certains jours d'été, le vent a été si faible que la quantité produite a été quasiment nulle. En revanche, certains jours de tempête en automne, elle a grimpé à 80 ou 90% de la puissance installée. " La marge est énorme", souligne un technicien d'E.on chargé du réseau. Les prévisions de vent prises en compte dans la planification n'y changent pas grand chose. Les prévisions réelles ne sont possibles la plupart du temps qu'à 24 heures. Comme il y a également des jours où quasiment aucune électricité éolienne n'est produite, les gestionnaires de réseau doivent conserver à disposition dans des centrales électriques normales l'équivalent d'une grande partie de la puissance éolienne installée existante. Pour garantir une alimentation sans failles en électricité, lit-on dans les documents internes de la filiale, "pour chaque mégawatt d'énergie éolienne, 800 à 900 kilowatts de capacités de réserve doivent être disponibles".

Cela ne présente pas de problème d'un point de vue technique, mais réduit l'utilité écologique de la puissance éolienne et surtout coûte un certain prix. Pour équilibrer les pics du réseau, des turbines à gaz ou d'immenses blocs de centrales électriques doivent être rapidement mis en service ou à nouveau mis hors service. Rien que ces coûts s'élèvent, selon des chiffres publiés par l'industrie électrique, à plusieurs centaines de millions d'euros par an. »

Tout au long du rapport, les promoteurs se plaignent de RTE qui selon eux freine les raccordements et les fait payer trop chers. En fait on ne peut raccorder que sur une infra structure qui sera en mesure de supporter les pointes d'énergie. Et le développement de cette infra structure a un prix. On a cet effet citer un autre passage du même DER SPIEGEL : « Dans certaines parties plus petites de la République telles que Uckermark, les réseaux ne sont déjà plus assez développés pour satisfaire les exigences. Au Schleswig-Holstein, E.on a même dû déjà « verrouiller » (selon le terme technique) plusieurs grands parcs d'éoliennes du réseau, sinon la distribution en électricité se serait effondrée dans certaines parties du pays. Raison de l'intervention spectaculaire des ingénieurs en charge du réseau : compte tenu de la densité de la population relativement faible et de la présence rare de l'industrie, les lignes ne sont conçues que pour une exploitation normale. Les rafales de l'automne et du printemps permettent cependant aux immenses parcs éoliens de produire - au moins pendant quelques heures - des puissances telles que les fils s'affaissent par effet Joule.

Toutes les tentatives visant à inciter les gestionnaires de parcs d'éoliennes à freiner volontairement la production d'énergie dans des conditions météorologiques extrêmes pour écarter tout danger pour l'ensemble du réseau ont échoué. "Nous n'avons plus d'autre possibilité que de découpler momentanément les parcs d'éoliennes du reste du réseau", explique Schuster ».

Voilà ce qu'obtiendront les promoteurs avec, comme ils le veulent, RTE à leur botte.

Pour se convaincre de l'absence de moyen de production idéal, il est utile de considérer les principales caractéristiques des grands moyens de production déployés en France. Ainsi, la grande hydraulique apparaît comme un moyen de production particulièrement attractif, tant au plan économique qu'au plan environnemental. Mais l'essentiel du potentiel hydraulique français est déjà exploité. La production d'énergie nucléaire se distingue par sa compétitivité économique, l'absence d'émission de gaz à effet de serre et sa participation à l'indépendance énergétique de la France. Néanmoins, elle présente également des faiblesses sur le plan environnemental (réchauffement des cours d'eau et nécessité de traitement des déchets) ou de la sécurité des personnes, elle repose dans le cadre de la technologie actuelle sur une ressource minière épuisable à horizon inférieur à 100 ans et ne contribue guère plus que l'éolien à l'équilibrage instantané du réseau, compte tenu de son fonctionnement plus approprié comme outil de base.

37 Ici, de façon étonnante et en contradiction avec ce que le rapport affirme précédemment, on reconnaît qu'on ne peut pas équilibrer le réseau ni avec le nucléaire (ce qu'on savait), ni avec l'éolien.

Les moyens de production thermiques, cycle combiné gaz et thermique de base fuel ou charbon sont des outils performants sur le plan économique et indispensables à l'équilibrage du réseau. Néanmoins, à des degrés divers, ces outils participent aux émissions de gaz à effet de serre, aux rejets

atmosphériques et à la dépendance énergétique de la France.

Dans ce contexte, plutôt que d'argumenter sur la supériorité de tel ou tel moyen de production afin de lui donner la prédominance, il est légitime de faire une place à chacune de ces technologies, pour être en mesure de faire évoluer ensuite ce portefeuille en fonction des retours d'expérience ou évolutions de l'environnement.

3.1. L'ÉOLIEN, PRINCIPAL CONTRIBUTEUR A L'OBJECTIF DE DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION RENOUVELABLE

Dans le cadre des engagements européens de développement des énergies renouvelables, la France s'est fixé un objectif de 21% de production renouvelable dans sa consommation électrique intérieure à horizon 2010.

38 Encore une fois la rengaine de la France qui ne s'est plus « engagé » mais « fixé » ... Voir note 4

Compte tenu du « mix » électrique français actuel, cet objectif, réaffirmé dans le projet de loi d'orientation sur l'énergie, nécessite le développement d'environ 35 TWh de nouvelles capacités de production d'origine renouvelable d'ici 2010 (figure 3).

Cet objectif de 35 TWh repose sur deux hypothèses principales :

1. Une croissance de la consommation intérieure de 1,4 % sur la période 2002-2010
2. Le maintien de la production hydroélectrique à un niveau au moins égal à celle de 2002

Il est particulièrement sensible à chacune de ces hypothèses. Ainsi, la production hydraulique peut varier d'environ 10 TWh d'une année sur l'autre, en fonction des conditions climatiques ou même être modifiée de façon structurelle en raison de nouvelles contraintes réglementaires sur l'utilisation des cours d'eau. De la même façon, si la consommation intérieure venait à croître à un rythme plus soutenu, par exemple 2,5% (par exemple en cas de fréquence des épisodes caniculaires, et du développement de la climatisation) au lieu de l'hypothèse de 1,4% retenue par le RTE, l'objectif de nouvelles capacités de production d'origine renouvelable serait porté à 45 TWh au lieu de 35 TWh.

39 On retombe ici sur les objectifs affichés en 2001 par Cochet, l'ADEME et A.Antolini de 35 TWh par an. Avec un temps de fonctionnement de 2500 h/an (ou 28,5%) cela donne les fameux 14000 MW éoliens installés pour 2010 (35000 GWh/2500 h = 14 GW). C'est à ce chiffre que tentent de s'accrocher le lobby pro éolien industriel.

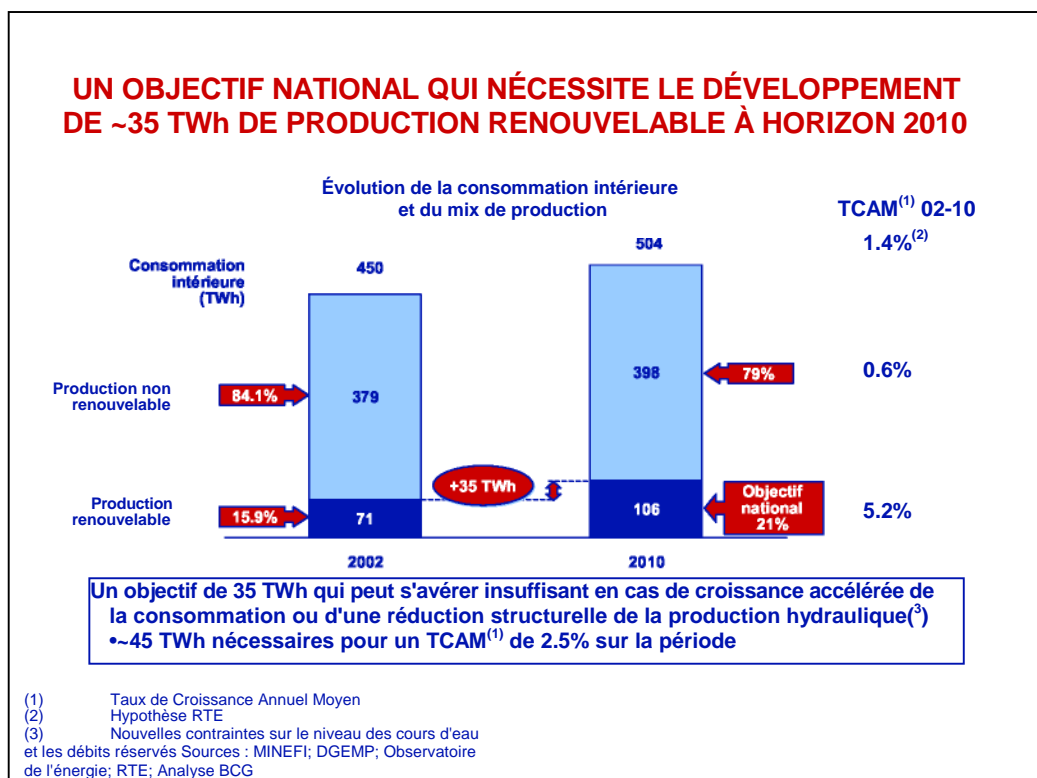


Figure 3

L'étude de la compétitivité et du potentiel technique des différents moyens de production électrique renouvelable permet de décliner l'objectif de 35 TWh (figure 4). Cette étude définit un objectif cible de 25 TWh pour l'éolien en 2010, dont 20 TWh terrestres et 5 TWh offshore. Cela correspond à de nouvelles capacités à installer de l'ordre de 10 000 MW, dont 8 000 MW terrestres et 2 000 MW offshore. En cela, l'éolien est un contributeur essentiel à la réalisation de l'objectif 2010. Au-delà de l'éolien, la biomasse en cogénération et la petite hydraulique devraient permettre de développer environ 9 TWh. Les autres types de production ne pourront contribuer que marginalement à l'objectif à hauteur de 1 TWh. En effet, la géothermie présente un faible potentiel de développement, l'essentiel du potentiel de la grande hydraulique est déjà exploité et le coût de l'électricité d'origine photovoltaïque restera élevé sur la période, limitant le développement à grande échelle de cette technologie durant la décennie actuelle.

40 « un objectif national qui ... » « Cette étude définit un objectif ... » ??? Non ; en fait Y.Cochet, l'ADEME et A.Antolini ont décidé unilatéralement que dans les 35 TWh (ou 45 TWh) d'énergie renouvelable en 2010, il y aurait 25 TWh (ou 35 TWh respectivement) d'éolien. Et ceci avec l'hypothèse d'un temps de fonctionnement de 28,5% à 10000 MW (ou 14000 MW) éoliens installés.

Pourquoi cette réduction d'objectif ? D'abord parce que cela correspond aux PPI de N.Fontaines : un maximum de 6000 MW continentaux et 1500 MW off shore au 1 janvier 2007 et en extrapolant linéairement cela donne 8000 + 2000 soit 10000 MW au total. Mais les SER et l'ADEME ne désespèrent pas de revenir aux 14000 MW initiaux. Mais ils commencent à se rendre compte que le retard pris est tel que il sera vraisemblablement très difficile d'atteindre cet objectif.

Le rapport écarte la géothermie d'un haussement d'épaule or la géothermie sur roche fracturée cela marche ! Un site de recherche à Soultz en Alsace produit 5 MW de chaleur, une mini centrale de 1,5 MW va être opérationnelle cette année et un projet de centrale de 25 MW est en développement. Plusieurs pays, plusieurs entreprises internationales et l'Europe coopèrent. Il y a 3 sites en France : l'Alsace, le massif central et le Languedoc-Roussillon. La géothermie est aujourd'hui et pour plusieurs dizaines d'année la seule source d'énergie renouvelable dont le potentiel en France est de l'ordre de grandeur de la production nucléaire. C'est (avec la biomasse, malheureusement limitée par les surfaces disponibles) la seule énergie renouvelable utilisable industriellement car toujours disponible et non intermittente. Incurie ou aveuglement, l'ADEME a préféré l'imposture de l'éolien industriel. Les capitaux gaspillés dans l'éolien sont perdus pour les autres énergies renouvelables.

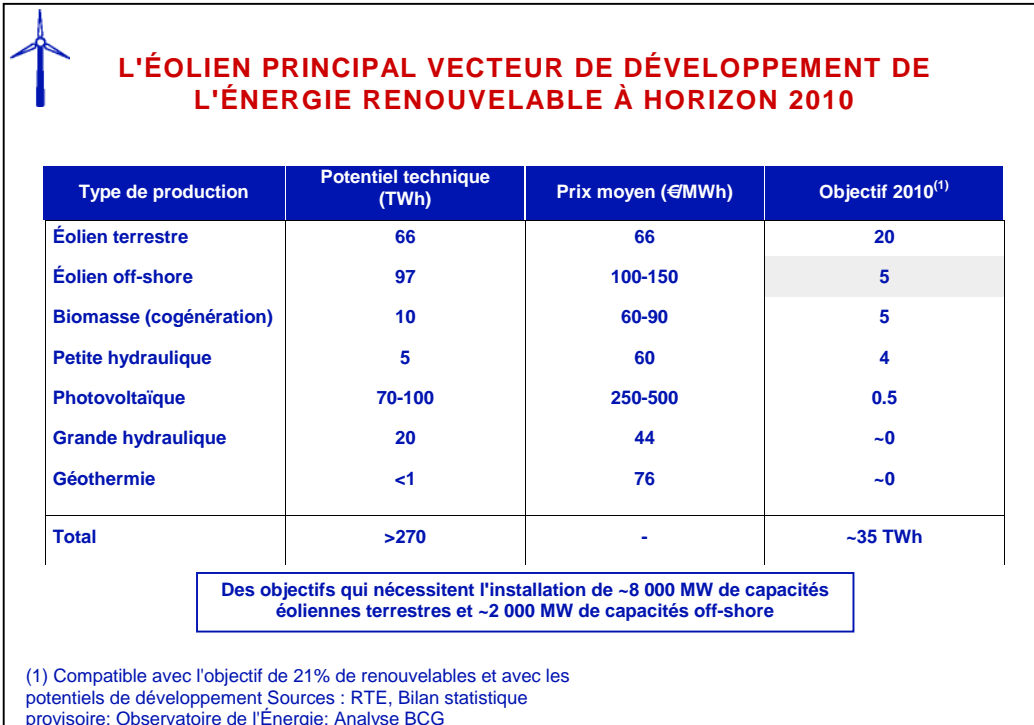


Figure 4

Notons par ailleurs que l'atteinte des objectifs de développement des autres énergies renouvelables est subordonnée, comme pour l'éolien, à l'amélioration du dispositif de soutien (autorisations, tarifs...).

