# Coût de la production d'électricité par des éoliennes

*(Dossier sur les coûts et les nuisances des éoliennes)*

Groupe d'information sur les éoliennes
(La Roche-en-Ardenne)

**Résumé**

*Ce texte correspond à celui des pages du site http://www.leseoliennes.be/economieolien/ Les mises à jour sont synchronisées avec retard pour le texte.*

*Des informations données ici permettent d'estimer les coûts de différentes méthodes de production de l'électricité. C'est parce qu'il n'y a pas d'information officielle que nous avons dû estimer ces coûts. Nous corrigerons le site si on nous signale des erreurs avec leurs justificatifs.*

*Il faut imprimer les tableaux Excel du site pour voir et vérifier les calculs.*

## Le paradoxe de l'éolien

*L'éolien qui paraît gratuit est en fait le moyen le plus cher de produire de l'électricité à la demande*

Le bon sens nous dit qu'une éolienne produisant de l'électricité gratuite semble bénéfique mais ce bon sens montre aussi que, quand le vent cesse de souffler, il faut qu'un autre système continue à produire de l'électricité. Pour des raisons techniques expliquées sur ce site, le seul moyen pratique est d'avoir des centrales à gaz prêtes à entrer en action.

Il faut donc investir pour construire des centrales à gaz et dépenser pour les maintenir prêtes à produire même quand elles ne servent pas.

### Pourquoi l'éolien est-il si cher ?

Comme les éoliennes ne fonctionnent en Ardennes que pendant 20% du temps, il faut payer l'électricité pendant 80% du temps au prix de revient des centrales à gaz (38 €/MWh). Il faut compter les frais financiers et l'entretien des centrales à gaz pendant les périodes venteuses où elles ne produisent pas.

Si les éoliennes étaient gratuites, le prix de revient serait de [80% * 38€ =] 30,4 €, prix plus élevé que celui de centrales au du charbon (27 €) fonctionnant pendant 100% du temps (ou que celui de l'électricité nucléaire : 29 €).

En mer, où le facteur de charge peut atteindre 30% dans les régions éventées du Nord de l'Angleterre, ce prix de revient optimiste serait de [70% * 38€ =] 26,6 €.

Les calculs ci-dessus supposent que les éoliennes sont installées gratuitement. Si on tient compte du prix d'investissement des éoliennes qui est plus élevé (de 1,5 à 3 fois) que celui des centrales nucléaires pour une production équivalente, on comprend pourquoi des sites français ont conclu que la promotion des éoliennes ne s'explique que par une gigantesque arnaque [36].

## Notations et abréviations

### Notations des grandeurs.

*Pour de grandes valeurs, on emploie des notations simplifiées pour parler de milliers, millions, milliards et millions de millions.*

**k (kilo) milliers**. Exemple kW: kilowatt.

**M (Mega) millions.** Exemple MWh : Mégawatheures

**G (Giga) milliards.** Exemple G€: un milliard d'euros.

**T (Téra) trillion (ou mille milliards)** Multiplié par dix à la puissance 12. Exemple : La consommation belge annuelle d'électricité est de 82 TWh (Térawattheures). Les revenus de l'électricité belge sont de 14,7 G€ par an (à 180 €/MWh), soit 6% du produit national belge.

**Péta** : Multiplié par dix à la puissance 15.

**Exa (exajoules)**. Multiplié par dix à la puissance 18. La consommation mondiale d'énergie est de 700 exajoules.

### Notations électriques.

**W : Watt** : unité de puissance. Exemple : une turbine éolienne de 3 MW.

**Wh : Wattheure** : Unité d'énergie. Exemple : Une centrale nucléaire produisant 8 TWh par an. Les publicités éoliennes incitent les lecteurs à confondre la puissance et l'énergie. Pendant les 1533 heures (17,5% de charge) où une éolienne tourne en Ardenne (turbine de 3 MW), elle produit [3 x 365 j x 24 h x 17,5% =] 4,6 GWh/an. Une petite centrale à gaz de 300 MW génère 2,36 TWh (90% d'utilisation).

**V : Volt** : Voltage ou Potentiel électrique. Exemple : Une ligne de pylônes à haute tension de 220 kV.

### Autres notations

**Tep: Tonne équivalent pétrole.** Quantité de calories équivalente à la combustion d'une tonne de pétrole. La TEP exprimée en kWh sert à des manipulations suivant qu'on prend la quantité de pétrole pour produire des kWh dans une centrale (rendement 30 à 50%) ou qu'on prend les calories générées dans une résistance (rendement 100%) et équivalentes à un Tep. Un Tep = 11,63 MWhc en équivalent caloriques pour produire l'électricité ou environ 3,84 MWhe (pour un rendement de 33%).

### Abréviations

**EU** : Communautés européennes. Organisation qui s'implique activement dans les problèmes d'environnement.

**GES : gaz a effet de serr**e, principalement le $CO_2$ et le gaz naturel (méthane).

**GIEC :** Groupe intergouvernemental pour l'étude du climat.

**Ewea, Ademe, Apere**: lobbies éoliens européen, français ou belge.

**ONG** : Organisation non gouvernementale.

**ONU** : Organisation des Nations Unies. Cette organisation non élue se propose pour coordonner la lutte contre le réchauffement climatique et les autres problèmes globaux d'environnement qui demandent la coopération de tous les pays.

## Calcul du taux d'emprunt

*Différents taux d'emprunts utilisés dans les calculs sont expliqués ici.*

*Les lobbies antinucléaires présentent ces calculs de façon à ce que les coûts d'investissements paraissent plus élevés, ce qui défavorise les centrales nucléaires.*

Les calculs se font ici à coûts constants. Les prix sont divisés par l'inflation pour que la plupart des produits se vendent au même prix d'une année sur l'autre, sauf ce qui augmente vraiment comme le pétrole, le gaz et l'uranium.

Le taux d'emprunt tient compte du revenu d'un investisseur en obligations, de la taxation du capital et des frais administratifs.

### Taux d'escompte de 7% ou taux de 4% à prix constants

Si l'on place son argent à 7%, que les frais administratifs sont de 1%, que les taxes sont de 1% et que l'inflation est de 2%, le taux à valeur constante défini ici est de 4% incluant les taxes sur le capital.

### Tout capital en argent paie des taxes

Les placements en devises payent l'équivalent d'un impôt qui profite à l'émetteur de devises du fait de l'inflation (2% ici).

En plus, le capital est taxé (1% ici). Ce taux plus l'inflation (soit 3%) correspond à 21% de taxes sur le revenu d'un capital placé à 7 %.

Les calculs comptables utilisant le taux de 7% sont ainsi équivalents à un taux à prix constants de 4%.

Aux périodes de forte inflation ou dans les pays ayant beaucoup d'inflation, le taux d'emprunt est parfois supérieur à 10%. Ce n'est plus le cas en Europe depuis la conversion à l'euro (€).

### Risques sur l'investissement

Comme il s'agit de comparaisons, il faut employer les mêmes règles pour tous. On suppose ici que l'investissement est sûr.

L'assurance contre le risque politique couvrirait par exemple contre le risque qu'un tribunal condamne les parcs éoliens gênants à être arrêtés et démontés ou que les centrales nucléaires doivent sortir du nucléaire. Ces événements qui dépendent de décisions politiques ne peuvent pas être inclus dans les calculs faits ici puisque des clauses discutables des contrats stipulent que les politiciens au pouvoir à ce moment et leurs successeurs (en fait un État fédéral ou régional) sont responsables des dédits. En fait, ce sont les habitants qui doivent supporter les frais des erreurs de leurs politiciens.

L'assurance contre les risques de l'investissement est parfois inclue dans le taux d'emprunt. Cette influence sur les taux n'est pas considérée ici pour pouvoir comparer les différents systèmes mais de nombreuses comparaisons partisanes de prix utilisent à leur avantage cette variable.

Dans le cas du nucléaire, des dépenses annuelles de capital assuré (11% contre 6% pour les éoliennes) sont utilisés ici pour les dégâts éventuels de déficiences techniques (comme à Three Mile Island).

### Paiements annuels (frais financiers)

Pour trouver le paiement annuel par rapport à l'investissement, la formule en Excel est : PMT(0,04; 40; 100) = 5,05 % pour 40 ans (durée des centrales thermiques) ou PMT(0,04; 60; 100) = 4,42% pour 60 ans (durée estimée actuelle pour des centrales nucléaires devant satisfaire à des coefficient de sécurité plus grands que pour les centrales à combustible fossile) ou PMT(0,04; 15; 100) = 9% pour 15 ans (durée de vie subsidiée des éoliennes). En ayant le paiement annuel et la durée de vie, on en déduit la valeur de l'investissement dans le tableau de calcul.

## Coûts des investissements pour la production d'électricité

*Les investissements utilisés dans la feuille de calcul sont comparés ici à des prix connus.*

*Un tableau Excel calcule le prix des investissements à partir du taux d'escompte, 4% à taux constant, et de la durée de vie des installations sans remplacements majeurs.*

Le MWh produit à pleine capacité est l'unité de comparaison. Le capital requis pour une puissance annuelle de (24 heures * 365 jours =) 8760 MWh sert à comparer le coût total d'investissement calculé avec une usine type dont le coût est connu.

**Centrale à gaz :** 621 M€ pour 1 GW.

Deux centrales (turbine-gaz-vapeur: TGV) sont prévues à Visé de 450 MW chacune. Le coût de l'ensemble est de 550 M€ (soit 0,611 M€/MW).

**Centrale au charbon** : 1242 M€ pour 1 GW.

E.On planifie la construction d'une centrale à charbon près du port d'Anvers. La nouvelle usine coûtera 1,5 G€ pour une puissance de 1,1 GW. (Soit 1,36 M€/MW).

**Centrale nucléaire :** 2662 G€ pour 1 GW.

L'entreprise française Areva (appartenant à l'État français) a vendu des centrales nucléaires de 1,6 GW pour 4,5 G€. (Comparable au prix donné ici : 4,2 G€). Le prix de vente en Chine n'est que de 3 G€ mais la Chine fournit l'infrastructure et des installations locales. Le prix est de 2,6 M€/MW.

**Parc éoliens :** 1269 M€ pour 1 GW

On calcule quel serait l'investissement du promoteur pour que son prix de fabrication soit égal au tarif du feed-in (subside) plus l'électricité produite.

Ce qu'un aérogénérateur coûte aux promoteurs se déduit du chiffre d'affaire des fabricants d'éoliennes, 0,2 M€/MW. En supposant que les autres frais - le transport, le mat et ses fondations, le montage, la cabine de transformation et le câble de liaison – augmentent ce prix de 50%, une éolienne reviendrait à 0,3 M€/MW. Les calculs officiels des pays utilisent 1 M€/MW, basé sur les déclarations des promoteurs.

Ce que les éoliennes coûtent aux consommateurs se déduit des subsides versés durant la vie de l'éolienne. Le réseau, en France et en Allemagne, est forcé de racheter la production à 83,5 €/MWh. L'électricité intermittente se vend sur un marché libre à un prix moyen moitié du prix de référence, soit 14 €, la

moitié du prix du système nucléaire (29 €/MWh). (Calculé sur le tableau des systèmes 2007).