3.2. UNE ÉNERGIE PROPRE ET SÛRE

La production éolienne se distingue également en cela qu'elle n'émet ni déchets ni gaz à effet de serre. Ainsi, la production de 25 TWh éoliens, objectif fixé à l'horizon 2010, permettrait une réduction d'environ 9 millions de tonnes des émissions de CO₂, soit 30 % de l'objectif de réduction des émissions CO₂ pour le secteur de la production électrique¹. Cette réduction est déterminée en considérant que la production éolienne vient en substitution de moyens de production thermique, par exemple des centrales à cycle combiné gaz (CCG). En valeur, ceci représente une contribution qui peut être valorisée à 180 M€/an².

41 On ne le répétera jamais assez : le CO₂ économisé par l'éolien industriel est produit 3 fois par le thermique nécessaire pour le réguler. Voir note 36

L'éolien est un mode de production sûr. Une récente étude menée par Vestas sur un échantillon mondial de 13 500 machines étudiées toute leur durée de vie (jusqu'à 20 ans) a révélé un taux de défaillance de l'ordre de 0,2%.

C'est en outre une technologie performante pour la sécurité des personnes, sur le plan des matériels, de la construction, et les choix de conception sont soucieux de minimiser ces risques. Les quelques rares cas de victimes d'éoliennes dénombrés à ce jour ont concerné uniquement des personnes impliquées dans la construction ou l'exploitation des parcs, notamment pour cause de non-respect de certaines règles de sécurité.

42 Voir note 35

¹ Objectif fixé à 33 millions de tonnes par an par la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) du 29 janvier 2002

² Valorisation du CO₂ à 20 €/tonne, cohérente avec la valorisation de 75 €/tonne de carbone retenue par le Commissariat Général du Plan

3.3. INDÉPENDANCE ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Les énergies renouvelables, et l'éolien en particulier, constituent un réservoir pour consolider et diversifier l'indépendance énergétique de la France. Ainsi, l'objectif de 25 TWh en 2010 correspond à un gain d'environ 1 point du taux d'indépendance énergétique du pays. Le taux d'indépendance énergétique de la France est estimé à 50.5 % en 2003. Il dépend à 84% de la production nucléaire, à 13% de la production renouvelable (électrique et thermique) et à 3% de la production fossile (figure 5). Notons par ailleurs qu'1 point d'indépendance de source éolienne équivaut à 3 points d'indépendance de source nucléaire. En effet, la production nucléaire prise en compte dans le calcul du taux d'indépendance comptabilise la totalité de l'énergie produite, soit 1/3 d'énergie électrique pour 2/3 d'énergie thermique non valorisée.

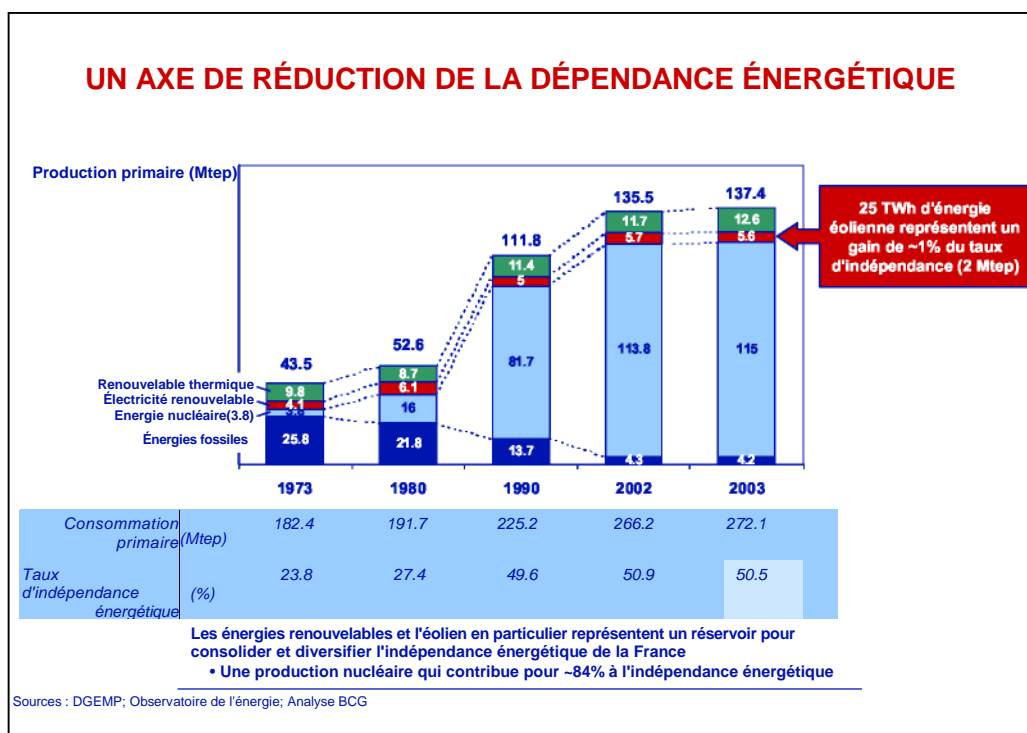


Figure 5

Cet enjeu d'indépendance énergétique, significatif à l'échelle de la France, est en outre particulièrement sensible pour les zones non interconnectées telles que la Corse ou certains DOM. L'énergie éolienne y vient en effet en substitution d'une électricité d'origine thermique, produite à partir de ressources fossiles importées.

43 Il est vrai que la chaleur dégagée par les centrales nucléaires est perdue presque en totalité. D'un point de vue énergétique il vaudrait mieux que cette chaleur soit utilisée par exemple pour le chauffage urbain mais cela suppose une diminution des distances entre centrales et agglomérations, et cela pose d'autres problèmes. En tout état de causes il semble peu sérieux de compter la chaleur perdue par les centrales nucléaires dans le calcul du taux d'indépendance énergétique.

On l'a vu (note 36) que pour chaque MWh éolien industriel, il faut 3 MWh thermiques pour le réguler. Ceci fait que l'éolien industriel diminue le taux d'indépendance énergétique.

« La Corse et certains DOM » : D'abord le Corse est connecté pour partie à l'Italie. Mais prenons le cas général de régions non connectées au réseau national ni à des réseaux importants de pays étrangers voisins. On suppose que ces régions n'ont pas de nucléaire ni d'important hydraulique :

a) l'approvisionnement est assuré avec une part non négligeable de centrales au charbon (cas du Danemark) ou de centrales au fuel. On a une éolien industriel, -avec les centrales thermiques en marche ralentie pour pallier rapidement les baisses soudaines du vent,

-avec les centrales thermiques en montée et en descente en régime – ce qui favorise un surcroît d'émission de gaz à effet de serre et un rendement énergétique très mauvais,
 -avec de brusques trop pleins d'électricité dont on ne sait que faire et qui mettent en danger le réseau. Cette énergie inutile n'économise pas de CO2.

Dans ces conditions, une partie du CO2 économisé par l'éolien industriel est compensé par le surcroît de CO2 du thermique (d'autant plus si, comme au Danemark, ce thermique est en très grande partie composé de centrales à charbon). Une étude scientifique allemande citée dans DER SPIEGEL n°10 du 01/03/2004 indique qu'on économise la même quantité de CO2 qu'une éolienne en modernisant une centrale à charbon et pour seulement 4 à 8% du coût de l'éolienne.

b) La région est surtout alimentée par des turbines à gaz qui sont flexibles, ont un bon rendement énergétique et produisent beaucoup moins de CO2 que les centrales au fuel ou au charbon. Dans ce cas effectivement il semblerait que l'éolien industriel puisse aboutir à économiser du CO2. Néanmoins comme ce CO2 vient de turbines à gaz, les quantités économisées sont bien moindres qu'avec les autres formes de thermique ; pour ces quantités, le coût des aérogénérateurs est prohibitif et il faudra de plus payer pour l'extension du réseau, indispensable dans la plupart des cas.

En fait, la seule application intéressante (et qui peut être mis en œuvre dans le présent) de l'éolien industriel est le dessalage de l'eau de mer ; application certainement promise à un développement très important

3.4. UNE MAÎTRISE DES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION INNOVANTES

L'industrie éolienne est en train de devenir une industrie importante au niveau mondial. On prévoit qu'au seul niveau européen, environ 50 milliards d'euros seront investis dans le secteur d'ici 2010. Selon les programmes de développement mondiaux, BTM Consult estime que l'investissement annuel de 8 milliards d'euros en 2003 devrait doubler d'ici 2010, atteignant un niveau équivalent aux investissements nucléaires, estimés entre 10 et 16 milliards d'euros par an en moyenne d'ici 2030. Pour bénéficier de cette industrie, potentiellement créatrice d'emplois et de valeur ajoutée pour le pays, il est important de maîtriser un certain nombre de techniques propres à la production éolienne.

L'installation en France de 10 000 MW de capacités de production éoliennes à horizon 2010 est cohérente avec le développement de la filière attendu au niveau européen (figure 6).

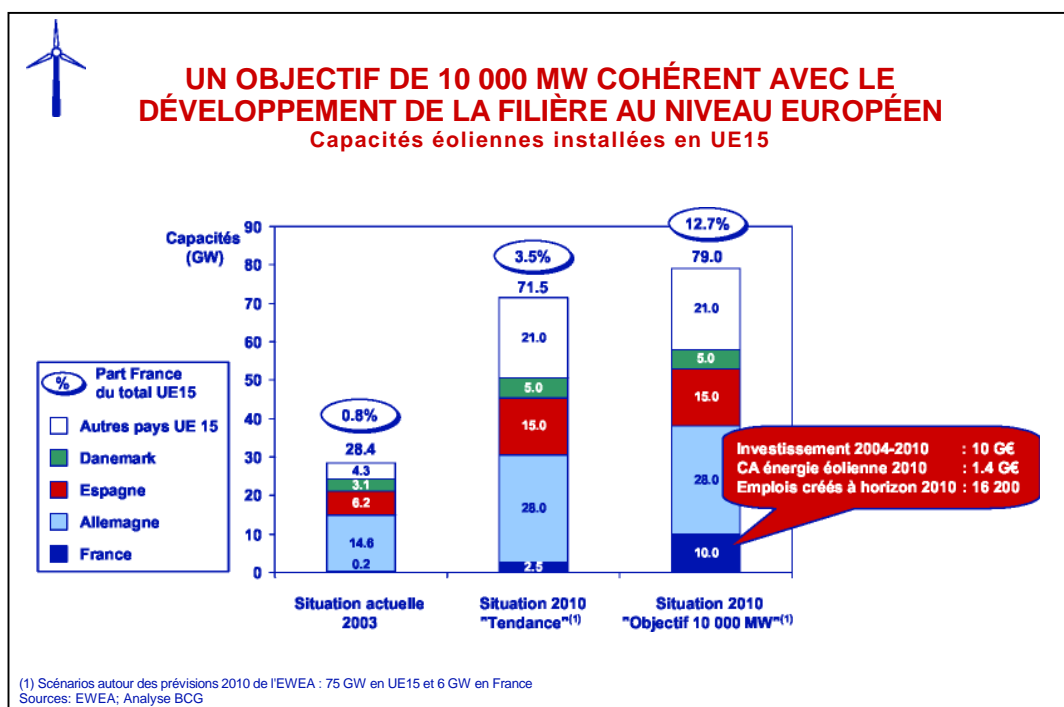


Figure 6

Elle amènera la France à une part de 12,7% des capacités éoliennes installées dans l'Union Européenne des 15 (UE 15), en ligne avec le poids économique de la France. L'installation de 10 000 MW de capacités représente un investissement d'environ 10 milliards d'euros et la création d'environ 16 200 emplois à horizon 2010.

- 44** Par emploi il faut voir ce qu'on entend par cela. Il y a 2 sortes d'emploi :
- des emplois permanents comme par exemple quelqu'un qui travaille dans une usine de fabrication de d'aérogénérateurs amenée à durer un minimum d'années.
 - des emplois temporaires comme l'ouvrier qui coule le béton de la base de l'aérogénérateur industriel ou l'employé de bureau d'étude qui fait l'étude d'impact. Ces emplois disparaissent dès que les machines sont installées. Si l'on considère le nombre « d'homme-années » temporaires par rapport à celui des emplois permanent pour le marché français, on arrive à un chiffre très faible (d'après nos estimations car les données ne sont pas divulguées).
- Seuls les emplois permanents sont intéressants pour des raisons évidentes.