Ce prix de vente variable se retranche des subsides pour représenter la valeur perdue par les consommateurs (mais les tarifs d'achat de l'intermittent dépendent de décisions politiques et n'ont que peu de rapports avec les prix réels qui incluent les frais fixes des centrales à gaz d'appoint). Le prix du subside restant est donc de l'ordre de [83,5-14,5 =] 68 €/MWh (des calculs sont faits avec 70 € et 43 €). Le prix en Belgique est environ de 90€ pour le rachat des certificats verts.

Le réseau acheteur récupère 83,5 € de subsides et il peut vendre l'électricité intermittente en moyenne à 14,4 €/MWh (électricité acceptée à moitié prix). Au Danemark, le réseau ne peut souvent vendre l'électricité en surplus qu'en Suède et en Norvège mais sans paiements. L'Allemagne est contrainte à refuser l'électricité pour éviter une panne.

Les tableaux de calcul permettent, après quelques itérations de trouver pour quel investissement de départ un promoteur peut vendre son courant à 68 €/MWh.

Le coût d'une éolienne 1,2 M€/MW qui assure un revenu régulier et garanti de subsides est le quadruple du coût d'installation 0,3 M€. Sans information validée des promoteurs et en fonction du chiffre d'affaire des fournisseurs d'éoliennes, on est réduit à estimer que les 3/4 du chiffre d'affaire des promoteurs servent à financer les lobbies, à payer les services ayant obtenus les autorisations et à rembourser les investisseurs avec fort profit.

Le coût relatif d'investissement de l'éolien par rapport au nucléaire est [1269/2654 =] 48 % mais pour des puissances installées, pas des énergies. Pour un facteur de charge de 15 % et pour 90% d'utilisation des centrales nucléaires, le coût relatif est 2,87 ; pour 20%, 2,16 ; pour 25%, 1,7 ; pour 30%, 1,43. Le coût relatif est donc de 1,5 à 3 fois plus élevé.

Une durée de vie des éoliennes de 15 ans est basée sur des critères politiques mais pas sur des critères techniques. On peut cependant vérifier ici que, dans un marché libre et donc sans obligation d'accepter le courant si aucune centrale d'appoint n'est rendue disponible inutilement, ou si le réseau est saturé, les éoliennes sont difficilement rentables.

Même installées gratuitement, elles ne paraissent rentables que si on ne tient pas compte du coût des centrales d'appoint. Elles seraient encore plus déficitaires si elles devaient payer les dédommagements prohibitifs de leurs nuisances en zone résidentielle, c'est à dire, presque partout en Belgique, sauf en haute mer.

### Station de pompage :

Le tableau de calcul se base sur un investissement de 1062 M€ pour une capacité moyenne de stockage de 1 GW sur 12 h et une puissance immédiate pendant des périodes de l'ordre de l'heure de 2 GW (le rendement est de 72%, le pompage et turbinage ayant chacun un rendement de 85%, ce qui diminue le coefficient d'utilisation puisque la moitié de l'énergie est ainsi pompée et restituée).

Si le coût (en valeur 2007) de la centrale de Coo est de 1 G€, l'investissement utilisé pour nos calculs correspond à cette estimation. Le calcul des stations de pompage sur les feuilles de calcul n'est pas au point.

## Coûts de l'électricité produite en isolation

*Un calcul simple montre le prix élevé de l'éolien industriel. Ce handicap est combiné avec l'absence d'avantages environnementaux et, en plus, avec le désavantage de ne pas pouvoir évoluer vers des solutions meilleures.*

*Le coût de l'éolien est anormalement élevé car la plupart des bénéfices sont consacrés à financer des lobbies pour promouvoir un système coûteux et qui prépare des stratégies dangereuses (voir le piège éolien).*

Pour calculer la rentabilité d'une entreprise produisant de l'électricité, la méthode financière normale est utilisée.

### Données

- Tous les coûts se rapportent à la production d'une usine de puissance 1 GW travaillant pendant 365 jours de 24 heures. Le coefficient d'utilisation U tient compte des entretiens et des pannes avec arrêt de la production.

- Le montant de l'investissement est C et sa durée D pour une puissance donnée. Si on connaît le taux d'emprunt, une formule donne le paiement annuel financier pour l'amortissement de la dette, capital et intérêt. Les remboursements annuels ou annuités A sont calculés (sur un taux de 4% à prix constants) dans une région des feuilles de calcul. Ils sont :

– 4,42% pour 60 ans (durée estimée des centrales nucléaires nouvelles).

– 5,05% pour 40 ans (durée des centrales thermiques à gaz ou au charbon avant renouvellement complet).

– 9% pour 15 ans (durée de vie subsidiée des éoliennes).

- Le coût du combustible est F (fuel). Les prix des matières premières varient avec leur degré d'épuisement et leur rareté relative. Ce coût est variable pour le gaz, le pétrole et le charbon. Pour le nucléaire, ce coût est la somme du prix variable du minerai d'uranium F et du prix invariable de l'enrichissement E et de l'élimination des déchets.

- Le coût des opérations annuelles O de fonctionnement ne dépend pas du taux d'utilisation U (pourcentage de temps pendant lequel l'usine produit). Ces coûts d'opération sont les mêmes pendant l'arrêt puisque les ouvriers sont présents (ils pourraient travailler alors à la maintenance).

### Comparaisons de coûts

Pour faire des comparaisons, on emploie le même taux d'emprunt partout. On calcule la somme des frais fixes, remboursement annuel A et opérations O, et du prix du combustible F pour une usine fonctionnant au taux d'utilisation U. Des tableaux montrent les calculs. La présentation des calculs est conçue pour utiliser un minimum de données (indiquées par un fond bleu dans le tableau).

- Le prix réel de l'électricité à la sortie de la centrale est obtenu comme suit. On additionne les coûts (annuités, opérations et combustibles) et on applique un coefficient d'utilisation donné.

(A+O+F) * U

On se base sur le coût total hors taxe de chaque type de production d'électricité.

Pour les spécialistes, un tableau de calcul donne les formules de calcul. Elles peuvent être réutilisées si des experts veulent essayer d'autres données : C, D (dont on déduit A), O, F, U.

La structure détaillée des prix en Belgique est rendue inutilement compliquée, ce qui rend les comparaisons difficiles. Les gens ayant travaillé dans le privé sont effarés de voir que des politiciens (pas seulement des communistes) prennent des décisions sans en avoir cherché l'impact financier sur le pouvoir d'achat des Belges.

En 2007, les prix de production (centrales utilisées à 90%) étaient avec le baril à 96$ :

- 27,18 €/MWh pour le charbon.
- 38,44 pour le gaz
- 21,55 pour le nucléaire

Des calculs sont proposés pour 1997, pour 2007 et pour 2020. La seule donnée changeant entre ces 3 tableaux est un facteur multiplicatif pour le prix des fuels.

Le prix à coûts constants du charbon a été peu modifié, sauf pendant le choc pétrolier de 1975 à 1985 et depuis 2007. Le traitement des déchets (filtrage et stockage des déchets et du $CO_2$) pourrait augmenter le prix (multiplié par 2 ici en 2007)

Le prix du gaz suit, depuis 2007, le prix du pétrole mais des contrats à 25 ans ont été passé au moment où l'on construisait les gazoducs. L'acheteur doit payer même s'il n'arrive pas à écouler une quantité minimum convenue. Il a donc intérêt à empêcher la construction et la prolongation des centrales nucléaires, ce qui est une des raisons du piège éolien. Le gaz peut être retraité pour en faire un carburant, ce qui est une utilisation plus raisonnable que de le brûler pour produire de l'électricité. (Le prix du gaz sur les tableaux est multiplié par 2,5 tandis que le prix du baril est multiplié par 4, c'est à dire 96 $/baril, à partir de 24 $/baril en prix constant 2007).

Le prix de l'uranium a été multiplié par 10 depuis le moment où il ne coûtait que 1% du coût total vers 1992 (soit un facteur 4 par rapport au tableau de calcul de 1997).

Les coûts réels restent assez compliqués et peu diffusés. Les spécialistes peuvent changer les données sur les feuilles de calcul, cela ne changera pas les grandes différences entre les coûts des modes de production, le nucléaire étant devenu l'égal du charbon en fin 2007 (sans tenir compte de la pollution) et beaucoup moins cher que le gaz depuis 2006.

# Systèmes de production d'électricité

*La suite montre que les seuls coûts de l'électricité ayant une signification sont les coûts de chaque système de production capable de fournir de l'électricité à la demande.*

*Pour trouver un coût significatif de l'énergie, il faut étudier le coût total d'un système intégré de moyens de production pouvant fournir de l'électricité à la demande.*

*La connaissance des prix réels n'aide pas à comprendre les mécanismes compliqués de rachat de l'électricité par le réseau suivant des règles trop compliquées pour qu'on puisse vérifier si la répartition est optimisée.*

### Coût du kWh acheté

Le réseau (distributeur) achète des kWh pour les revendre aux utilisateurs mais ceux-ci décident quand ils en ont besoin. Comme le distributeur est responsable d'une alimentation sans panne, il passe donc des contrats à long terme avec des producteurs et des entreprises gardant des réserves d'énergie.

Le réseau électrique d'un pays doit fournir toute l'électricité demandée, sinon le réseau s'effondre. Un incident récent (panne générale du 4 novembre 2006 dans la région des éoliennes de l'Europe du Nord) a montré qu'une panne générale de courant ne peut pas être réparée rapidement. La panne était due à un concours de circonstances où le fait que les générateurs éoliens avaient le droit de se raccrocher automatiquement a eu un rôle important en perturbant le réseau [32].

Le réseau a besoin d'une stratégie complexe de contrats pour assurer une fourniture garantie. Les contrats sont des accords avec les producteurs. Il y a trois systèmes de production principaux pour produire l'électricité à la demande.

Une autre méthode, utilisée en Europe, est de confier à des services gérant une zone du réseau la constitution d'un système intégré avec des producteurs incapables de fournir à la demande, mais cela reporte sur le réseau le problème de rassembler les éléments de la production d'électricité sur lesquels baser une décision raisonnée sur des critères économiques et environnementaux.

Les régimes spéciaux dont bénéficie l'éolien dans le réseau sont incompatibles avec un marché libre, ce qui ôte toute valeur de comparaison aux marchés d'un réseau libéralisé mais faussé par des exceptions. Nous ne pouvons faire des comparaisons ici que sur des systèmes intégrés autosuffisants pour fournir de l'électricité à la demande.