Regardons ce qui se passe actuellement. Fin 2003, environ 230 MW tournaient en France et ils n'ont généré à notre connaissance aucun emploi permanent. En fait les promoteurs importent des machines danoises, allemandes, ... D'une part parce que l'industrie française ne produit pas de machines d'une taille suffisante et d'autre part les marchés danois et allemands par exemple étant saturés, les constructeurs de ces pays voient dans la France un marché vierge leur permettant de continuer leur activité. La surveillance des centrales installées se fait à distance avec un opérateur devant un mur d'écrans. En cas de problème, l'opérateur alerte une équipe de maintenance qui peut tout à fait résider n'importe où en Europe et mettre même un jour pour intervenir n'est pas un problème. En fait chaque MW génère grosso modo un emploi mais chez le constructeur de machines. Il douteux qu'un constructeur allemand par exemple, ferme son usine pour aller en construire une en France même si l'on considère que les distance de transport seraient un peu moins grandes. En conclusion, les chiffres d'emplois annoncés apparaissent plus comme de l'ordre du vœu pieux.

Actuellement, la France est sous critique avec une part de 0,8% des capacités éoliennes installées dans l'UE 15. Dans les conditions actuelles de développement, on peut estimer en tendance une capacité installée d'environ 2 500 MW en 2010 (cf hypothèses au paragraphe 4.1), soit seulement 3,5% de la capacité de l'UE 15. Des choix doivent être faits aujourd'hui pour éviter que la France ne reste durablement à l'écart de ces développements et de ces technologies.

Les énergies renouvelables et la gestion de moyens de production décentralisés représentent des techniques de plus en plus importantes pour l'Europe de l'électricité. Rester à l'écart serait manquer une double opportunité pour nos équipementiers et pour le gestionnaire du réseau d'électricité.

45 On voit difficilement en quoi les perturbations amenées par l'éolien industriel serait une opportunité pour RTE.

Historiquement, la production d'équipement électrique représente un atout national. Pourtant, les industriels français sont aujourd'hui peu présents dans le secteur éolien. Ceci peut s'expliquer par l'analyse des nouvelles capacités installées en 2000, qui montre que l'existence d'un marché domestique important et en développement est un facteur clé de succès pour les industriels de l'éolien. En effet, les coûts logistiques représentent une part significative de l'investissement total, ce qui donne un avantage concurrentiel fort aux acteurs nationaux de ce secteur. Ainsi, seul un développement important de l'éolien en France pourra permettre un développement significatif d'acteurs français positionnés pour devenir des champions de ce secteur, tels que Alstom, Areva, Leroy-Somer, Rollix ou Vergnet (figure 7).

46 Voir la note 44 en ce qui concerne les coûts logistiques (qui pouvaient à la rigueur se justifier entre le Danemark et le sud de l'Espagne mais sûrement pas entre la France et l'Allemagne)

Le trust nucléaire AREVA, qui a été l'un des tout premier à implanter des aérogénérateurs en France, ne fait de l'éolien que pour se donner (avec en plus du profit) une superbe vitrine écologique. Du marketing qui rapporte directement, on a rarement vu cela. Voir note 75

€

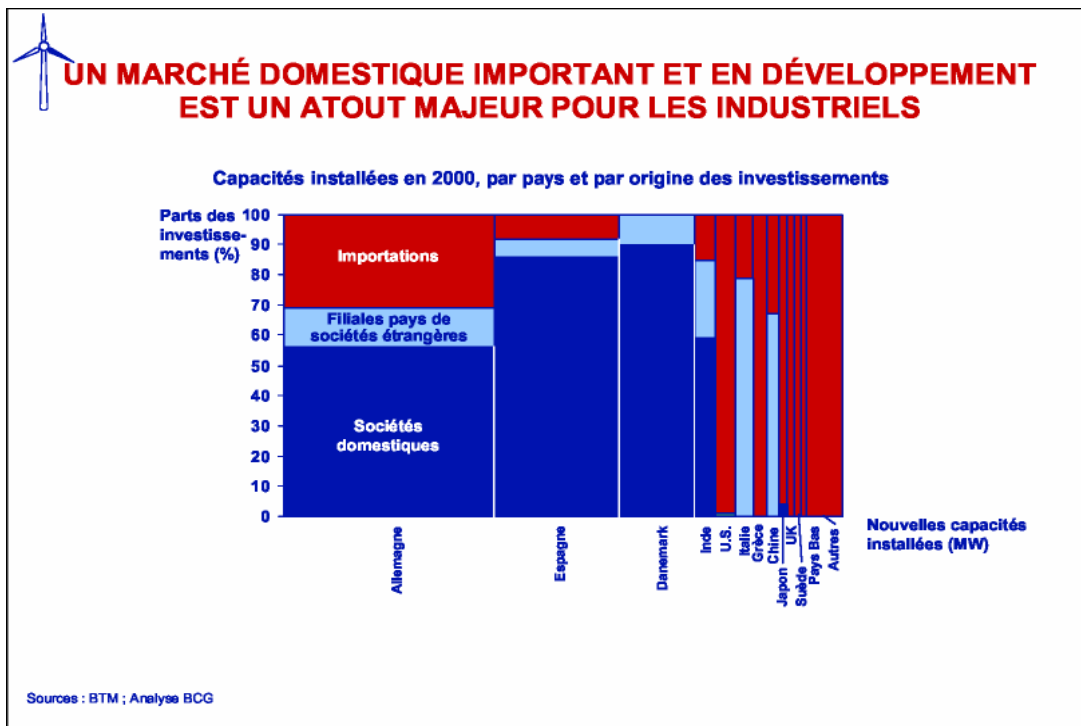


Figure 7

Le savoir-faire lié à la gestion de la production décentralisée et de « l’intermittence » est indispensable au développement de ces moyens de production. Les gestionnaires de réseau de nombreux pays européens ont aujourd’hui fait le choix d’investir dans cette voie afin de développer ce savoir-faire pour optimiser les coûts spécifiques à ce type de production. Un choix contraire en France pénaliserait fortement la compétitivité de ces nouvelles filières de production et limiterait par ailleurs la capacité du gestionnaire de réseau à mener des développements à l’international.

€

47 Il semble extrêmement douteux que RTE dont on sait la position pour le moins réservée vis à vis de l’éolien industriel puisse partager cette vision que le rapport a, de sa stratégie. Le rapport suggère peut-être qu’il faut installer des unités de turbines à gaz de régulation partout pour pallier l’intermittence ?

En outre, la gestion de l’intermittence éolienne participe également au développement de modèles météorologiques de prévision des vents. L’amélioration des prévisions des vents permettant d’optimiser la production et de définir au plus juste les besoins d’ajustement.

48 L’expérience allemande détaillée dans l’article de DER SPIEGEL n°14 nous dit que la prévision du vent n’améliore en aucun cas les problèmes posés et à ce qu’on sache les météorologues allemands ne sont pas des novices. D’autre part, même de bonnes prévisions n’empêchent pas de dépenser les mêmes MWh thermiques pour réguler les flux erratiques de l’énergie éolienne.

Ainsi, le développement de capacités significatives de production éolienne, environ 10 000 MW, s’accompagnera d’un développement industriel et de savoir-faire qui constitueront une option pour déployer rapidement et au meilleur coût des technologies de production décentralisées, en cas d’impératif de réorientation de la politique énergétique.

3.5. COMPÉTITIVITÉ ET DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

On ne doit pas s’étonner que le coût complet de l’éolien terrestre soit supérieur aujourd’hui à celui des autres grands moyens de production qui ont bénéficié d’importants effets d’expérience au cours des dernières décennies. Néanmoins, ce surcoût s’estompe et il est appelé à disparaître à l’avenir à mesure que l’industrie continuera à parcourir la courbe d’expérience. Ainsi, en tenant compte des externalités, nos analyses montrent qu’à partir de 2013, le coût complet de l’éolien terrestre peut devenir inférieur au coût complet de l’électricité produite par une centrale à cycle combiné gaz (CCG).

49 Plus ce coût complet va descendre plus les profits des promoteurs vont augmenter. Ils augmenteront encore plus si comme le demande le lobby éolien industriel on ne diminue pas (comme c'est prévu) le prix Cochet.

Nous avons modélisé deux scénarios qui conduisent à un impact annuel par foyer compris entre un surcoût de 8 euros et une économie de 3 euros sur la période 2004-2025 (figure 8).

Notons que certains observateurs ont largement surestimé ce surcoût en comparant le coût complet de l'éolien au coût marginal des sources alternatives ou en ne prenant pas en compte les coûts externes. Ainsi, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) évalue le surcoût annuel de l'éolien à 46 euros par foyer sur la période 2004-2025, en comparant le tarif d'achat prévu par l'arrêté du 22 juin 2001 au coût marginal du MWh d'électricité nucléaire.

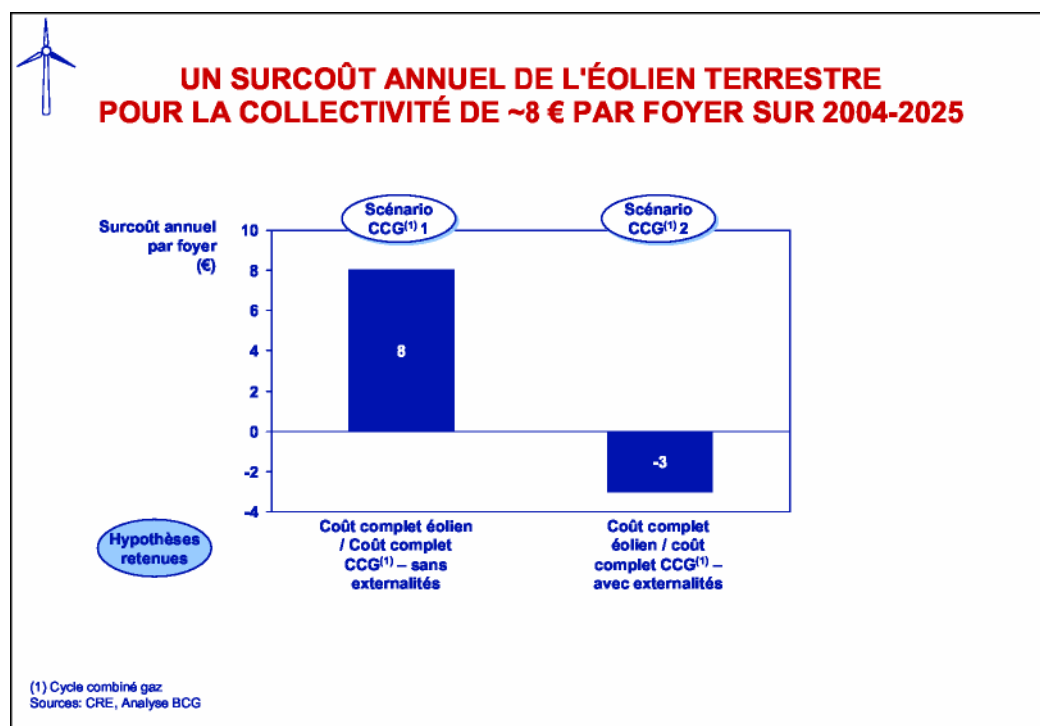


Figure 8

Pour évaluer le surcoût de l'électricité éolienne, nous nous référons au décret n° 2001-410 du 10 mai 2001. Ce décret précise que « les tarifs d'achat de l'électricité fournie 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 de la politique énergétique ».

L'éolien, mode de production de semi-base, doit donc être comparé aux modes de production de type semi-base qu'il est appelé à remplacer « sur le long terme », tels que les centrales à cycle combiné gaz (CCG) ou les centrales thermiques fuel / charbon. En outre, les études prospectives montrent que le prix de marché européen tend vers le coût complet d'une centrale CCG, sans quoi les investissements nécessaires à la satisfaction de la demande ne seront pas réalisés. Nous retenons donc comme référence de coût évité le coût complet du MWh produit par une centrale CCG.

50 L'éolien industriel français avec le thermique indispensable à sa régulation ne peut absolument pas être considéré comme mode de production « de semi-base ». Les calculs qui suivent n'ont aucune pertinence. Nous renvoyons le lecteur au rapport de C.BIRRAUX député (UDF) de Haute-Savoie et de

Jean-Yves LE DÉAUT député (PS) de Meurthe-et-Moselle : « L'état actuel et les perspectives techniques des énergies renouvelables » du 22 novembre 2001. A.N. n°3415 et S. n°94 ainsi qu'au rapport de la CRE (Commission de Régulation de l'Energie) du 5 juin 2001.

Compte tenu de la difficulté à anticiper avec précision les coûts externes, nous avons modélisé deux scénarios pour évaluer l'impact de la « rémunération supplémentaire » au sens du décret (figure 9). Le premier scénario CCG1 considère des coûts externes nuls. Le second scénario CCG2 valorise la production de gaz à effet de serre en considérant un quota de 50% et une valeur de 20 euros par tonne de CO₂. Les autres externalités sont valorisées à 11 euros par MWh, conformément à l'étude ExternE.

51 Il eut été souhaitable de donner les indications nécessaire pour que le lecteur intéressé puisse consulter cette « étude ExternE »

L'intermittence caractérisant la production éolienne génère des coûts spécifiques qui restent modérés, de l'ordre de 4 euros par MWh, soit environ 6% du coût complet de l'éolien (figure 10). Ces coûts sont de deux natures : un coût de capacités de réserve pour couvrir les besoins de pointe et un coût d'équilibrage. Notons que le coût d'équilibrage, qui représente 70% du surcoût d'intermittence sera sensiblement réduit grâce à l'amélioration des prévisions de vent.

52 Voir note 36. En fait le de capacité de réserve c'est, comme on l'a vu, 1 MW thermique (en turbine à gaz pour la plupart) pour un MW éolien, plus 3 fois le combustible fossile pour chaque heure de marche (à pleine charge) de l'éolien. Quant au coût d'équilibrage, les prévisions de vent, n'amènent aucune réduction des coûts comme nous le montre l'article du SPIEGEL n°14. De plus même une prévision à 10% de la force du vent (ce qui est exceptionnel) n'est pas intéressante. En effet la vitesse étant au cube dans la formule de Betz, passer de 50 km/h à 55 km/h donne une augmentation de 33% de l'énergie correspondante.

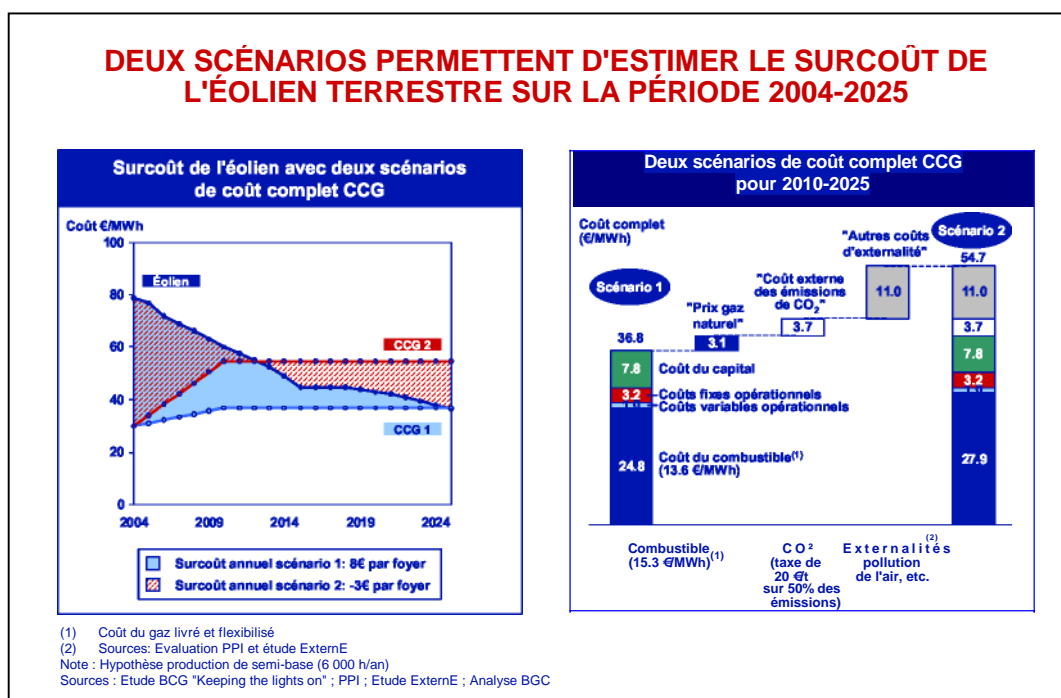


Figure 9

Cette estimation du coût de l'intermittence est confirmée par les contrats proposés actuellement par la Bonneville Power Administration aux producteurs d'énergie éolienne aux Etats-Unis, valorisant entre 4 et 6 \$/MWh le « stockage » d'électricité éolienne dans des réservoirs hydroélectriques, permettant de garantir une puissance disponible ultérieurement. Cette pratique illustre également la bonne complémentarité entre les ressources hydroélectriques et éoliennes, particulièrement précieuse pour la France, qui possède des capacités de pompage importantes.

54 Les barrages hydroélectriques où il est possible de pomper de l'eau avec les surcroûts d'électricité, sont pratiquement tous dotés des équipements nécessaires depuis déjà un certain temps et à moins de coûts considérables il est peu envisageable d'en équiper de nouveaux.

Lorsqu'il y a un surcroît d'électricité nucléaire, ce surcroît est utilisé pour d'une part le pompage et d'autre part pour réduire dans la mesure du possible l'appel au thermique et dans ces périodes la production éolienne quelle qu'elle soit est inutile.

De même que réguler de l'éolien breton avec de l'hydraulique alpin n'a pas de sens, utiliser l'éolien éloigné d'un barrage pour y pomper de l'eau n'en a pas non plus.

La complémentarité annoncée apparaît comme plutôt douteuse et illusoire.

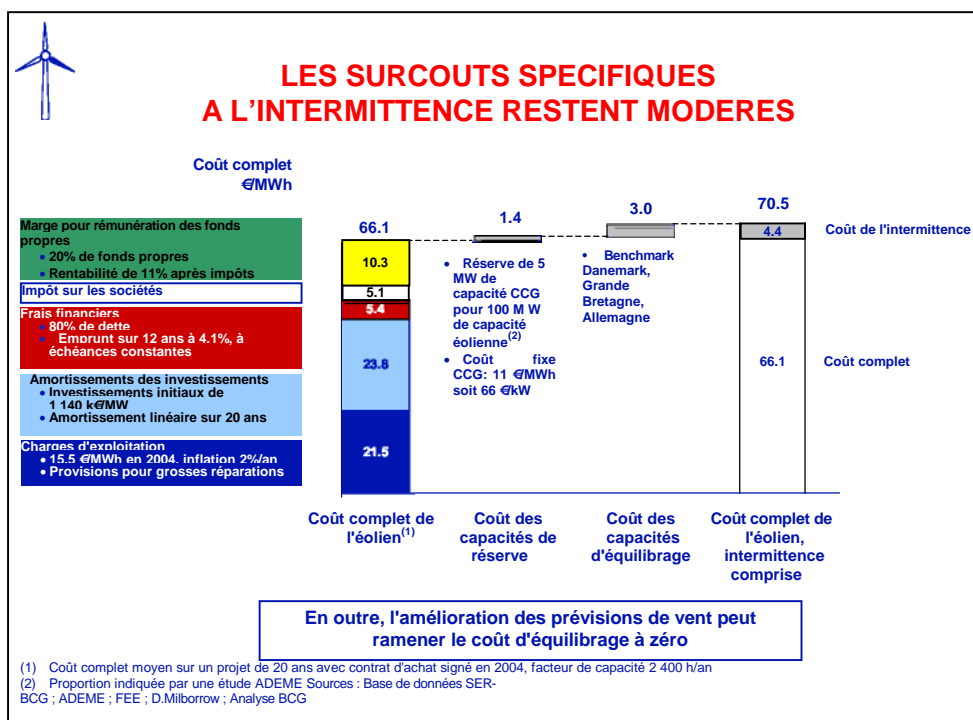


Figure 10

4. BILAN DES DÉVELOPPEMENTS ÉOLIENS EN FRANCE

Dans cette section, nous dressons le bilan des développements éoliens en France. Ce bilan, pour le moins mitigé, révèle que dans le contexte administratif et économique actuel de développement, il ne sera pas possible de réaliser l'objectif de 8 000 MW d'éolien terrestre en 2010 (le complément à 10 000 MW pouvant provenir de l'éolien offshore, en fonction des conditions d'autorisation des projets).

4.1. LA FRANCE N'EST PAS SUR LE BON RYTHME

L'Allemagne, de 1989 à 2000 et l'Espagne, de 1992 à 2003, ont mené, avec succès, des politiques de développement volontaristes de l'éolien terrestre. En cela, ces pays constituent des références intéressantes pour prévoir le rythme de développement français (figure 11).

Le rythme de développement des capacités éoliennes en France de 1999 à 2003 est en léger retrait par rapport à celui de l'Allemagne et de l'Espagne sur leurs périodes respectives de forte croissance.

En théorie, si la France maintenait cependant un rythme de développement comparable à celui de ces pays, on pourrait envisager une capacité installée en 2010 de l'ordre de 6 000 MW en 2010, ce qui serait déjà en net retrait par rapport à l'objectif de 8 000 MW.

En pratique, le rythme de développement de la France devrait rester en retrait sensible par rapport aux rythmes allemand et espagnol, conduisant au mieux à 2 500 MW de capacités installées en 2010. En effet, les conditions de développement actuelles (conditions économiques satisfaisantes et conditions administratives difficiles) permettent d'envisager 1 200 MW de capacités installées à fin 2006, une valeur sensiblement en deçà de l'objectif bas de 2 000 MW fixé dans le cadre de la PPI³. Au-delà, la dégradation des conditions économiques, avec en particulier la baisse de 10% du tarif d'achat au-delà de 1 500 MW installés, entraînera une décélération du rythme de développement. Ce ralentissement permet d'anticiper une croissance à un rythme dégradé, conduisant au mieux à 2 500 MW en 2010, loin de l'objectif de 8 000 MW. Les appels d'offres tels qu'ils sont menés, principalement favorables aux moins-disants (et entraînant un taux de chute très élevé) ne semblent pas en mesure de modifier substantiellement cette prévision. €

³ L'arrêté du 7 mars 2003 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité prévoit une capacité éolienne installée au 1^{er} janvier 2007 comprise entre 2 000 et 6 000 MW.

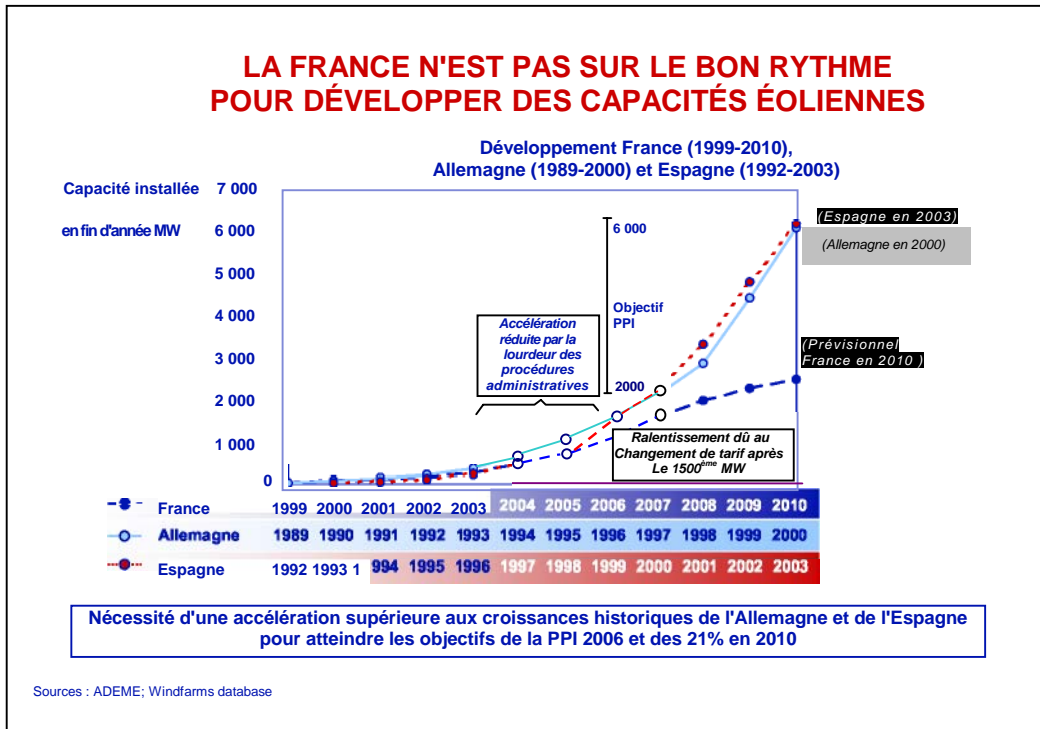


Figure 11

Quelles sont les contraintes qui empêchent un développement de l'éolien terrestre à un rythme compatible avec l'objectif de 8 000 MW ou 20 TWh? Nous avons identifié quatre contraintes principales, administratives et économiques, qui transforment le développement de nouvelles capacités en un véritable parcours du combattant (figure 12). Les paragraphes qui suivent apportent un éclairage sur ces différentes contraintes.

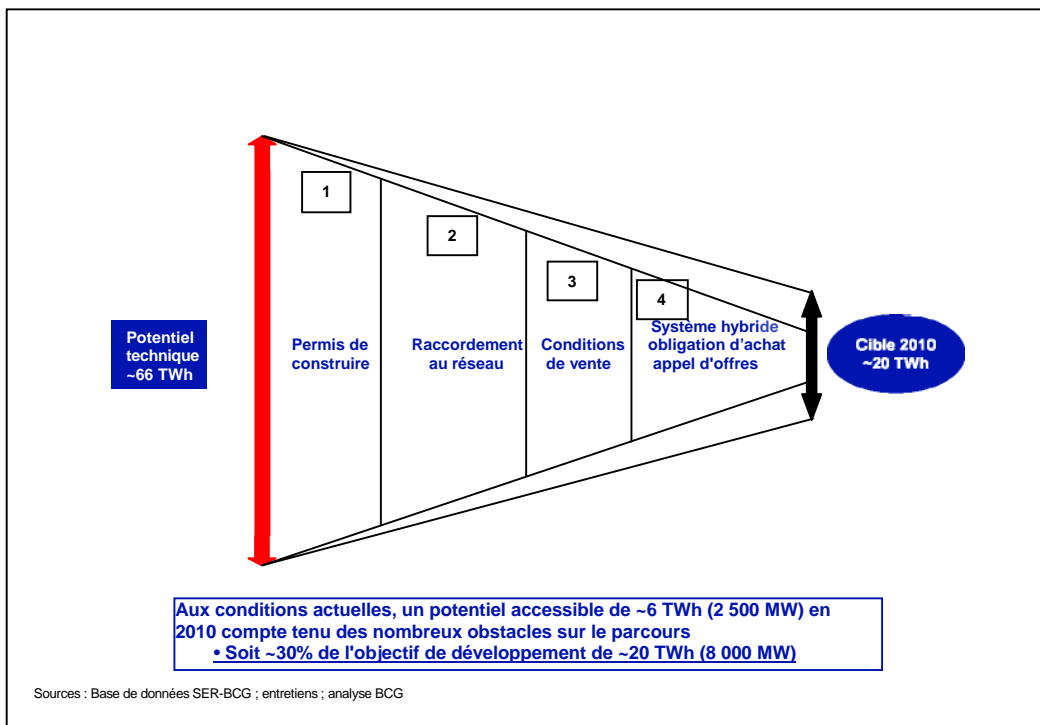


Figure 12

4.2. DES PROCÉDURES ADMINISTRATIVES LONGUES ET COÛTEUSES

Bien entendu, les procédures administratives, et en particulier la demande de permis de construire, sont indispensables au bon développement de la filière. Néanmoins, on constate que l'application de ces procédures et l'obtention des différentes autorisations constitue aujourd'hui une véritable course de haies et ralentit fortement le rythme des développements.