### 1. Centrales thermiques au charbon ou au gaz

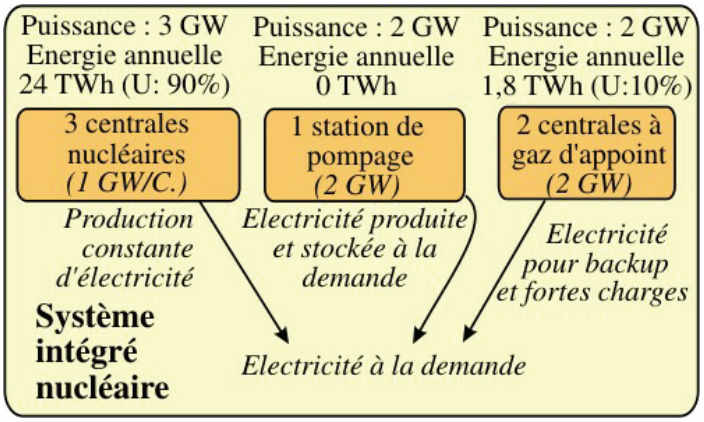
Les coûts ont été indiqués plus haut pour 1997 et 2007. Cette méthode traditionnelle n'a pas besoin de la notion de système puisque ces centrales produisent à la demande dans la limite de leur capacité. Seules les centrales au gaz (et les systèmes d'hydroélectricité) peuvent faire varier leur production très rapidement si elles ont été préchauffées.

Les centrales ayant l'investissement le plus faible sont préférées pour assurer la sécurité en cas de panne, même si le combustible est plus cher. Soit, des centrales à combustible fossile sont utilisées comme backup lors d'un entretien ou d'une panne de centrale nucléaire, soit des échanges à grande distance sont utilisés si des lignes à haute tension sont disponibles (leur coût d'investissement et d'opération (gestion, pertes en ligne et loyer des terrains) est important. Le système intégré (ou le réseau s'il a ce rôle) doit payer des frais d'amortissement et d'opérations des backups s'il risque d'en avoir besoin même si une panne ne se produit jamais.

Le coût des installations de stockage et de pompage et des barrages hydroélectriques n'ont une signification pratique que dans le cadre d'un système intégré.

### 2. Système nucléaire : centrales nucléaires et bassins d'accumulation et de pompage

Les réacteurs nucléaires marchent mieux avec une production presque constante. Le surplus de production nocturne est compensé par l'arrêt des turbines des grands barrages hydrauliques. Cette solution est souvent insuffisante. On ajoute alors des centrales de pompage accumulant l'énergie de la nuit pour la rendre le lendemain. Le régime des centrales nucléaires est un peu diminué les week-ends et les réserves d'accumulation d'eau sont augmentées.




Un calcul est fait pour un système intégré dont la production constante est fournie par 3 réacteurs nucléaires de 1 GW (à 90% d'utilisation).

On tient compte d'une station de pompage de 2 GW avec des réservoirs suffisants pour stocker la production de nuit et la rendre le lendemain (capacité énergétique de stockage de 12 h à 1 GW, soit 12 GWh). La station ne produit pas d'électricité nette mais ses coûts sont ajoutés au système. Sa production est indiquée négative dans les tableaux puisqu'elle perd en moyenne 25 % de son énergie pour pomper puis pour turbiner.

Des centrales au gaz fournissent à la demande 2 GW (à 10% d'utilisation) pour les jours où la consommation est très forte ou quand une centrale nucléaire est en entretien ou en panne.

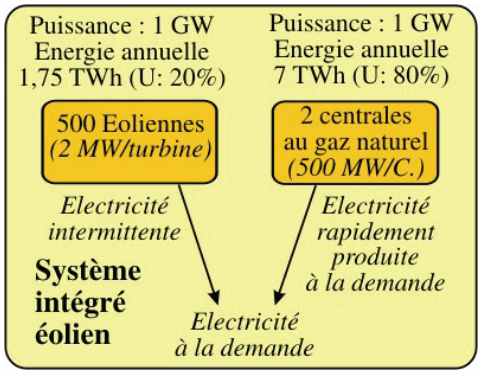
Le système intégré peut ainsi fournir une capacité variant de 1 GW à 7 GW.

Le coût est 28,98 €/MWh avec des coûts des combustibles fossiles et de l'uranium multipliés par 10 depuis la période où ils coûtaient 1% des coûts (en 1995). S'ils étaient multipliés par 15, Le coût du système intégré devient 30,52 €/MWh (tableau 2020).

Les comparaisons seraient encore plus favorables au nucléaire et plus défavorable à l'éolien si les émissions de carbone (c'est à dire la consommation de combustible fossile par les centrales principales et d'appoint) était taxées. (La capture de $CO_2$ dans le futur proche est un espoir encore incertain).

## 3. Système éolien : éoliennes et centrales d'appoint au gaz.

L'éolien a besoin de centrales d'appoint pouvant démarrer et s'arrêter rapidement quand le vent change, ce que seul le gaz peut assurer. Les périodes de vent est sont trop distante des périodes de calme (périodes de deux semaines) pour la méthode de stockage par pompage des systèmes nucléaires ou solaires (périodes d'une demi-journée). Il faudrait en effet des réservoirs 30 fois plus volumineux, or les réservoirs d'altitude sont la partie la plus chère des stations de pompage.




Comment comptabiliser les centrales thermiques qui sont indispensables comme backup pour l'éolien ? Qui serait responsable d'une panne générale si le backup n'est pas prêt à fonctionner ? Des comptes où l'industrie de l'éolien n'inclut pas ses centrales d'appoint pour calculer son coût sont faussés.

Dans le tableau de calcul (feuille système), différents systèmes sont étudiés. Un cas montre ici un parc d'éolienne avec un coefficient d'utilisation de 20% (maximum en Ardennes) assisté par des centrales au gaz avec une utilisation de 80%. En 2007, le coût est 67,50 €/MWh après la multiplication du prix du gaz par 2,5 depuis 1997. Le coût est supérieur à celui du gaz seul: 38,44 €/MWh. La comparaison reste défavorable avec des prix du gaz multipliés par 3.

Un calcul montre le coût du système intégré quand une éolienne est amortie et n'a pas de frais majeurs d'entretien. Ce système reste plus cher que le système nucléaire et le sera d'autant plus que le prix des combustibles fossiles flambe

Comme backup à l'éolien, la Belgique doit maintenant construire des centrales à gaz (projet de 900 MW à Visé). Un projet E.On de centrale à charbon est prévu à Anvers. Ces projets seront inutiles quand la Belgique reviendra à la politique de l'énergie la plus économique et qui n'émet pas de GES.

### Résumé des coûts des systèmes

Les coûts (sur le tableau de calcul) sont en 2007 :

- Système nucléaire : 28,98 €/MWh.
- Système éolien (25%) : 65,83 €/MWh.
- Centrale à gaz (utilisée à 90%) : 38,44 €/MWh.
- Centrale au charbon (utilisée à 90%) : 27,18 €/MWh.
- Système éolien (20%) amorti : 31,79 €/MWh.

Aucun organisme officiel n'ose annoncer les coûts de production de l'électricité. Une étude utilisant des prix de combustible datant du début de 2007 se trouve dans [109]. Depuis, le prix du pétrole a augmenté, même en euros. Le prix du gaz a suivi, de même que celui du charbon. Une taxe carbone est de plus en plus probable et renforcerait le différentiel de prix avec le nucléaire.

### Systèmes optimisés

En 2005, la France ne produit que 11% de son électricité à partir de combustibles fossiles (73% nucléaire, 10% hydraulique). La Belgique produit 43% à partir de combustibles fossiles et 55% à partir de nucléaire. Les pays de l'OECD produisent 63% d'électricité par des combustibles fossiles (les plus chers et les seuls polluants) et 23% par du nucléaire.

Des pays semblent avoir un surplus de centrales thermiques au charbon et au gaz, mais ces centrales servent peu et seulement pendant les périodes de forte consommation. La Belgique n'a pas de surplus et doit maintenant prévoir d'en ajouter pour fournir un backup à l'éolien (Visé, Anvers). Les promoteurs n'incluent pas les prix du backup dans leurs coûts qui sont ainsi faussés.

Si un pays avait uniquement des centrales thermiques à combustible fossile, on pourrait construire des éoliennes ayant la même puissance et pouvant fournir jusqu'à 20% de l'énergie. Toutes les centrales thermiques seraient alors des centrales d'appoint. Le prix de l'électricité monterait avec le prix du pétrole et du gaz. Si on remédiait plus tard à cette catastrophe en construisant des centrales nucléaires, on perdrait l'investissement pas encore remboursé des turbines éoliennes et des centrales thermiques.

Si un pays a une production significative par des centrales nucléaires, il ne peut pas utiliser à tout moment les centrales thermiques comme backup de l'éolien puisqu'elles servent déjà à un autre backup. Le nucléaire inclut ces centrales dans ses coûts

et l'éolien devrait faire de même, comme nous le faisons ici, pour avoir des comptes corrects.

Alors que distribution électrique de la Belgique était gérée par un monopole naturel, la libéralisation a remplacé l'optimisation de la distribution électrique par une série de règlements et tarifs fixés par arrêté royal. D'après des documents de l'Apere, (cours ENER002 FSA ULB), l'éolien jouit, en plus des subsides, d'aides à l'investissement, d'aides fiscales et de dérogation pour le rachat de son électricité. On n'arrive pas à trouver des méthodes équitables pour assurer une libéralisation équitable du marché de l'électricité produite [148]. La structuration des prix est rendue assez acrobatique pour qu'on ne puisse pas contrôler si les accords entre les réseaux et les producteurs minimisent les coûts et les risques de panne pour le client et répartissent les dépenses et bénéfices suivant leur contribution respective.

Des certificats verts servent de monnaie comptable mais de façon assez compliquée. On craint qu'il n'y a qu'une partie des mécanismes de support à l'éolien qui soit visible car la méthode est compliquée et opaque plutôt que simple et explicable. La Commission Energie 2030 [101] a insisté dans son rapport sur les coûts d'adaptation du réseau pour accepter la charge éolienne, par exemple quand les éoliennes en mer démarrent ou s'arrêtent avec le vent, ce qui représente, dans la comparaison des coûts, encore une faveur pour l'éolien, avantage supporté par l'ensemble des consommateurs et non par les promoteurs privés. Le réseau de gaz doit faire face à une consommation augmentée pendant les longues périodes sans vent, ce qui nécessite aussi une coûteuse adaptation.

Les manipulations de la comptabilité des systèmes semblent faire partie du piège éolien pour qu'on ne puisse pas établir clairement le subside total à l'éolien. La partie visible est déjà suffisante pour montrer le coût énorme que les consommateurs d'électricité vont devoir payer en pure perte. Il conviendrait que tous ceux qui s'occupent d'énergie aient au moins compris le mécanisme du piège éolien, même si les détails sont peu dévoilés.

# Coûts comparatifs des systèmes de production d'électricité à la demande

*Les coûts de production de l'électricité sont analysés et comparés ici.*

Un site français donne des informations bien étayées sur le nucléaire.

La méthode de calcul utilisée dans le tableau EXCEL de calcul est illustrée d'abord pour le nucléaire. Le coût du combustible des centrales nucléaires a une structure spéciale, il est la somme du prix de l'uranium et des coûts de gestion du minerai (enrichissement et stockage des déchets).

Pour le calcul des prix comparatifs, les données de base sont des indices qui seront ensuite changés en pourcentages. Pour suivre et vérifier les explications suivantes, on peut retrouver les données sur le tableau de calcul. Pour le nucléaire, les indices utilisés sont :

– Annuités financière : 75 (on en déduit que pour un temps de vie de 60 ans, l'investissement pour 1 GW est de 3488 M€.)

– Coût des opérations (indépendamment de la production) : 12

– Pourcentage d'utilisation moyen de la centrale (tenu compte des entretiens, des pannes et des mises en réserve) : 90%

– Coût du combustible de base (uranium) par MW en production annuelle (8760 heures) : 3 (en 1997)

– Coût de préparation du combustible : 12 (pour une production de 100%)

– Les coûts de combustible sont réduits par le pourcentage d'utilisation.

Comme les calculs sont faits pour des prix constants (sans inflation), le seul poste qui change avec les années est un multiplicateur (à prix constant) pour le prix du combustible (multiplication du gaz par 2,5 de 1997 à 2007 ; multiplication par 2 du prix du charbon).

La combinaison de ces données donne un indice de 112. Les indices sont donc divisés par ce coefficient pour devenir des % dans le prix final. Le prix de base de la feuille de calcul est le coût de l'électricité des centrales nucléaires, fixé ici à 20€/MWh en 1997. La part de chaque poste est donc multipliée par ce prix de base (y compris l'investissement). Même si ce coût de l'électricité en 1997 est déplacé, la comparaison des prix reste valable puisque tout change en proportion.

Il faut ajouter au prix de l'uranium les coûts proportionnels à la production, y compris le stockage des déchets. L'enrichissement de l'uranium est le processus le plus cher mais il n'était que de l'ordre de 10 % du prix du kWh et n'a aucune raison d'augmenter avec le prix du pétrole ou de l'uranium.

Des tableaux sont calculés pour les années :

1997 2007 2020

### Disponibilité de l'uranium

Comme la demande en uranium était très basse en 1997, l'uranium n'était pas cher. Depuis le début 2007, la demande a augmenté mais reste encore faible. Quelques prospections ont montré que l'uranium est abondant.

L'uranium est un métal très répandu sur terre et en mer. On a d'abord exploité les mines les moins chères et on s'attend à ce que le prix augmente quand il faudra exploiter des minerais moins concentrés. L'uranium ne représentait que 1 % du prix du kWh au moment où le prix était le plus bas (Charpak et al, 2005), en partie parce que des combustibles utilisaient des produits radioactifs (plutonium) récupérés sur des bombes retranchées du stock de la guerre froide. Le prix de l'uranium pourrait être multiplié par 10, mais l'effet sur le prix du kWh est calculable et ne doublerait pas le prix du combustible.

Les coûts de l'uranium dans le tableau de calcul sont basés sur 0,54 €/MWh (2,4%) en 1997 et montent jusqu'à 2,14 € (9%) en 2007 et 3,21 € en 2020 (13%), soit une majoration des coûts de combustible par 600%). Même si, en 2007, l'uranium était vraiment à coût constant 12 fois plus cher que son minimum, le coût du combustible ne représenterait que 9% des coûts, ce qui reste très faible par rapport aux combustibles fossiles. Comme il est difficile de séparer les coûts d'opération de ceux liés au traitement du combustible, il peut être utile de constater que les calculs montrent que le total en 2020 des frais d'opérations et de combustibles représentent 36% des coûts, et les frais financiers, 64%.

En 2007, le calcul ici donne un prix de combustible nucléaire de 2 €/MWh. Cela est à comparer à 33 €/MWh pour le gaz (voir le tableau de calcul).

Comme, malgré les fausses rumeurs, les réserves d'uranium peuvent durer longtemps (des milliers d'années si l'on extrait l'uranium d'une fraction de l'eau de mer), plusieurs pays, lors d'une réunion des pays européens en in 2006, ont demandé de considérer le nucléaire comme une énergie renouvelable, ce qui n'a pas encore été adopté. L'Europe accepte cependant que les décisions sur le nucléaire soient du ressort des États membres. Le

nucléaire deviendrait parfaitement renouvelable si les recherches arrivaient à utiliser de façon rentable le retraitement ou la surgénération ou la fusion en pratique.

Personne n'aime le nucléaire mais des spécialistes, soucieux de maintenir un bon pouvoir d'achat malgré les prix majorés de l'énergie, pensent que c'est la moins mauvaise solution. Les lobbies antinucléaires sont habitués à dénigrer des défauts ressassés du nucléaire (déchets, nettoyage du site, prolifération), des défauts qui font peur mais sont facilement remédiables. Les dangers réels du nucléaire sont les risques de pollution des champs par des produits radioactifs à durée de vie moyenne qui contaminent longtemps la nourriture et les poussières volantes et pourraient être disséminés par des accidents majeurs comme Tchernobyl. La dissémination de métaux lourds et d'éléments radioactifs (thorium, uranium) contenus à très faible dose dans les poussières de charbon est tout autant dangereuse parce que ces poussières sont bien plus répandues.

Un ministre belge, Magnette, a déclaré à des journalistes de Libération (vendredi 14 mars 2008, page 18) : *« Il reste quarante à cinquante ans d'uranium ; autrement dit, le nucléaire n'est pas une énergie durable. »* Malgré son ignorance, feinte ou réelle, ce ministre du climat et de l'énergie est en charge d'organiser la sortie du nucléaire belge et de réussir la transition vers les énergies renouvelables.

Les données ci-dessus ne sont pas encore bien connues parce que des lobbies ne veulent pas le diffuser. Des informations un peu différentes se trouvent sur une autre page et sur d'autres sites (voir les pages on-line).

**Autre coûts:** Le tableau de calcul montre des calculs similaires pour le gaz, le pétrole et les turbines éoliennes en 1997 et pour une multiplication du prix du baril en 2007 et 2020. Avec l'augmentation du prix du pétrole, lequel se répercute sur le gaz que l'on peut transformer en pétrole, le coût du combustible qui représentait 66% des coûts avec le baril de pétrole à 24$ en 1997 (coût corrigés pour l'inflation sur la base de 2007), passe à plus de 80% quand le baril atteint 96$.

**Centrales de backup :** Le système de production par éoliennes doit payer à la fois l'investissement des éoliennes (1,5 à 3 fois plus cher que le nucléaire pour une même énergie) et celui des centrales d'appoint qui ont une utilisation de 80 (sur terre) ou 70% (en mer). Les lobbies éoliens voudraient nier ou faire oublier cet aspect fondamental du coût.

Le calcul pour l'éolien fait intervenir un coût de combustible nul. Il donne cependant un coût global plus élevé que le nucléaire même quand on supprime le coût d'investissement des éoliennes car le prix du gaz du backup est prohibitif.

Quand le vent souffle, on gagne le prix du combustible épargné mais pas les investissements. Le coût des opérations des centrales d'appoint est calculé ici avec les mêmes données de base que les centrales nucléaires.

## Puissance des centrale d'appoint

Les centrales d'appoint doivent avoir la même puissance que le total des éoliennes (tant que l'obligation d'acheter leur courant est imposée et exécutée automatiquement). Ces centrales de backup doivent toutes être disponibles quand il n'y a de vent nulle part (comme pendant le pic de pollution en Belgique du 14 au 23 décembre 2007). Ces pics correspondent à des périodes très froides et donc à des pics de consommation.

Le courant des centrales nucléaires doit être consommé sur la journée. La puissance à installer dans un pays est donc la somme de la puissance nucléaire (moyenne journalière tenant compte des stations hydrauliques et de pompage) et de la puissance éolienne (doublée par des centrales à gaz). Chaque éolienne installée réduit d'autant la capacité d'installer du nucléaire, ce qui est le but du piège éolien.

## Influence du facteur de charge

La consommation minimum de gaz est donc la puissance éolienne multipliée par le complément du facteur de charge (soit de 70 à 85%). Le piège éolien augmente avec la puissance installée. Les gaziers vendent un surplus de gaz bien plus important si le facteur de charge est 15% plutôt que 30%.

## La compétition éolien - nucléaire

En Belgique, le nucléaire représente 55%, les centrales de backup nucléaire, 11%, l'hydraulique, 2% et les autres énergies renouvelables non intermittentes (biomasses et déchets), 5%. Le maximum disponible pour l'éolien serait de 27% si on ne tient pas compte de la disponibilité du réseau pour accepter de l'intermittent.

Comme la Belgique importe du courant de France (qui revient moins cher que celui que produiraient de nouvelles centrales à combustibles fossiles), elle a l'opportunité de construire de nouveaux réacteurs nucléaires qui assureraient en plus 15% de son énergie. Il ne resterait alors que 9% disponible pour l'éolien. Avec les projets en cours, La Belgique est déjà au delà de ce maximum. Le piège éolien nous contraint donc déjà.

Voici une comparaison des coûts et des émissions de GES de deux solutions pour produire 93% du courant ;
(1) 73% nucléaire, 20% éolien
(2) 55% nucléaire et 38% éolien.

En 2007, Le prix du nucléaire (système intégré) est 30 €/MWh et celui des éoliennes (à 25%) est de 66 €. (Voir tableau de calcul). Le coût au MWh du cas (1) est 35,1 € ; le coût du cas (2) est 41,6 € soit 16 % d'économie.

Les dépenses évitées pour la Belgique seraient de 533 M€. Ceux qui se plaignent de leur pouvoir d'achat peuvent ainsi connaître ce que leur coûtent les partis antinucléaires. Il est urgent qu'un moratoire permette d'étudier pourquoi les coûts sont tellement élevés en Belgique et d'y remédier.

## Comparaison centrales nucléaires - centrales à gaz.

Si toute l'électricité belge était produite par le système nucléaire, le coût de base serait de [82 * 30,5 =] 2,5 T€. Si tout était produit par des centrales à gaz, le coût serait de [82 * 38,5 =] 3,16 T€. Les coûts seraient encore plus élevés s'il y avait un nombre significatif de parcs éoliens.

Le produit national belge est de l'ordre de 250 G€ ou 22 k€ par Belge. Les dépenses en énergie représentent presque 10% du budget des Belges en 2007 après l'augmentation du prix du pétrole.

La désinformation antinucléaire risque de coûter à la Belgique (3,16-2,5=) 0,66 T€, soit 66 € par belge (enfants et retraités compris). Les partis antinucléaires (qui se font appeler verts ou écologistes) réduisent sérieusement le pouvoir d'achat des Belges. La Commission Énergie 2030, formée d'économistes et d'ingénieurs, a établi un verdict similaire mais qui a eu peu d'échos chez les politiciens belges et dans les médias.

La gestion du réseau électrique national ou international était déjà difficile avant d'y insérer des grandes puissances d'énergie intermittente.

## Coût de l'énergie intermittente, constante, adaptable

*La répartition des coûts du réseau entre ces deux types de producteurs est très difficile surtout avec des promoteurs d'éolien industriel qui ne reconnaissent pas que les centrales de backup sont indispensables, une opinion que les politiques acceptent.*

Même si le réseau électrique est géré par l'État, ses coûts doivent être minimisés pour que les consommateurs payent leur électricité au prix le plus bas. Le prix de vente de l'électricité peut dépendre de l'heure quand on installe des compteurs intelligents comme en France et en Belgique pour encourager la consommation de nuit.