L'analyse menée sur une centaine de projets éoliens, à différents stades de développement, a permis d'identifier un cercle vicieux administratif qui explique en partie les délais et surcoûts de développement engendrés par ces procédures (figure 13).

Ce cercle vicieux est initié par l'absence d'objectifs de développement aux niveaux décisionnaires, et une certaine méconnaissance de l'éolien et des textes de loi applicables.

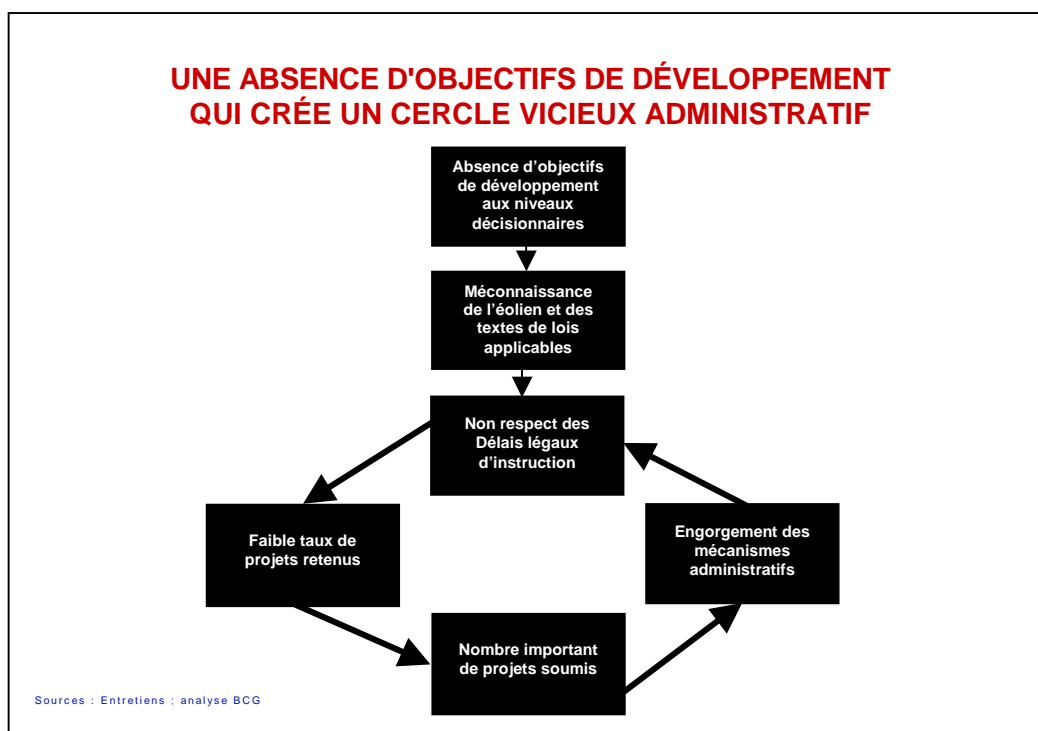


Figure 13

Ainsi, les 27 services de l'État consultés dans le cadre d'une demande de permis de construire se montrent particulièrement prudents. Ils multiplient les demandes de pièces complémentaires (études ornithologiques ou acoustiques de plus en plus lourdes, prises de vues paysagères depuis 20 emplacements...) parfois non réglementaires et utilisent fréquemment leur capacité de blocage.

D'autre part, les autorités compétentes affichent une méconnaissance étonnante des textes de loi applicables ou en effectuent des lectures personnelles. Ainsi, il est fréquent que les services de la DDE instruisent les demandes de permis de construire avant de procéder à la notification du délai d'instruction. Ceci est contraire à la loi et conduit à des dépassements quasi-systématiques des délais légaux de notification et d'instruction des permis de construire (figure 14).

55 Les décisionnaires (c-à-d. les préfets et les services préfectoraux) sont donc ignares et incompétents (ils apprécieront). L'expérience sur le terrain montre en fait que chaque demande de la DDE ou d'un autre service est considérée par les promoteurs comme une atteinte insupportable à leurs projets. En tous cas la méconnaissance de la loi est aussi le cas des promoteurs à preuve les nombreux projets qui sont rejetés par les tribunaux administratifs.

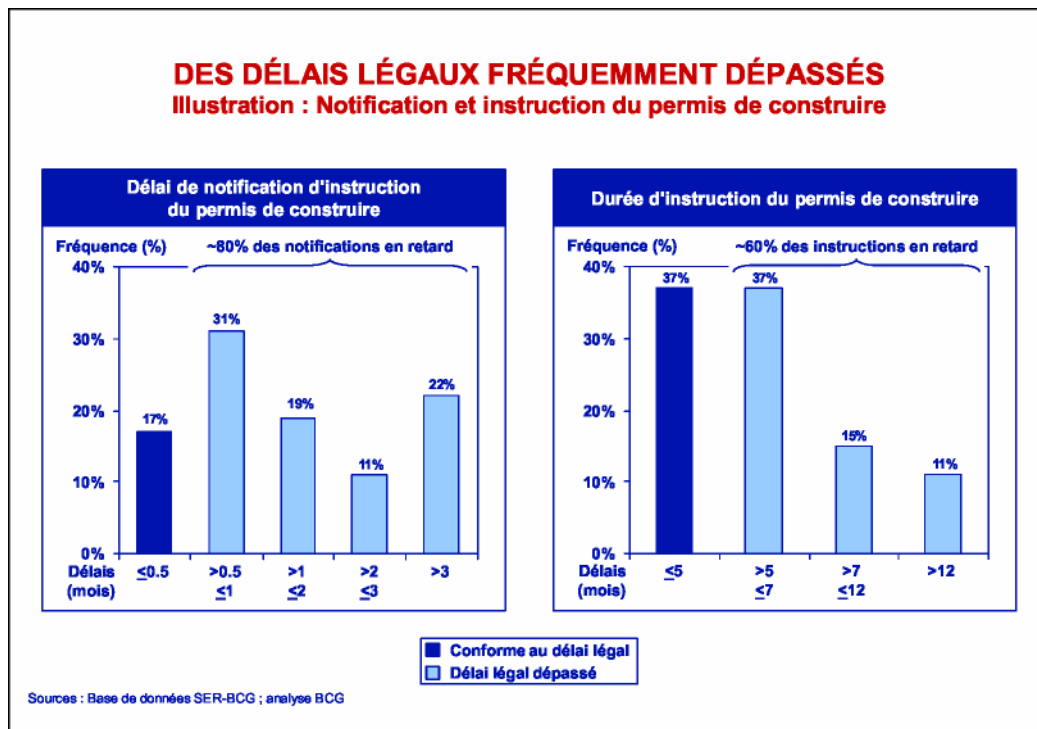


Figure 14

Cette lourdeur administrative se traduit par des coûts de développement très importants qui représentent de 4% à 15% de l'investissement total, soit 0.4 à 1.5 M€ pour un parc éolien de 12 MW. Par exemple, les seuls frais de reprographie des dossiers de demande de permis de construire peuvent atteindre 3 000 €. Ces dossiers ne sont d'ailleurs pas toujours étudiés et les développeurs reçoivent des demandes complémentaires souvent satisfaites dans les dossiers déposés. En outre, les retards administratifs peuvent entraîner la perte du raccordement au réseau électrique ou la perte du tarif d'achat de l'année prévue avec un impact voisin de 0.5% sur le TRI projet⁴. Par ailleurs, les administrations exigent parfois de réduire le nombre ou la puissance des éoliennes prévues ou imposent un nouveau site d'implantation alors que les études sur le site initialement retenu sont finalisées.

56 L'examen des études d'impact, constituant la plus grosse partie du dossier de demande du permis de construire, montre qu'elles sont pour la plupart faites par couper - coller à l'aide des études précédentes

Pour maximiser leurs chances de succès, les développeurs mènent des démarches proactives auprès des administrations en amont des procédures officielles afin de les sensibiliser et d'initier un dialogue pour mieux comprendre leurs préoccupations et leurs attentes. Ceci a pour effet d'augmenter encore les délais et les coûts de développement, sans pour autant garantir le succès des procédures.

57 Ces démarches « proactives » sont en fait des tentatives pour influencer et convaincre les services préfectoraux – en d'autres termes du « lobbying ».

Le nouvel article 8 bis du PLOE voté en première lecture par les Députés le 1^{er} juin dernier, à savoir la délivrance des permis de construire par le maire avec avis conforme de la commission des sites, ajoute une nouvelle barrière particulièrement haute, et potentiellement hétérogène entre les départements. A titre d'illustration, une commission des sites a donné un seul avis positif sur un total de 20 projets présentés au cours des derniers mois.

58 Si les promoteurs ne cherchent pas avec obstination à s'installer sur des sites particulièrement emblématiques et sensibles du point de vue paysager et historique, ils n'auraient rien à craindre de la commission des sites. Exemples : Château de Thoiry, Azincourt, Pont d'Avignon, abbayes cisterciennes de Fontfroide et de Villelongue, St Félix Lauragais, Avignonnet, etc ...

⁴ Réduction des revenus sur les 15 années de la vie du projet impactant le taux de rentabilité interne

4.3. DES CONDITIONS DE RACCORDEMENT INEFFICACES

Le système de demande de raccordement n'est pas adapté aux impératifs de développement de l'éolien. En effet, les délais d'instruction par le gestionnaire de réseau et les propositions de réalisations contribuent à éliminer un nombre important de projets. En outre, le gestionnaire de réseau tend à considérer le raccordement de capacités éoliennes comme une « nuisance » et refuse dans certains cas le raccordement au motif de la sécurité du réseau, sans toutefois fournir d'éléments objectifs sur les contraintes du réseau.

59 Voir fin note 36. RTE est obligé de n'accepter que ce que le réseau peut supporter si l'on ne veut pas subir ce qui arrive en Allemagne. Nous invitons les auteurs du rapport d'aller visiter les régulateurs allemands pour comprendre les problèmes de raccordement.

Ainsi, le délai de réponse pour une proposition technique et financière peut actuellement atteindre un an, ce qui retarde d'autant la mise en service du parc et pénalise la rentabilité du projet. Le système de demande de raccordement fonctionne selon un principe de file d'attente, et tout projet qui ne peut remettre sa notification de délai d'instruction de permis de construire (NDIPC) dans les 4 mois suivant son entrée dans la file y perd sa place. Ceci est fréquent du fait des retards quasi systématiques des délais de notification (cf. paragraphe 4.2).

€

Au-delà du délai d'instruction, le délai de réalisation annoncé par le gestionnaire de réseau dans la proposition de raccordement peut parfois atteindre 5 à 8 ans, entraînant l'abandon pur et simple du projet. Sur le plan financier, les propositions de raccordement, dont le gestionnaire de réseau a la maîtrise d'ouvrage exclusive, présenteraient couramment un surcoût voisin de 200 k€, soit 30 à 50%, du fait des procédures de marché mises en œuvre et des spécifications exigées (d'après les développeurs, et sur base de propositions concurrentes).

60 Ce n'est pas une raison pour utiliser des méthodes de voyou. A Mailhac près de la Serre d'Oupia (11) où SIIF-Energie (présidé par A. Antolini) avait construit des machines, le maire avait interdit le passage du raccordement sur le territoire de sa commune. Des engins mécaniques sont venus brusquement défoncer la chaussée et procéder au raccordement. Le maire n'a pu que prévenir les gendarmes et porter plainte.

4.4. DES CONDITIONS ÉCONOMIQUES DE DÉVELOPPEMENT INADAPTÉES AU BESOIN DE RATTRAPAGE

Aux contraintes administratives s'ajoutent des contraintes économiques. La rentabilité des projets actuels permet tout juste leur financement, mais les conditions futures ne permettront pas de financer le développement des parcs éoliens au rythme nécessaire pour réaliser l'objectif de 8 000 MW en 2010. En effet, le tarif connaît une diminution sensible dans le temps. Par ailleurs, ce tarif d'achat est favorable aux sites les plus ventés alors que l'essentiel des développements menés dans les années à venir devront exploiter des gisements moins ventés. Enfin, la limitation de puissance à 12 MW limite fortement les économies d'échelle et les gains de productivité.

€

Les conditions tarifaires pour l'éolien terrestre, imposent une baisse annuelle de 3.3% du tarif d'achat et une baisse de 10% au-delà du 1 500^e MW installé. Ceci implique une baisse des tarifs supérieure aux gains de productivité, hypothéquant la rentabilité des projets au-delà de 2005, comme le confirme l'analyse de rentabilité menée sur un échantillon statistique de 28 projets à différents stades de développement. (figure 15).

€

61 D'un côté, on clame une réduction des coûts qui va amener le prix de revient au niveau de celui de la filière du cycle combiné gaz mais d'un autre la réduction de 3,3% par an va ruiner la suite des implantations. Si cela est vrai pourquoi de plus en plus de projets sont-ils lancés ?