L'électricité ne s'achète pas comme des denrées au magasin. Le prix du kWh peut varier fortement d'un quart d'heure à l'autre suivant les prévisions de fourniture et de consommation.

Comme le réseau est financièrement responsable en cas de panne générale d'électricité, il donne donc des tarifs préférentiels aux industries qui acceptent qu'on coupe leur électricité sans préavis en cas de besoin mais il doit avoir aussi constamment des réserves prêtes à servir.

Comme le réseau doit assurer la livraison à la demande, il achète moins cher l'électricité fournie aux heures creuses. Il devrait pouvoir refuser de l'électricité fournie quand le réseau est saturé aux heures creuses où l'accepter à un prix négatif comme dans certains cas aux États-Unis. Pour gérer la sécurité d'approvisionnement, le distributeur doit passer des contrats de longue durée avec ceux qui assurent une livraison garantie à tout moment pour fournir la charge de base et stabiliser la fréquence du réseau.

En France et en Belgique, les contraintes techniques ont été gérées en réunissant sous une seule autorité le réseau et les productions primaires. La technologie rend préférable d'avoir une seule gestion centralisée mais, en Belgique, une solution plus juste, plus chère pour les clients et plus exploitable par le business de l'énergie, a été choisie pour des raisons politiques ou autres, encouragées par l'Europe. Des règlements sont censés rendre le partage des coûts et des investissements équitable entre les producteurs privés, le réseau national et les sociétés locales publiques qui distribuent le courant aux particuliers et petits clients.

La production d'énergie à la demande doit avoir des réserves stockées dans des barrages hydrauliques, des stations de pompage ou avoir des centrales d'appoint au gaz prête à être utilisées en cas d'absence de vent ou de panne ou d'entretien des grosses unités primaires de production. Comme il se pourrait que ces centrales de backup maintenues prêtes à l'emploi pendant les heures de faible consommation ne soient jamais utilisées, le distributeur responsable d'une alimentation à la demande doit dans ce cas financer l'investissement et l'entretien des backups bien qu'il n'achète presque aucun kWh, ce qui est difficile à inclure dans les règlements officiels du marché de l'électricité.

Le réseau électrique d'un pays doit fournir toute l'électricité demandée, sinon le réseau s'effondre. Les incidents récents (4 novembre 2006, dans la région des éoliennes de l'Europe du Nord) ont montré qu'une panne générale de courant ne peut pas être réparée rapidement. La panne était due à un concours de circonstances où le fait que les générateurs éoliens avaient le droit de se raccrocher automatiquement a eu un rôle important en perturbant le réseau [32].

Un marché libre sur un réseau électrique est très complexe à gérer comme les ingénieurs le savaient mais comme l'ignoraient les économistes qui se sont passionnés pour fixer des règles de prix d'un marché équitable. Le résultat de la libéralisation a été des pannes fréquentes à partir de 2001 en Californie, à New York et en Italie, et de nouveau à Londres et à New York en 2003. Le prix de l'électricité en Californie libéralisée était 71 % plus élevé que dans le reste du pays (41% plus élevé pour les industriels) [148].

La libéralisation a commencé aux États-Unis avec une loi de 1978 (Purpa) dont le but était de permettre la vente d'énergies renouvelables à un réseau accessible à tous mais dont l'effet principal (voulu ?) était de perturber la rentabilité des centrales nucléaires. Le réseau était déjà ingérable dans ces conditions mais le devient de plus en plus en y injectant des quantités importantes d'éolien prioritaire et imprévisible.

La libéralisation a permis aux opportunistes de la firme Enron de profiter, avant sa faillite frauduleuse, des avantages du marché libéralisé, réussissant un hold-up de 30 milliards de dollars en plein jour (Article du New York Time par Krugman cité dans [148]). Des opportunistes se préparent à exploiter de même le grand réseau européen libéralisé.

Quand les stations de pompage et les barrages sont gérés par le réseau au lieu de l'être par des fournisseurs d'électricité nucléaire, la répartition des coûts d'achat de l'électricité est comptabilisée par des fonctionnaires appliquant des règlements politiques qui favorisent l'éolien, entre autres par l'obligation d'achat. Ces règlements découplent un fournisseur de son backup, ce qui augmente le risque de panne générale et rend plus compliqué de vérifier qu'un fournisseur intermittent ne prenne pas de paris sur la prévision du vent, paris qui peuvent faire écrouler le réseau. La réglementation ne permet pas de répartir les coûts et de faire payer pour le backup que le réseau doit assurer à cause de l'éolien.

La Commission énergie 2030 explique depuis longtemps pourquoi il faut faire des extensions au réseau pour qu'il supporte les brusques changements des éoliennes au comportement imprévisible [101] et signale que ces transformations nécessaires du réseau ont un prix élevé.

### Transferts de compétence au réseau de distribution

Le désir des juristes de la Commission européenne de scinder les réseaux et la production pour faire jouer la concurrence est parfois incompatible avec les contraintes techniques des industries nucléaires et éoliennes. Ont-ils réussi à faire des règlements qui soient équitables ? L'électricité a-t-elle diminué de prix ? Il ne semble pas qu'il y ait de débats sérieux sur ce sujet sensible qui concerne 2% du produit intérieur brut et des intérêts en rapport. La position des lobbies éoliens, faisant semblant de ne pas comprendre les exigences techniques, ne facilite pas une solution.

Il est impossible d'avoir un marché équitable quand l'énergie renouvelable (en pratique l'énergie éolienne) a des privilèges inconsidérés. Sachant cela, comment interpréter le caractère impossible du paragraphe suivant du projet de directive européenne sur le marché de l'électricité ? *« Un marché compétitif et efficient pour l'électricité et le gaz est une condition préliminaire pour s'attaquer au changement climatique. Seul un marché opérationnel rend possible le développement d'un mécanisme de commerce des certificats d'émissions fonctionnant effectivement et une industrie des énergies renouvelables qui puisse rencontrer les objectifs ambitieux adoptés par le Conseil européen. »*

L'électricité à la demande peut s'acheter à un prix de l'ordre de 29 €/MWh pour le nucléaire ou s'importer pour un prix voisin depuis la France. Le prix d'achat de l'électricité intermittente dépend de l'heure et des risques d'une fourniture trop abondante ou trop faible.

La contrainte de l'obligation d'achat de l'éolien va à l'opposé d'une évolution vers un marché libre et une vraie concurrence, laquelle est souhaitée dans d'autres documents des mêmes sources.

Le lobby antinucléaire contraint le réseau à acheter au prix du gaz (38€/MWh) ce qui pourrait être fourni au prix du nucléaire (29€/MWh). Pour une énergie de 82 TWh/an en Belgique, la dépense annuelle serait de [38*82 =] 3.11 G€ au lieu de [29*82 =] 2.38 G€, une différence de 0.73 G€/an, soit 0.31% du produit national (232G€) [107]. C'est la différence de coût entre le tout nucléaire et le tout gaz. La différence serait encore plus élevée si l'éolien fournissait la puissance maximum en Belgique (calculs faits pour 10 GW). Le coût d'investissement est de 25 G€ pour 10 GW d'éolien ou 1.67 G€/an pendant 15 ans tandis que l'énergie intermittente est vendue à moitié prix durant 25% du temps pour [82*0.25*29/2=] 0.3 G€. Le coût supplémentaire pour une solution éolienne est ainsi [0.73 + 1.67 - 0.3 =] 2.1 G€/an, chiffre consistant avec l'expérience danoise. Le combustible fossile ainsi brûlé rapproche la date de son épuisement et accroît d'autant l'effet de serre et le réchauffement climatique. La perte reste encore plus élevée si le prix du gaz naturel augmente.

Les affairistes de l'éolien ne profitent financièrement que des miettes de l'argent dilapidé par ces ruineuses décisions politiques, mais c'est encore considérable. Si le piège éolien a été ourdi dans le but de maximiser la vente de gaz, ce but n'aura d'ailleurs plus cours dès que les gaziers russes pourront vendre plus de gaz qu'ils ne peuvent en fournir aux Chinois et aux Européens.

Comment des pays européens peuvent-ils se faire manipuler ainsi et payer leur électricité plus de deux fois plus cher que chez un voisin ? La suite de l'exposé développe l'étude des méthodes de propagande en les illustrant par des exemples d'affirmations orchestrées par des lobbies antinucléaires et éoliens. La propagande est devenue de plus en plus efficace, d'abord en venant de lobbies internationaux, comme l'avait été la propagande soviétique qui avait des militants dans tous les pays.

# Prévision de la demande et de la production

*La prévision de la demande est bien maîtrisé mais la prévision de l'éolien est bien plus difficile, ce qui amène des problèmes non résolus dans les pays où la puissance éolienne devient majoritaire.*

Demande d'électricité : Les gérants du réseau électrique peuvent assez bien prévoir la consommation, tenant compte des prévisions météos et de la couverture nuageuse pour estimer si les bureaux et les ménages vont allumer leurs lampes de jour. Comme il y a un grand nombre d'utilisateurs et de faibles changements d'utilisation, la consommation globale a de faibles variations par rapport aux prévisions.

Production d'électricité : Dans les centrales thermiques à flamme, la production peut être modifiée à la demande. Le nucléaire a une production presque constante mais a des systèmes de pompage pour remédier à la différence de demande jour-nuit.

Un vent fort est souvent irrégulier, soufflant en rafales changeant de minute en minute sur terre ou même plus rapidement par rafales de quelques dizaines de secondes. L'éolien dépend du vent qui peut changer rapidement. Le vent en mer est plus fort et plus soutenu.

Les prévisions de vent pour l'heure suivante sont peu précises pour un parc donné mais les promoteurs espèrent que ces prévisions vont s'améliorer. Quand des rafales de vent dépassent 90 km/h, les pales d'éoliennes sont mises en drapeau et la production d'une région étendue peut s'arrêter en cas de tempête.

En conclusion, quand les éoliennes représentent une grande part de la production instantanée, les variations de production sont importantes, rapides et peu prévisibles.

Un problème difficile pour les gestionnaires d'un réseau incluant de l'éolien est d'arrêter rapidement les centrales de backup lors des brusques augmentations de production quand le vent se renforce subitement dans une région et que les éoliennes se connectent automatiquement au réseau, prenant par surprise les gestionnaires qui doivent remédier au déséquilibre local demande-production.

### Équilibrage de la production irrégulière des éoliennes pour une demande constante

Un graphique du site SFEN, page 11, montre que la production journalière des parcs éoliens E.On dans toute l'Allemagne a été inférieure à 10% du maximum pendant la moitié des jours de l'année, montrant que le foisonnement (groupement d'éoliennes pour une production plus régulière et plus prévisible) ne diminue que très peu les variations et n'améliore pas sensiblement le facteur de charge.

### Stockage de l'énergie

Dans ce graphique de l'année 2002, on observe une forte production éolienne en février et en mars. Si l'on voulait satisfaire une demande constante uniquement avec de l'éolien, on devrait stocker une part de cette énergie pour la délivrer jusqu'à la fin de l'année. Si des simulations sérieuses ont été faites à partir de ce genre de graphiques, elles ne semblent pas avoir été publiées. Ces études risqueraient de montrer que, si l'on stockait l'éolien pour une utilisation constante continue par la suite, il faudrait souvent stocker plusieurs mois de production.

Les stations de pompage ne peuvent pas stocker l'énergie éolienne en pratique. La suite montre que cela entraîne une limitation de la production éolienne. La puissance totale des éoliennes doit être inférieure à la demande.

### Statistiques fiables

L'agence Internationale de l'Énergie (IEA) publie des statistiques fiables, bien qu'avec beaucoup de retard. Ils ne publient pas de statistiques permettant de mesurer la part précise de l'éolien et leurs facteurs réels de charge.

Examinons les statistiques du Danemark en 2006 : Pour les renouvelables, l'AIEA sépare l'hydraulique mais groupe le reste (éolien déchets, géothermique et solaire). En supposant que l'énergie provenant du non-éolien (surtout de la combustion des déchets) est de l'ordre de 1% (soit 0,4 TWh), ce qui est produit par l'éolien est 5,7 TWh (sur les 6,1 TWh de renouvelables du Danemark). Comme le pays a produit 43,2 TWh, la part de l'éolien a été de 13,2 %. Ces statistiques montrent qu'on est donc loin du 20 % d'éolien danois proclamé sans justification. Depuis 2006, le Danemark n'a plus ajouté d'éoliennes.

### Demande maximum et minimum

La demande varie suivant l'heure de la journée, le jour de la semaine, la période de l'année et les conditions météos (température extérieure, ciel couvert entraînant l'éclairage de jour des bureaux).

Grâce à des compteurs intelligents et à des incitants pour chauffer l'eau pendant les périodes creuses, la courbe de demande est plus régulière dans certains pays (France) que dans d'autres (Danemark). Les statistiques mensuelles de production (pas de consommation) sont publiées par l'AIEA.

Au temps où l'énergie nucléaire était gérée de façon globale, on avait prévu des stations de pompage pour équilibrer la consommation de jour et de nuit, ce qui était possible car de délai pointe-creux n'était qu'une demi-journée.

### Équilibrage du réseau

Le réseau est contraint légalement de fournir toute l'électricité demandée par les consommateurs. Il doit donc avoir des générateurs (centrales à flamme ou hydraulique) prêts à augmenter leur fourniture pour satisfaire à un accroissement de la demande.

Si l'on doit augmenter très rapidement la production, le réseau utilise des générateurs de secours, Ces générateurs rapides (barrages hydroélectriques ou moteurs diesel ou à gaz couplés à des génératrices) peuvent fournir le manque de puissance jusqu'à ce que les unités plus rentables (centrales à gaz TGV : thermique-gaz vapeur, centrales à charbon) aient le temps de chauffer et d'atteindre leur pleine puissance.

Comme le charbon permet de fournir de l'électricité à moindre coût que le gaz, la plupart des pays (y compris l'Allemagne et le Danemark) ont aussi ces centrales qui changent leur régime de production plus lentement (de l'ordre de plusieurs minutes si elles sont déjà chaudes). L'Allemagne a récemment mis en chantier des centrales polluantes au charbon. Depuis l'augmentation de prix des combustibles fossiles (fin 2007), le nucléaire est devenu moins cher que le charbon.

Les réseaux ont plusieurs types de centrales : au gaz naturel, cher mais rapide, et au charbon, moins cher mais plus lent, ce qui leur permet d'absorber les changements de demande habituels. La gestion du réseau était bien maîtrisée vers 1980 et les pannes générales de courant y étaient devenues de plus en plus rares.

On a pu ajouter des éoliennes au réseau électrique sans grande difficultés mais des problèmes ont surgi dès que le vent a représenté une puissance importante. Il a fallu restructurer la gestion des réseaux pour résoudre des difficultés qui n'avaient pas été anticipées (ou pas été répercutées au niveau décisionnel). Le problème est devenu aigu d'abord pour les gestionnaires des réseaux danois et ensuite allemands. Le problème ci-dessous, qui ne se posait pas tant que l'éolien avait une importance marginale, va maintenant toucher d'autres pays qui augmentent leurs parc éolien.

### Désynchronisation du réseau

Quand le vent varie brusquement, les éoliennes réagissent en réorientant l'angle d'incidence de leurs pales mais cela prend jusqu'à 30 secondes alors que le vent change en 10 secondes. Une perte de puissance d'un parc éolien de 18 MW est beaucoup plus importante que ce qui arrivait pour les variations de la demande. Ces circonstances changent la fréquence et le voltage du réseau et peuvent entraîner des pannes de réseau.

Pour une bonne sécurité, on conseille d'employer de gros volants inertiels qui stockent les sursauts d'énergie pendant quelques minutes et rendent ensuite cette énergie, bien calibrée, au réseau [129]. Des constructeurs américains fournissent ces appareils qui doublent presque le prix des installations éoliennes. Ces centrales inertielles n'ont rien à voir avec les stations de pompage qui stockent d'énormes énergies pendant une demi-journée et répondent à d'autres problèmes concernant le nucléaire mais qui servent aussi à assurer la sécurité des réseaux classiques contre les surcharges et les creux de la demande et de la production.

Les grands alternateurs classiques sont couramment indispensables pour assurer la stabilité du réseau mais ils doivent être assez puissants par rapport à la consommation du réseau. Il est risqué, pendant les périodes venteuses, de laisser l'éolien fournir jusqu'à 30 % de l'énergie du réseau, ce qui réduit d'autant le nombre de centrales classique en fonction. Les projets éoliens vont bien plus loin, voulant atteindre 100% avant d'avoir commencé à résoudre les problèmes techniques de stabilité [130]. Comme à Tchernobyl, les ingénieurs ne peuvent pas prévenir du danger quand un lobby communiste ou éolien refuse toute critique, les accusant d'être politiquement incorrecte envers l'environnement.

### Les pannes de réseau produites par l'éolien

L'arrivée des éoliennes dans le réseau a compliqué la vie des gestionnaires du réseau parce que ces générateurs peuvent apporter de fortes et brusques variations dans une zone du réseau [131]. Les lignes à haute tension n'ont pas été prévues pour distribuer ces sursauts dans les zones voisines, amenant des surcharges locales et des déséquilibres entre régions.

Si les générateurs de secours ne sont pas activés assez vite, le voltage diminue et la fréquence de 50 Hz descend. Cette perturbation se répand sur tout le réseau interconnecté.

Des appareils automatiques découplent alors le sous-réseau posant problème, de façon à ce que la majorité du réseau reste à la fréquence fixe de 50 Hz et soutienne un voltage acceptable. Si la situation du réseau isolé n'est pas améliorée, des disjoncteurs s'ouvrent dans la partie du réseau en difficulté et une région est privée d'électricité.

Si les réseaux séparables ne sont pas désolidarisés à temps (en quelques secondes), ils peuvent être entraînés dans la perte de puissance et causer une panne générale.

Après une panne, il faut remettre le réseau en marche, ce qui se fait de proche en proche et lentement. Les pannes générales durent souvent une journée et on craint qu'elles vont devenir de plus en plus fréquentes en Europe si l'éolien y est généralisé.

Vu les problèmes actuels d'équilibrage des réseaux au Danemark et en Allemagne, problèmes qui commencent à perturber le réseau belge, il serait sage d'observer un moratoire sur l'installation de l'éolien jusqu'à ce que ces problèmes soient résolus de façon satisfaisante, au lieu de laisser les promoteurs ajouter à volonté de la puissance éolienne, ce qui produira un effet similaire sur le trafic que la multiplication de voitures dans les villes, mais avec des conséquences bien plus coûteuses.

Cette introduction à la gestion du réseau permet d'étudier à partir de quelle limite l'installation d'éoliennes devient inutile et dangereuse.

## Pourquoi les chiffres cités dans ce site différent des chiffres officiels

*Les questions soulevées ici sont traitées dans d'autres pages référencées du site.*

### Facteur de charge

Différentes pages expliquent pourquoi le facteur de charge en Ardenne est plus vraisemblablement 15 % que 23 %. Les facteurs de charge en mer et près du littoral ont été systématiquement surestimés par les lobbies éoliens.

### Coût des éoliennes

Les coûts d'investissement cités par les promoteurs sont des chiffres que rien ne permet de recouper. Ils sont sans valeur pour des analyses réalistes.

Le chiffre d'affaire des fabricants d'éolienne, divisé par la puissance vendue donne une première approximation de la principale dépense pour l'investissement d'un parc éolien.

Le coût total des subsides versés par le réseau pendant la vie de l'éolienne donne le chiffre d'affaire des promoteurs éoliens, ce qui permet, si l'on suppose des bénéfices raisonnables, de déduire des coûts, significatifs pour les futurs consommateurs d'électricité. C'est ce coût qui est utilisé dans nos calculs.

### Coût de l'électricité sur un marché libre

Il n'est pas possible de calculer un coût réel des différents moyens de générer de l'électricité en comparant des énergies sans tenir compte de leur intermittence. Les coûts qui nous semblent les plus fiables viennent du coût de systèmes intégrés.

Cette méthode permet de mesurer les coûts réels de l'éolien. C'est probablement pour cette raison qu'aucun service officiel ne peut utiliser cette méthode défavorable au lobby éolien.

Les coûts d'échange entre pays ne sont pas publiés officiellement mais correspondent assez bien aux coûts calculés par cette méthode intégrée.

### Coût de d'achat de l'électricité éolienne intermittente

Le coût qui nous intéresse est un coût sans aucun subside ou réduction, camouflé dans la comptabilité ou ailleurs.

Pour avoir un coût significatif, il faut avoir un marché libre, ce qu'on ne trouve que dans des marchés internationaux s'il n'y a pas de règlements protectionnistes ou autres. Le coût justifié ici est la moitié du coût standard de l'énergie et non le coût des centrales à gaz.

On pouvait aussi estimer ces coûts avant que la production et la distribution d'électricité n'aient été séparés, des règlements assez arbitraires fixant alors les termes des échanges sur ces marchés captifs et avec des règles favorisant l'éolien (obligation d'accepter en priorité l'électricité renouvelable intermittente à prix fixe). Ceci permet de recouper les coûts réels.

La connaissance du coût de rachat est cruciale pour juger s'il faut laisser les éoliennes polluer le paysage après l'expiration des subsides et de l'obligation d'achat. On craint que de nouveaux règlements vont faire croire que des éoliennes amorties sont encore rentables et justifiées du point de vue de l'effet de serre et de la sécurité d'approvisionnement.

### Coût supplémentaires pour la mise à niveau du réseau

Les surcoûts que l'éolien entraîne pour les réseaux sont indiqués mais trop difficiles à mesurer parce qu'ils sont mélangés avec d'autres coûts.