⁵ Les investissements tels que le poste de transformation ou la ligne de raccordement sont supportés par le développeur

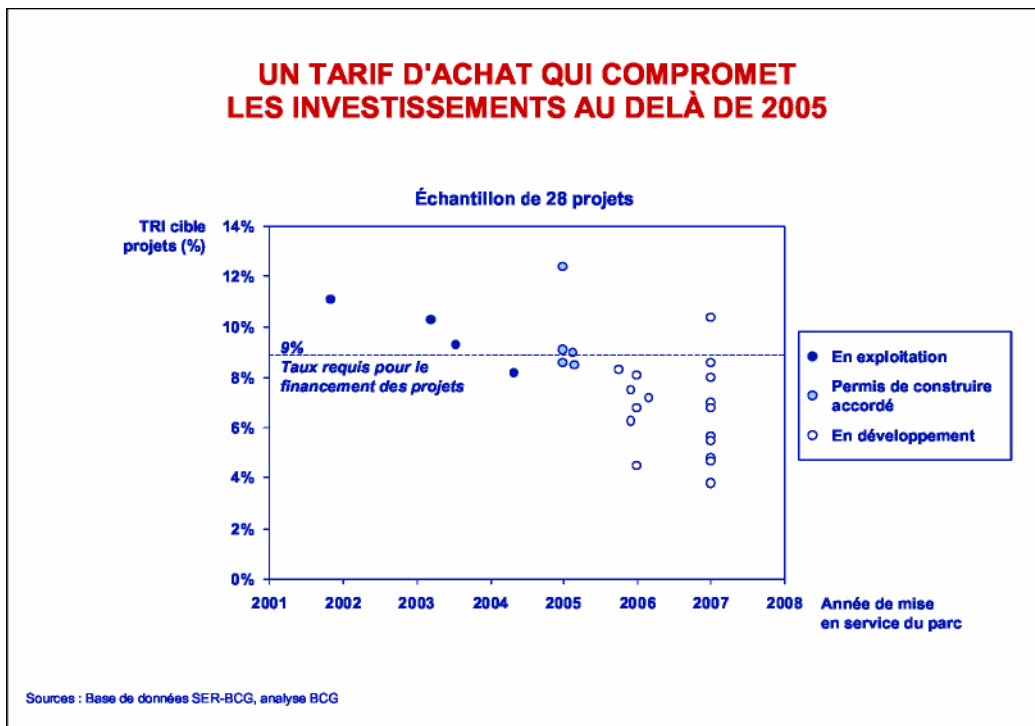


Figure 15

En outre, le tarif d'achat, qui dépend du facteur de capacité du parc (durée annuelle de fonctionnement), offre une prime aux sites les plus ventés. En effet, ceux-ci ont un meilleur TRI projet, un meilleur TRI fonds propres et permettent un retour sur investissement plus rapide. Il n'offre qu'une faible rentabilité aux sites peu ventés, qui représentent la majorité des sites à équiper à l'avenir.



L'analyse des portefeuilles projets des développeurs participant à l'étude permet de dresser l'empreinte du potentiel éolien du territoire français. Cette analyse, fondée sur un échantillon représentant environ 2 400 MW, montre que la proportion de sites très ventés déjà en exploitation est significative, et que l'essentiel des nouveaux parcs à installer pour atteindre l'objectif 2010 sont peu ventés. Il est donc nécessaire que les parcs peu ventés (~2 200 heures par an) puissent dégager une rentabilité qui permette de les financer (figure 16).

62 Ici aussi, pourquoi lancer de multiples projets dans des endroits « peu ventés » comme dans l'Aunis ou près de Vittel ou encore dans le Doubs, etc... ? (projets qui verront le jour dans plusieurs années) La grille des prix Cochet a prévu un prix plus élevé pour les sites où le taux de charge (nombre d'heures de fonctionnement annuel à puissance maximale ou pourcentage de marche à puissance maximale) est plus faible. De cette façon, même l'implantation sur ce genre de site est financièrement très intéressante. On l'a déjà vu, compte tenu des zones où le vent est très fort mais irrégulier et souvent trop fort et des zones où il est moins fort, les experts comme J.M.Jancovici et également le rapport de juin 2003 du BCG tablent sur un taux moyen de 25% ou 2200 h/an ou même seulement de 2000 heures/an.

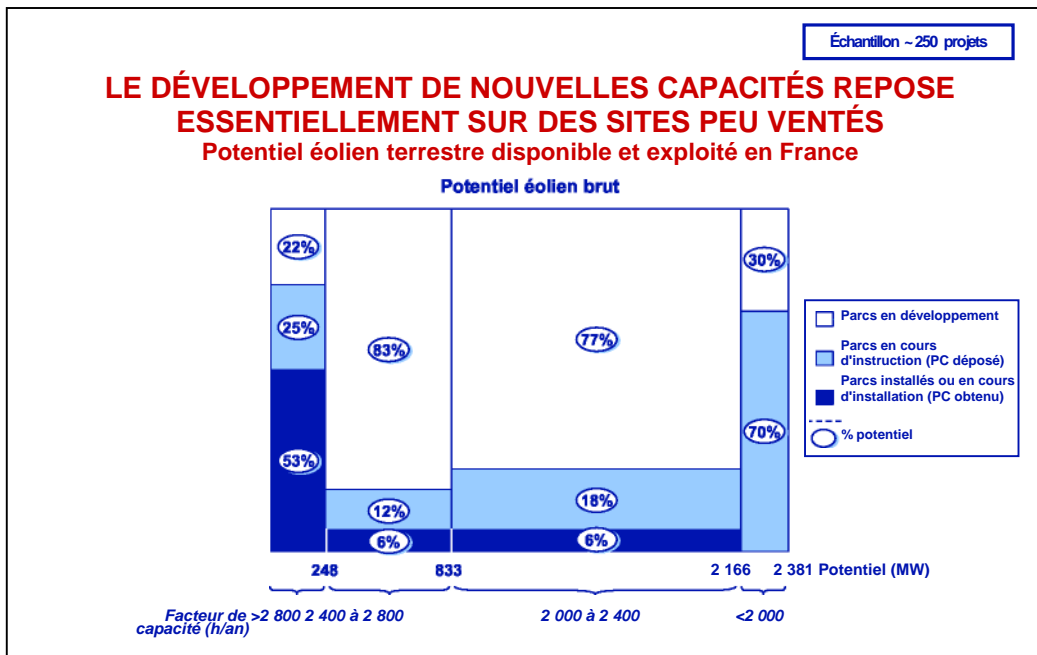


Figure 16

Le système d'obligation d'achat est réservé aux parcs de puissance inférieure à 12 MW. Cette limitation empêche les projets éoliens de bénéficier d'effets d'échelle dans le cadre du mécanisme incitatif d'obligation d'achat. Or, il existe des effets d'échelle significatifs sur la construction, le transport, la connexion au réseau, la maintenance et l'achat d'aérogénérateurs. Ainsi, des projets de forte capacité bénéficient d'investissements unitaires significativement réduits (figure 17). La limitation de capacité entraîne par ailleurs un engorgement des administrations par des projets petits et nombreux.

63 Les promoteurs ne se gênent pas pour faire des centrales de 24 ou même 36 MW pour lesquels il présentent un seul dossier et pour les quel le raccordement est le même. Ils découpent artificiellement ces centrales en sous ensembles de 12 MW.

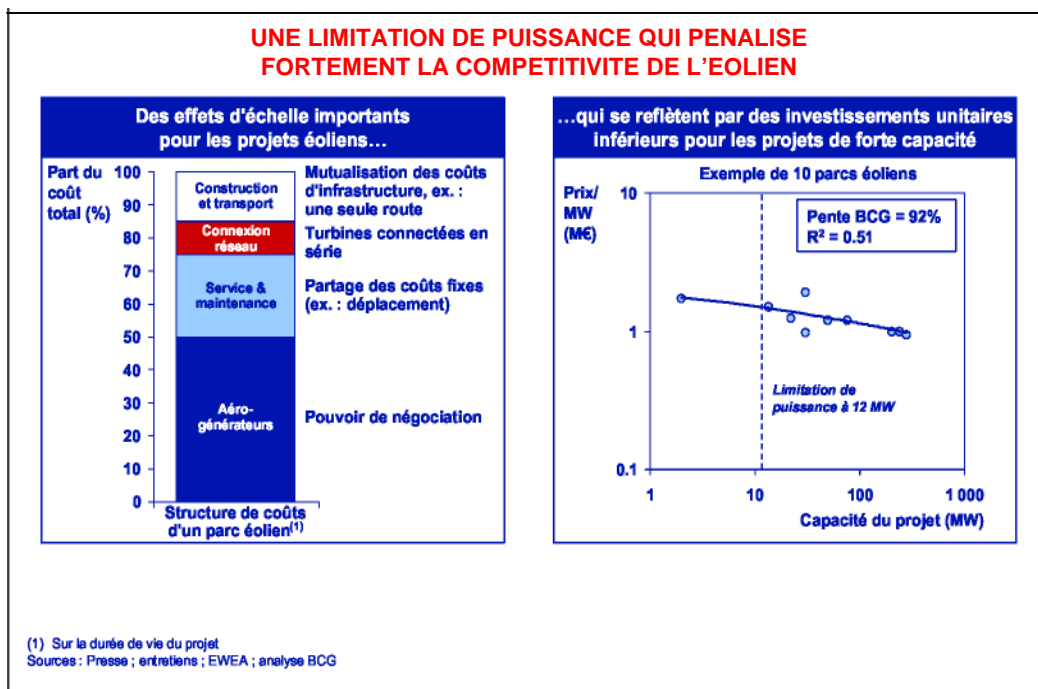


Figure 17

4.5. UN SYSTEME HYBRIDE PÉNALISANT

Le système hybride obligation d'achat / appels d'offres, suivant que la puissance des parcs est inférieure ou supérieure à 12 MW, a plusieurs effets néfastes sur le développement de l'éolien terrestre.

Il crée d'abord, lors du développement, des incertitudes sur les conditions d'exploitation. La limitation à 12 MW conduit en effet, pour conserver une option d'obligation d'achat, à scinder les sites de potentiel supérieur à 12 MW en plusieurs projets, ce qui engendre des surcoûts, multiplie la complexité administrative et réduit l'optimisation économique de l'exploitation des gisements. €

Il entraîne ensuite une duplication partielle des réseaux d'instruction et de décision, ce qui a pour double effet un manque de coordination pour le traitement des dossiers et des difficultés à prioriser des projets provenant de deux réseaux différents.

64 Le découpage en sous projets n'entraîne aucun coût supplémentaire (note 63). Par contre les promoteurs voudraient n'avoir aucune limite de puissance par projet et conserver en même temps les prix Cochet attachés aux projet limités à 12 MW.

En outre, ce système hybride mobilise de nombreuses ressources. En particulier, des compétences rares pour le développement sont mobilisées par des démarches administratives, et les coûts de développement augmentent sensiblement. €

5. 3 AXES POUR LE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN EN FRANCE

Dans cette section, nous développons les 9 propositions qui permettront de donner un nouveau souffle à l'éolien terrestre en France. Ces propositions s'articulent autour de 3 axes : améliorer les procédures administratives, sécuriser l'investissement éolien et mobiliser la collectivité (figure 18).

Figure 18



Figure 18

5.1. AMÉLIORER L'EFFICACITE DES PROCÉDURES ADMINISTRATIVES

Tout en continuant à jouer leur rôle primordial de contrôle de la qualité des projets, les procédures administratives doivent devenir plus fluides pour éviter qu'elles ne ralentissent le développement de l'éolien. Il faut tout d'abord mobiliser les décideurs autour d'objectifs bien définis et qui les engagent. Il s'agit ensuite de standardiser et de professionnaliser les procédures. Enfin, les formalités de raccordement doivent être simplifiées et plus transparentes.

5.1.1. Mobilisation des décideurs autour d'objectifs clairs

Aujourd'hui, les décideurs de la chaîne de développement de l'éolien, n'ont pas d'objectifs clairement définis en terme de capacités éoliennes. Ainsi, comme nous l'avons montré précédemment, il en résulte une grande prudence et parfois même un manque d'intérêt pour le développement de l'éolien.

Pour changer cet état de fait, il est indispensable d'affirmer l'objectif national de développement de capacités et de le décliner au niveau local. Ceci pourrait se faire dans le cadre de la nouvelle PPI⁶ qui sera définie à l'automne 2004. Au niveau national, il est important de confirmer l'objectif de

⁶ Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité

8 000 MW de capacités éoliennes terrestres pour tenir les engagements européens et assurer une place significative pour la France au sein de la filière éolienne.

65 Avec des machines danoises ou allemandes cette place sera-t-elle significative ?

Une première déclinaison régionale de l'objectif pourrait également être réalisée à partir d'études menées par l'ADEME et annexées à la PPI. Bien entendu, ces objectifs locaux devront être concertés. Nous y reviendrons par la suite.

66 Les décideurs c-à-d. essentiellement les préfets, doivent avoir des objectifs précis en nombre de MW à installer. De cette façon pour remplir leurs objectifs ils seront forcés d'approuver ce qu'on leur présentera. Pourquoi pas un tribunal spécial pour punir les mauvais préfets et dédommager les promoteurs victimes de ces derniers ?

L'absence d'objectifs de nouvelles capacités clairement définis contribuerait à freiner le rythme de développement et à marginaliser l'éolien en France.

5.1.2. Standardisation et professionnalisation des procédures

Conformément à la directive européenne de septembre 2001, les procédures d'autorisation doivent être standardisées et leur traitement professionnalisé. Nous avons évoqué les divers dysfonctionnements administratifs qui paralysent les développements.