Les responsables des administrations publiques ont des chiffres auxquels ils croient. Pour discuter avec eux, il faut les employer même si la plupart proviennent des promoteurs (pour les investissements d'une éolienne) et les autres (pour les statistiques de vent et les capacités de backup et de stabilisation des réseaux) proviennent de lobbies éoliens (Apere, Ewea) qui ont intérêt à les déformer dans leur sens.

## Limite de la production éolienne

*Il existe une limite technique où la production éolienne ne peut plus être utilisée. Le total de la production éolienne doit être consommé immédiatement, sinon cela entraîne des pannes réseaux.*

### Le réseau doit accepter la production éolienne

Si l'ensemble des éoliennes produisent plus que la demande, le réseau ne peut pas techniquement accepter ce surplus d'électricité. La gestion du réseau devient déjà difficile dès que la production éolienne arrive à 50 % de la demande du réseau car les centrales conventionnelles maintiennent la tension et la fréquence et doivent être en nombre suffisant pour être peu sensible aux perturbations de la production éolienne.

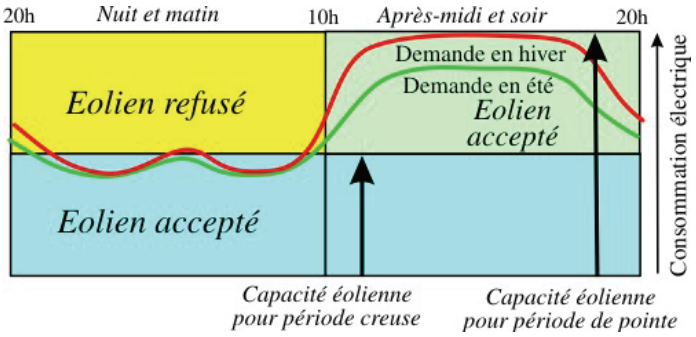
La conclusion préoccupante est que le règlement (devenu européen), prescrivant que le réseau doit accepter le renouvelable intermittent à tout moment où celui-ci est produit, n'est pas compatible avec la technique si l'éolien dépasse la demande du moment. Le réseau irlandais a décidé de refuser toute demande de connexion nouvelle d'éolienne [125] bien que le total de la puissance éolienne installée soit de l'ordre de 50 % de la puissance demandée.

Le problème est compliqué par le fait que les promoteurs éoliens peuvent exiger une compensation financière pour non respect de l'obligation d'accepter le courant.

Ce problème est encore plus inextricable car il n'est pas possible de mesurer quelle énergie l'exploitant éolien aurait pu fournir pendant cette période. En effet, si un vent moyen lui permettait juste de produire une faible énergie, il peut prétendre qu'il aurait pu produire à sa puissance maximum.

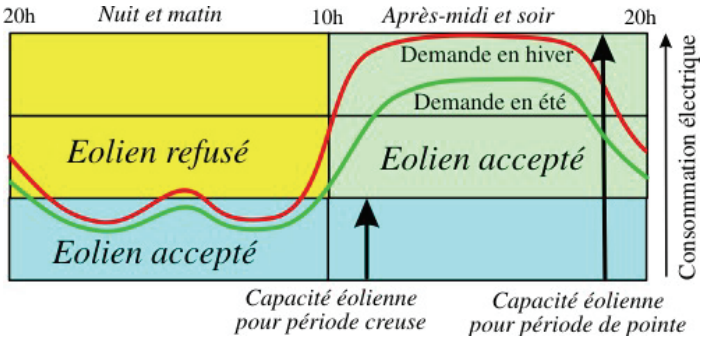
Le contrat sur les renouvelables inclut des promesses inconsidérées valables sur 15 ans et aucun personnage officiel n'ose soutenir le besoin urgent d'une modification de ce règlement intenable contre les énormes intérêts particuliers des promoteurs éoliens.

### Exemples de cas concrets de surproduction




Dans l'exemple ci-dessus (variation de 1 à 1/2), les courbes de la demande en fonction de l'heure sont représentées en cas de demande maximum et minimum. Ces courbes ont été approximées comme la limite de rectangles pour illustrer les explications qui suivent. La demande maximum est ici le double de la demande minimum. Dans la situation ancienne, des centrales thermiques à flamme pouvaient fournir la puissance à la demande. On a pu sans difficultés installer de l'éolien pour fournir une bonne fraction de la puissance minimum (zone en bleu). L'énergie éolienne produite remplace alors celle les centrales (dites alors de backup) quand il y a du vent.

Si l'éolien peut fournir la puissance de la demande en période de pointe, cela pose problème la nuit et le matin car, en cas de vent (zone jaune), la production de ces éoliennes supplémentaires doit alors être refusée puisqu'il n'y a pas de demande. Leur courant ne peut pas remplacer celui des centrales thermiques puisque aucune ne fonctionne. Si l'on injectait cette énergie sans pouvoir la consommer, on provoquerait une panne de réseau.



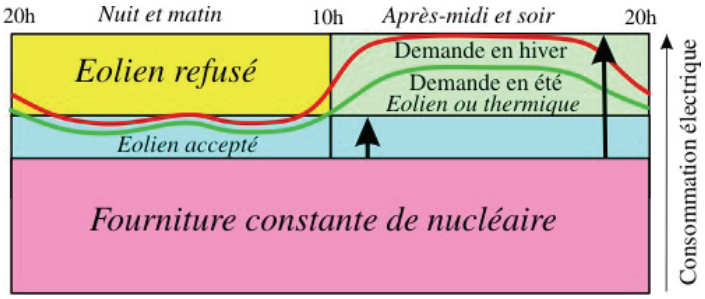

Dans l'exemple ci-dessus inspiré du Danemark, la production éolienne est presque égale à la consommation maximum et la dépasse donc pendant les périodes creuses de nuit quand il y a du vent.

Au Danemark, la consommation en été est beaucoup moins forte que celle de l'hiver (disons la moitié, d'après les statistiques mensuelles de production de l'AIEA). La nuit, la consommation minimum y est alors a peu près le tiers de celle de la période de pointe mais le Danemark a installé un total d'éoliennes pouvant presque couvrir la consommation maximum.

L'éolien, au lieu de produire dans les 6 cases montrées dans le dessin, ne travaille que dans les 4 cases bleues et vertes et sa productivité est ainsi réduite de 6 à 4, soit de 33%, ce qui explique que les résultats danois soient plus faibles (13%) que les 20% attendus.

Le Danemark est dans une situation géographique spéciale qui lui permet d'éviter que son éolien soit refusé par le réseau car celui-ci exporte son électricité vers la Norvège et la Suède. Celles-ci remplacent leur l'hydroélectricité (qui provient de leurs barrages) par l'électricité d'éoliennes danoises en se connectant au Danemark au lieu de vider leurs réservoirs. Ces pays payent cette électricité suivant le prix du marché international libre pour les fournitures intermittentes. Le prix n'est pas publié mais est estimé entre le quart et la moitié du prix de l'énergie la moins chère (c'est à dire, celle du nucléaire, environ 28 €/Wh, soit ici entre 7 et 14 €/MWh). Le Danemark est le premier pays qui ait dépassé la limite où l'éolien n'est plus utilisable localement.

Le Danemark fait ainsi de bien mauvaises affaires, exportant son électricité éolienne au prix le plus bas mais important de l'électricité nucléaire allemande au prix le plus élevé (pour une fourniture aux heures de pointe) quand le vent ne souffle pas.




Dans le 3e exemple ci-dessus, le nucléaire fournit une fraction de la production minimum d'un pays. Le diagramme a été simplifié à partir de celui décrit sur une autre page. L'éolien ne peut pas remplacer la fraction nucléaire de la production. En plus de leurs stations de pompage, les pays ayant des centrales nucléaires ont aussi des centrales à combustible fossile pour répondre à la demande pendant les périodes de pointe et les périodes de forte consommation (pendant l'hiver en Europe).

Les pays, ayant du nucléaire et qui installent des éoliennes, ont des diagrammes de charge où leur base de production est plus élevée, ce qui laisse moins de latitude pour installer de l'éolien utile.

Des français ont suggéré d'exporter leur électricité éolienne puisque leur pays a une meilleure situation venteuse que la Belgique et l'Italie. Pour les éoliennes installées en France, la loi Cochet fait payer les subsides éoliens par les consommateurs français. Il n'est pas sûr que des politiciens d'autres pays soient assez stupides ou intéressés pour payer ces subsides à la place des Français en important cette électricité. Cela coûterait cependant moins cher pour l'importateur que de détruire ses paysages et son environnement en installant les éoliennes chez lui mais les raisonnements dans le monde de l'éolien ne sont pas ceux de la logique. Comme dans la Russie soviétique au temps de Tchernobyl, la vérité officielle y est différente de celle des calculs comptables.

Ceux qui ont cru que l'éolien allait résoudre les problèmes d'énergie, enfoncés dans leur erreur, sont réticents à étudier la raison des difficultés du Danemark et croient encore que des techniques nouvelles, comme le foisonnement ou le grand réseau européen, vont sauver leur plan grandiose mais mal fondé. Leur idéal éolien ne se maintient plus que parce qu'il permet à des promoteurs de profiter de l'opportunité encore ouverte et parce que les antinucléaires le soutiennent avec passion.

En résumé, la puissance éolienne maximum qu'un réseau peut accepter est un pourcentage (disons 50%, dépendant du type de centrales de stabilisation) de la puissance demandée pendant les creux (soit la nuit) moins la puissance continue des centrales nucléaires. Si les éoliennes peuvent être déconnectées, le réseau peut admettre plus de puissance de jour mais le taux maximum d'utilisation des éoliennes diminuerait d'autant.

Un récent rapport célébrant que la puissance éolienne avait atteint, pour une période creuse et exceptionnellement venteuse, 58% en Espagne montre que ce pays a atteint son maximum de puissance éolienne qu'elle puisse encore installer en acceptant l'électricité intermittente sans conditions.

Que faire quand les éoliennes produisent trop ?

Quand les éoliennes génèrent plus de puissance que ce que le réseau peut accepter, lesquelles faut-il déconnecter en premier ? L'optimisation économique et environnementale condamne celles qui ont facteur de charge le plus bas, c'est-à-dire, pour la Belgique, celles qui se trouvent en Ardennes et ont un coefficient de charge inférieur à 17 %. Si l'éolien off-shore suffit pour la demande minimum, toutes les éoliennes on-shore devront s'arrêter puisque la Belgique n'a aucun voisin à qui vendre ce courant.

La Belgique produit environ 50 % de son énergie avec du nucléaire. La puissance instantanée produite oscille entre 10 et 16 GW, dont 7 sont produit par les centrales nucléaires et 2 GW sont produit ou généré par les stations de pompage. Tant que le pays n'est pas sorti du nucléaire et que la consommation électrique ne décroît pas (elle continue à croître), la limite de l'éolien acceptable par le réseau belge est de l'ordre de 3 à 5 GWh, ce qui pourrait être produit seulement par de l'éolien offshore plus efficace et appartenant pour 40% à la Wallonie.