Il est indispensable de sensibiliser les services de l'État pour qu'ils veillent à homogénéiser l'instruction et à alléger les demandes complémentaires. Ainsi, il serait souhaitable d'établir une « charte de développement de l'éolien » à l'usage des différents services de l'État pour définir un cadre d'instruction clair et éviter les interprétations parfois personnelles des textes applicables. Ceci faciliterait grandement le travail des différentes administrations et contribuerait à réduire sensiblement les coûts de développement et les délais d'instruction.

67 On aurait dû s'en douter, les préfets cela ne suffit pas. Il faut que les Services de l'Etat soient également mis au pas.

Par ailleurs, il est indispensable de pouvoir garantir le respect des délais légaux d'instruction. Pour cela, la mise en place du principe d'accord tacite dans le cas où aucune réponse ne serait apportée dans les délais légaux semble souhaitable. Cette disposition encouragerait le respect des délais par les administrations et permettrait, pour les développeurs, une meilleure maîtrise des investissements de développement.

5.1.3. Simplification des formalités de raccordement

Les formalités de raccordement doivent devenir plus efficaces. Ceci suppose la simplification d'une procédure lourde qui comprend aujourd'hui un contrat d'achat, une convention de raccordement et un contrat d'accès au réseau.

En tant que décideur dans la chaîne de développement de l'éolien, le gestionnaire des réseaux publics d'électricité doit également être tenu à des objectifs de développement des énergies renouvelables. Aujourd'hui, il est essentiellement contraint par des objectifs de sécurité du réseau. Ces objectifs, parfaitement légitimes, le conduisent néanmoins à privilégier les sources de production existantes et à refuser le raccordement de nouvelles sources de production décentralisées. Une validation de ses études de risques par un intervenant externe permettrait de contre-expertiser des calculs de risques souvent défavorables aux énergies renouvelables et inciterait le gestionnaire de réseau à leur laisser une place plus grande.

Il est important qu'il soit tenu à des délais d'instruction et de réalisation compatibles avec le calendrier des projets. Il est également souhaitable d'instaurer, dans le cadre des missions du

gestionnaire, la notion de « priorité à la production renouvelable ». L'Italie a précisément fait ce choix en instaurant par décret cette notion de priorité de raccordement. Une décision analogue serait de nature à promouvoir des sources de production d'énergie non polluantes et de coût marginal nul et contribuerait au développement au sein du gestionnaire de réseau de nouvelles compétences nécessaires à un développement international par exemple.

68 La situation la meilleure pour les promoteurs ce n'est pas l'Italie mais l'Allemagne où chaque constructeur d'une centrale éolienne peut se connecter sans qu'on puisse le lui refuser. C'est au gestionnaire du réseau de se débrouiller avec les MWh éoliens qu'il reçoit. Cela l'oblige à découpler du réseau des centrales éoliennes quand le réseau ne peut plus accepter le trop d'énergie sauf à faire fondre les lignes par effet Joule (voir DER SPIEGEL n°14).

5.2. SÉCURISER L'INVESTISSEMENT ÉOLIEN

L'accélération du développement de l'éolien passe par la sécurisation des investissements dans la filière. Le moyen incontournable pour y parvenir est de pérenniser le système actuel, reposant sur un prix d'achat garanti, en adaptant les conditions tarifaires de façon à assurer une rentabilité suffisante au financement des projets. Par ailleurs, il faut également adapter le système d'obligation d'achat pour encourager le développement de parcs de capacité supérieure à 12 MW. Enfin, il faut assurer des conditions qui permettront de réduire les coûts de raccordement.

5.2.1. Des prix garantis assurant la rentabilité des projets présents et futurs

Pérennisation d'un système à prix garanti

Parmi les différents modèles économiques incitatifs pour développer l'éolien, le système de prix garanti est incontournable pour accélérer le rythme d'investissement dans l'éolien. En effet, ce système permet de sécuriser les investissements tout en assurant un niveau de rentabilité acceptable pour les financeurs et les producteurs (figure 19). Tous les pays qui ont développé des capacités significatives dans l'éolien ont fait le choix de ce système. C'est le cas en particulier de l'Allemagne et de l'Espagne.

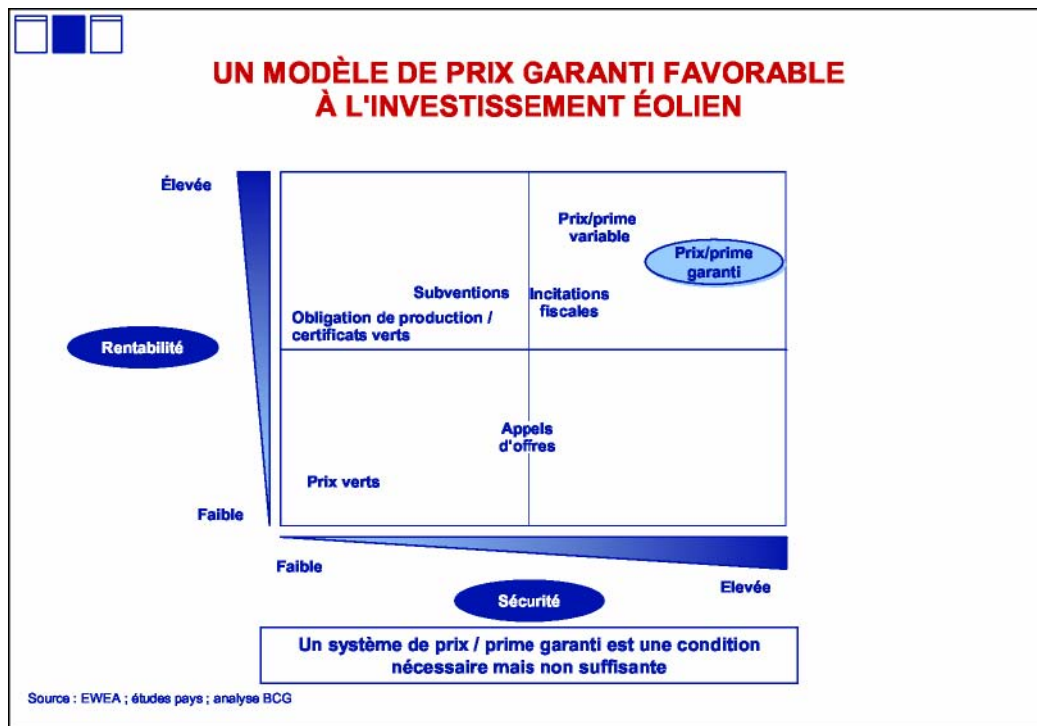


Figure 19

L'exemple français est également intéressant pour comparer l'efficacité du système de prix garanti

et du système d'appel d'offres. En effet, avant d'adopter, en 2001, un régime tarifaire reposant sur un système à prix garanti, la France a expérimenté un système d'appel d'offres avec le programme EOLE 2005. De façon très nette, le système à prix garanti a permis d'accélérer le rythme de développement qui stagnait dans le cadre du système d'appel d'offre EOLE 2005. Ainsi, la capacité moyenne annuelle installée a bondi d'environ 15 MW / an de 1996 à 2000 à environ 90 MW / an de 2001 à 2004. Au global, le programme EOLE 2005 s'est soldé par l'installation de 68 MW entre

69 On l'a vu (note 22) ce n'est pas le système de prix garanti qui a fait bondir les implantations mais l'écart considérable (+75%) existant entre le prix moyen des appels d'offre (avec lequel les promoteurs s'assuraient déjà une rentabilité convenable) et le prix Cochet.

1996 et 2000, loin de l'objectif visé de 250 à 500 MW (figure 20).

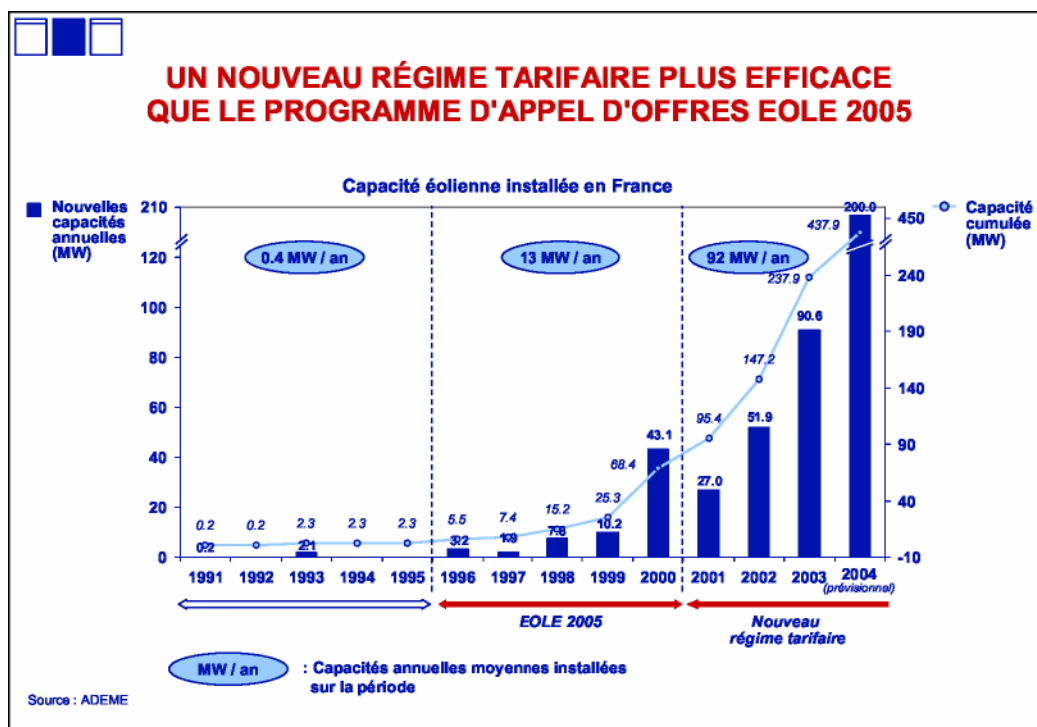


Figure 20

D'autres pays, tels que le Royaume-Uni avant 2002 (NFFO, Non Fossil Fuel Obligation), l'Irlande et la Turquie ont également expérimenté le système d'appels d'offres. Ces pays ont été attirés par les avantages théoriques de ce système : maîtrise du rythme de développement, stimulation de la concurrence et gains de compétitivité de la filière. Cependant, les développements conduits dans ces pays n'ont pas permis de réaliser les objectifs fixés. En effet, le système d'appel d'offres a incité certains développeurs retenus à retarder les développements pour rétablir leurs marges, et a donné lieu dans certains cas à la constitution d'oligopoles voire de tentatives de corruption.

70 On peut se poser la question de savoir si le système d'appel d'offre français ne va souffrir des mêmes maux. L'expérience sur le terrain nous montre certains maires de villages dont la population est très majoritairement opposée aux projets se comporter en hyper fanatiques de l'éolien industriel. Est-ce dû à l'attrait de la part de TP que rétrocédera la Communauté de Communes, à la propagande de l'ADEME ou à autre chose ? On se pose la question.

En outre, le système d'appel d'offres crée un risque défavorable à la constitution d'une classe d'actifs reconnue par les financiers.

Le système reposant sur les quotas de production / d'achat couplés à un mécanisme de certificats verts est également attractif d'un point de vue théorique. En effet, il permet la maîtrise du rythme de

développement et l'utilisation de l'efficacité des marchés pour définir la juste prime à l'énergie éolienne grâce au mécanisme des certificats. Mais ce système, utilisé par le Royaume Uni depuis 2002 (ROC, Renewable Obligation Certificate), le Danemark, l'Italie et la Hollande, présente également des limites. D'une part, l'équilibrage de l'offre et de la demande a nécessité une intervention du régulateur dans les pays qui l'ont expérimenté. D'autre part, il s'accompagne de lourdeurs administratives, de fortes incertitudes et de délais importants de mise en place. Enfin, il est difficile, dans ce système, de différencier les énergies renouvelables.

Révision de la dégressivité du tarif d'achat

La rentabilité des projets, aujourd'hui satisfaisante, tend à se dégrader sensiblement dans le temps (pour les nouveaux projets). L'analyse de la base de données constituée dans le cadre de cette étude montre ainsi qu'avec les conditions tarifaires en vigueur à ce jour, les TRI (Taux de Rendement Interne) €

71 Dans toute les documents consacrés à la question, le TRI est le taux de rentabilité après impôts. Comme les chiffres de TRI du rapport sont des données invérifiables fournies par le SER et quelques autres promoteurs et qu'il faut les croire sur parole, cela n'a pas tellement d'importance.

cibles projets (sans prise en compte de l'effet de levier) sont en moyenne de 9,5% pour les projets réalisés et chutent à 6,7% pour les projets en développement.

Or une rentabilité projet cible de 9% est un minimum pour le financement de tels projets. Les fermes éoliennes sont des projets industriels qui présentent des risques de gisement, des risques techniques et des risques juridiques. En outre, les technologies employées sont récentes et le retour d'expérience est limité. Ainsi, l'exigence par les financeurs d'une prime de risque est parfaitement légitime et explique le TRI cible minimum de 9%. À titre de comparaison, les projets de centrales à cycle combiné gaz retiennent typiquement des TRI cibles projets de 12%. En outre, le montant des investissements en jeu, de l'ordre de 8 milliards d'euros à horizon 2010, exclut un financement exclusif sur fonds propres. En effet, seuls quelques « majors » pourraient assurer de tels financements sur fonds propres, ce qui limiterait le nombre d'acteurs. Les projets sont typiquement financés à 20% sur fonds propres et à 80% par de la dette, et les investissements ne pourront se réaliser qu'à condition qu'une rentabilité minimum soit garantie. €

En principe, l'évolution du tarif dans le cadre du système de prix garanti doit assurer une rentabilité cible acceptable pour les projets actuels et futurs. Ceci n'est pas le cas dans le cadre de la réglementation actuelle qui prévoit une baisse annuelle de 3,3% des tarifs d'achat et une baisse additionnelle de 10% lorsque le 1 500^e MW est installé. Ces baisses se justifient parfaitement en considérant que l'éolien parcourt une courbe d'expérience classique qui conduit à des gains de productivité. Cependant, lorsque l'arrêté tarifaire est paru en 2001, il prévoyait un développement nettement plus rapide que la réalité observée depuis. Ainsi, la décroissance des tarifs prévue est devenue excessive et décalée par rapport aux gains de productivité de la filière en France. Pour rétablir une rentabilité acceptable des projets futurs, cette réglementation doit être adaptée en assujettissant la baisse du tarif à la réalisation de capacités. Ainsi, nous proposons d'appliquer une décroissance du tarif de 2,5% par seuils de 1 500 MW. Ceci permettra de mieux synchroniser la décroissance avec la baisse des coûts des investissements et des charges d'exploitation (figure 21).

72 Compte tenu que les machines implantées en France sont et vont très certainement être des machines étrangères, maintenues par des équipes étrangères ou peut-être, à terme, formées à l'étranger, la courbe d'expérience a déjà eu lieu. Depuis 15 ans les danois, allemands, espagnol, américains, sont arrivés à la maîtrise des coûts et des charges. On est donc d'ores et déjà au profit maximum possible dès aujourd'hui compte tenu de l'état du progrès technique actuel de la filière. Toute argumentation et en particulier celles tendant à la diminution de la dégressivité du prix et utilisant une supposée baisse progressive des coûts et des charges n'a que peu de fondement. La seule baisse possible est celle due à l'augmentation de la taille des machines qui profitera d'abord aux constructeurs et qui ne se répercute qu'avec retard chez les exploitants acheteurs des machines.

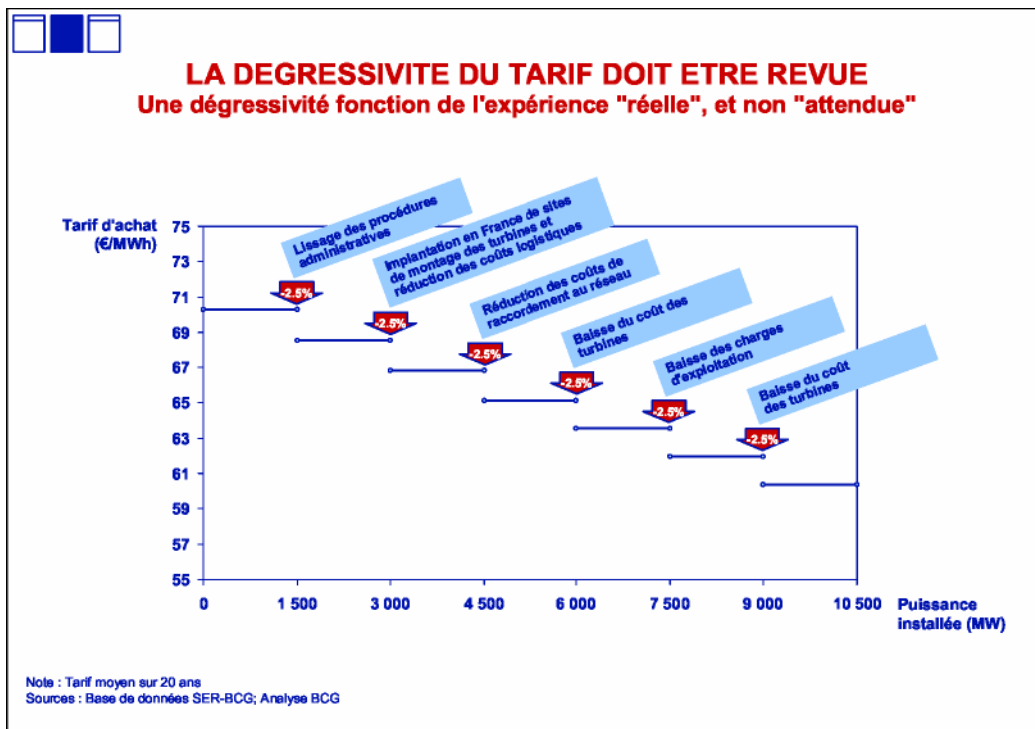


Figure 21

5.2.2. Favoriser le développement de sites de capacité supérieure

La réglementation réserve l'obligation d'achat aux sites de puissance inférieure à 12 MW. Ceci a pour effet de pénaliser les développements de sites importants, qui pourraient bénéficier d'économies d'échelle significatives tout en limitant l'impact paysager de l'éolien. Nous préconisons de lever cette limitation de puissance qui existe d'ailleurs dans très peu de pays européens, ou à des niveaux très supérieurs.

73 Il n'y a pas vraiment d'économie d'échelle mais simplement un gain de temps et des soucis en moins. En attendant cette limitation de 12 MW, contrairement à ce qui est dit ici, limite considérablement les nuisances quelles soient paysagères sonores ou autres.

5.2.3. Réduire les coûts de raccordement

€

Les propositions financières émises par le gestionnaire de réseau pour le raccordement doivent gagner en transparence. Pour cela, nous proposons d'autoriser les développeurs et producteurs à faire réaliser les travaux par l'entreprise de leur choix ou à obtenir un avis indépendant sur les travaux demandés ainsi que la publication des résultats des appels d'offres lancés par le gestionnaire de réseau. Tout ceci contribuerait à renforcer la compétitivité des travaux de raccordement des parcs éoliens au réseau électrique.

74 Pour le moment RTE est maître d'œuvre des travaux de raccordement. Ceci est normal dans la mesure où les raccordements donnent souvent lieu à des travaux de modification du réseau comme le changement ou l'augmentation de capacité de postes de transformation par exemple.

5.3. MOBILISER LA COLLECTIVITÉ

Le développement des énergies renouvelables en général, et de l'éolien terrestre en particulier, ne pourra se faire qu'en créant des conditions favorables pour mobiliser la collectivité autour de cet enjeu national énergétique. La mobilisation de la collectivité passe par la déclinaison de l'objectif national en objectifs régionaux, les aides à la création d'une filière « énergie renouvelable » et une communication de masse autour des avantages et des enjeux de l'énergie éolienne.

5.3.1. Définir des objectifs régionaux concertés

L'objectif national de 8 000 MW d'éolien terrestre en 2010 doit être décliné au niveau régional pour que les élus locaux se l'approprient et s'en sentent responsables. Nous proposons d'annexer une première déclinaison de ces objectifs à la prochaine PPI, prévue à l'automne 2004. Bien entendu, ces objectifs régionaux devront être concertés pour assurer l'adhésion des décideurs chargés de les réaliser.

De la même façon, il faut envisager de fixer des objectifs régionaux de raccordement aux gestionnaires de réseau.

5.3.2. Créer une filière "énergie renouvelable"

La France est en retard par rapport à ses principaux voisins en matière de dépenses publiques de recherche et développement (figure 22). Le faible niveau des investissements de recherche est incohérent avec la volonté affichée de développement des énergies renouvelables.

Il est nécessaire d'accorder des aides publiques pour favoriser la création d'un tissu industriel de production et de recherche dans le domaine de l'électricité renouvelable, et en particulier dans l'éolien. La France, historiquement leader dans la production d'équipement électrique, pourrait ainsi contribuer à faire émerger des champions nationaux de ce secteur tels que Alstom, Areva, Leroy-Somer, Rollix ou Vergnet. €

75 Vergnet est pour l'instant hors de course en ce qui concerne l'éolien industriel, ses machines ne dépassent pas 1 MW. Le trust nucléaire AREVA qui fait de l'éolien industriel uniquement pour se donner une couverture écologique n'a aucunement besoin d'aides publiques. Les autres sont des équipementiers électriques généraux et l'éolien industriel est marginal dans leurs activités, ils n'ont donc non plus nul besoin d'aide publiques pour l'éolien. En fait ce sont ceux qui investissent actuellement dans l'éolien industriel, promoteurs, bureaux d'études, ... qui veulent ces aides en plus de revenus déjà plus que confortables.

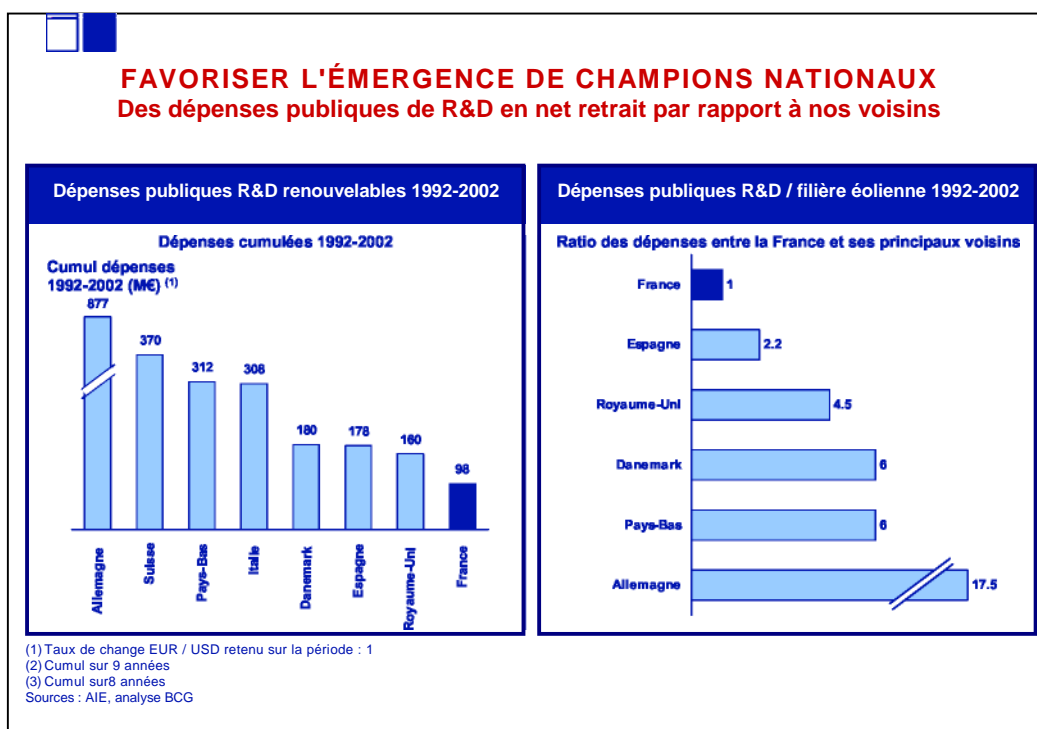


Figure 22

5.3.3. Communiquer sur les avantages de l'énergie éolienne

Les atouts de l'énergie éolienne sont indiscutables... Pourtant, la communication de masse est largement dominée par ses détracteurs. Ainsi, il est nécessaire d'accompagner le développement volontariste de nouvelles capacités par des campagnes de communication des pouvoirs publics qui permettent de sensibiliser la collectivité aux enjeux et aux avantages de cette énergie. Comparée à son coût, l'efficacité d'une telle mesure est potentiellement très élevée. €

76 En résumé, POUR LA FRANCE,

- il faut supprimer la dégressivité prévue pour le prix Cochet,
 - il faut supprimer la diminution prévue après les 1500 premiers MW,
 - il faut faire baisser très sensiblement le coût de raccordement,
 - il faut des aides publiques,
 - il faut que les pouvoirs publics financent des campagnes de publicité en faveur de l'éolien industriel et où l'ADEME pourra donner toute sa mesure,
 - il faut faire sauter la limite de 12 MW pour avoir droit au prix Cochet c-à-d. qu'il n'y a plus besoin d'appels d'offres,
 - il faut fixer des objectifs quantitatifs aux préfets et ceux-ci en seront responsables
 - il faut que ces mêmes objectifs quantitatifs soient fixés à RTE régionalement et qui devra accorder une priorité aux raccordements de l'éolien industriel. Les problèmes que cela peut poser à RTE lui donneront une compétence internationale.
 - il faut que toutes les formalités administratives vis à vis des préfetures, d'autres services de l'Etat et surtout de RTE, soient rapides, simplifiées avec accord tacite en cas de retard.
- Tout ceci au frais de la « collectivité ».
- Nous ajouterons à la place d'A.Antolini,
- il faut faire taire et au besoin faire emprisonner tous les opposants à l'éolien industriel.

En voyant ce programme, tous les actionnaires français ont dû avoir un moment d'émotion et en particulier ceux de SIIF Energie dont SIIF Luxembourg SA et Synergie Développement et Services même s'ils ne sont pas inscrits au registre du commerce français

77 Il y a deux remarques générales que l'on peut faire :

1-comme nous exportons environ 20 % de notre production (à tous nos voisins, Espagne, Italie, Suisse, Allemagne, Benelux, Royaume-Uni), il suffit de réduire légèrement nos exportations pour générer la même quantité d'énergie que l'éolien industriel et cela sans coût prohibitif, sans racket de la collectivité, sans nuisances, sans augmentation des émissions de GES.

2-sans faire de grandes prévisions sur le taux d'augmentation de la demande, cette simple augmentation absorbera à elle seule, dans un ordre de grandeur d'une dizaine d'année, la totalité de l'énergie produite par l'éolien industriel. On sera revenu à la situation de départ avec beaucoup d'euros en moins et quelques tonnes de CO2 en plus