### La multiplication des pannes générales de courant

Des pannes de courant sur des réseaux régionaux sont de plus en plus fréquentes en Allemagne à cause des surcapacités intermittentes de l'éolien et du manque de backup rapide. La région du nord de l'Europe a eu une panne générale en novembre 2004, panne causée par la reconnexion automatique des éoliennes [32], un automatisme modifié depuis lors.

L'Allemagne voudrait envoyer son excédent éolien (produit surtout off-shore au nord-ouest) vers des barrages hydroélectriques situés dans le sud mais elle n'a pas des lignes de transmission suffisantes. Des lobbies allemands se plaignent que l'État ne finance pas les constructions non rentables de nouvelles lignes à haute tension du nord au sud. Ils rendent ce manque d'investissement déjà responsable des futures pannes de courant au lieu d'attribuer le blâme à la politique techniquement aberrante de l'éolien.

Le nombre requis de centrales thermiques à combustible fossile ne change pas qu'il y ait de l'éolien ou non car il arrive fréquemment qu'il n'y ait pas ou presque pas de vent sur l'Allemagne, la France ou l'Europe continentale.

Comment faire comprendre aux politiciens que la Belgique est proche de la saturation éolienne du réseau ? Il faudrait que les scientifiques soient entendus mais la Commission Ampere et la Commission Énergie 2030 n'ont pas été particulièrement écoutées.

Probablement que, comme pour la saturation du trafic urbain, il faut avoir des catastrophes pour que les politiciens réagissent. Ceci est particulièrement gênant quand les erreurs non seulement produisent des pertes sèches mais encore détruisent des paysages et une nature sauvage irremplaçable.

La catastrophe a déjà eu lieu au Danemark mais les politiciens ne vont pas s'instruire en examinant les erreurs des autres lorsqu'ils ont personnellement intérêt à faire semblant que la catastrophe n'existe pas.

Les limitations de l'éolien sont encore expliquées sur une autre page après avoir étudié un rapport du réseau Allemand E.On Netz.

## Problèmes d'un grand réseau électrique éolien

*Un rapport publié par un des trois réseaux de distribution électrique allemand permet d'étudier la limite de la puissance éolienne qu'on puisse installer dans un pays sans augmenter les pannes générales de réseau et sans faire d'investissements inutiles.*

### Le réseau d'E.On Netz

Le réseau électrique de la partie centrale de l'Allemagne (une bande de terrain allant de la mer du Nord à la Bavière) est confié au gestionnaire allemand E.On Netz.

Cet organisme gère la distribution de la puissance éolienne locale (7 GW sur les 16,4 GW de l'Allemagne en 2004) en plus de celle délivrée par des centrales à flamme, nucléaires et hydroélectrique.

### Les problèmes amenés par l'accroissement de l'éolien

L'opérateur du réseau électrique E.On Netz a publié en 2005 un rapport concernant ses opérations relatives à l'éolien en 2004 (disponible en anglais sur internet [139]).

C'est la première fois qu'un rapport de ce type est disponible. Il dévoile des données permettant d'analyser la situation réelle de l'éolien, ce qui explique clairement les problèmes actuels et futurs.

Cette publication permet aux opérateurs du réseau d'annoncer que 3 problèmes majeurs vont perturber le réseau du fait de la croissance de l'éolien.

1) L'énergie éolienne ne peut remplacer les centrales traditionnelles que dans une proportion limitée. (En partant d'une situation ou toute l'électricité est produite par des centrales à flamme, on ne pourrait pas arrêter plus de 4% de ces centrales même en ayant 100% de la puissance fournie par l'éolien).

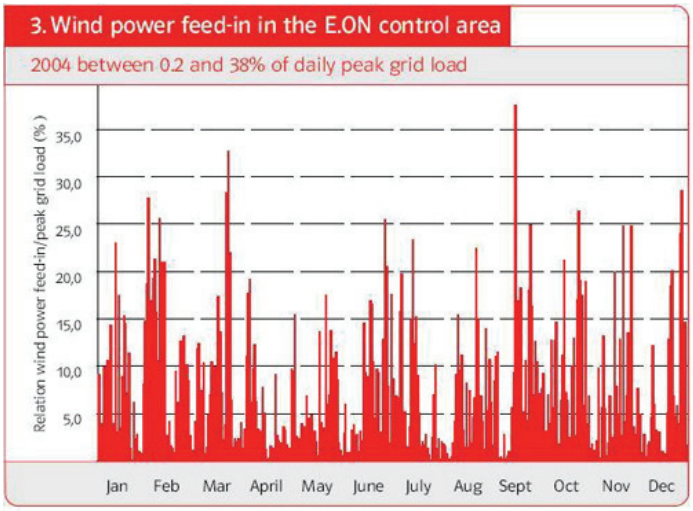
2) Les méthodes actuelles de prévision météorologique ne peuvent estimer la production éolienne future que de façon approximative. (Cette prévision, même améliorée, restera donc presque inutile).

3) L'accroissement prévu de l'énergie éolienne ne pourra être pris en charge que si l'on renforce l'infrastructure du réseau de distribution. (Ce qui coûtera plus de 3 milliards d'euros : 3 G€).

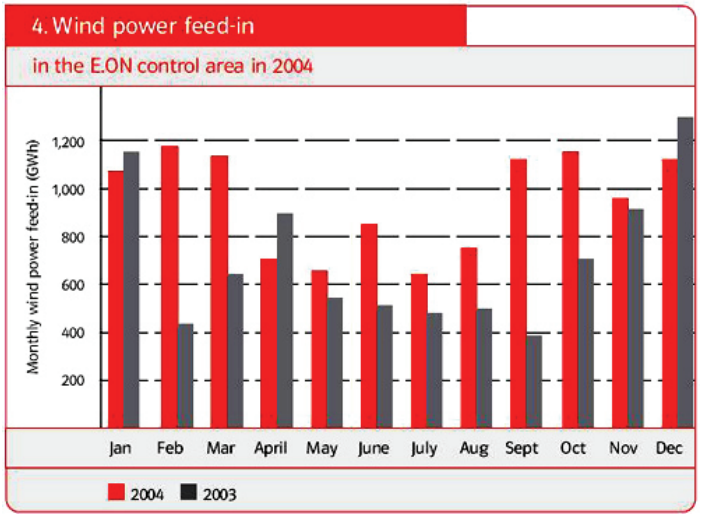
Ces problèmes qui deviennent critiques pour le réseau E.On Netz (et qui le deviennent de même pour des réseaux voisins) deviendront encore plus aigus et plus irrémédiables si le projet de tripler la capacité éolienne allemande est poursuivi. (Suite à la publication de ce rapport, les installations de nouvelles éoliennes ont été réduites en Allemagne).

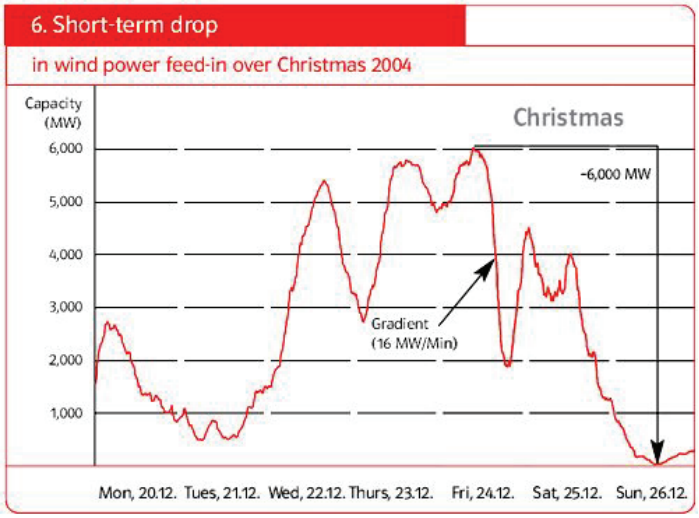
### Publication de statistiques du vent

Le rapport donne les statistiques du vent observé dans la région du réseau E.On. Ce réseau est représentatif car il inclut tous les régimes de vent de l'Allemagne, off-shore et in-shore au littoral, en plaine et sur des crêtes. (C'est la première fois que des statistiques détaillées sont ainsi disponibles pour démontrer que les assertions des lobbies du vent sont fausses).




La statistique journalière (Fig. 3, reproduite du rapport E.On) en 2004 montre qu'il n'y a eu que peu ou pas de vent la plupart des jours (production éolienne inférieure à 3 %). La production éolienne n'a été importante que pendant quelques mois de l'année (février et mars en 2004). En 2004, il n'y a eu que 7 jours où la production éolienne a été supérieure à 25 % du maximum de 15 GW de la demande sur ce réseau. Le graphique publié (Fig. 3) démontre qu'il n'est pas vrai que, quand il n'y a pas de vent quelque part, il y en a ailleurs dans le voisinage.




Une statistique mensuelle (Fig. 4) montre que, pour 2003 et 2004, la production éolienne d'hiver est presque 2 fois plus importante que celle d'été. Certains mois ne fournissent qu'un tiers de l'énergie d'autres mois.

Des statistiques par quart d'heure (Fig. 6) sont données pour certains jours. Elles montrent que, pour l'ensemble du réseau, c'est-à-dire, après foisonnement maximum, la puissance éolienne peut varier sur un jour de plus de 4 GW (sur un maximum éolien de 6 GW). Une diminution de 4 GW a été observée sur 10 heures, nécessitant pour la compenser de faire monter à pleine puissance 8 centrales à flammes de 500 MW sur ce court laps de temps.

## Mise en route progressive des centrales à flamme

Une voiture doit être chauffée avant de donner sa pleine puissance. On peut démarrer rapidement à froid mais, pour ne pas user anormalement le moteur, il ne faut pas pousser un moteur froid pendant la première minute et il faut attendre quelques minutes pour que le moteur soit assez chaud pour avoir un bon rendement énergétique. Ce réchauffage est beaucoup plus lent pour de grandes centrales à flamme à fort rendement énergétique dont la puissance (500 MW), correspond à celle de 10.000 voitures de 50 kW faisant tourner leur moteur au maximum. Il faut jusqu'à une journée pour réchauffer une centrale à charbon. Le délai pour une centrale à gaz performante (TGV) est plus court mais au moins de quelques heures.

## Usage des statistiques éoliennes

Les statistiques et prévisions ci-dessus sont importantes pour connaître le nombre de centrales à flamme que l'on doit préparer (préchauffer pour produire l'énergie demandée si le vent se réduisait brusquement ou augmentait.

Des statistiques (Fig. 8) montrent des prévisions horaires du vent comparées au vent observé ensuite. Ces essais réels montrent que les erreurs de prévision sont fréquemment supérieures à 2 GW pour les jours venteux (sur un potentiel maximum de 6 GW), soit un écart type de prévision (Sigma) de l'ordre de 1 GW (Fig. 9).

Pour prévenir une panne de réseau s'il y a un risque de chute du vent, il faut calculer la réserve (les centrales à préchauffer) pour le maximum de la demande en supposant que la production des centrales éoliennes chute au minimum de la prévision (une prévision correcte dans 99,7% des cas correspond à un écart type de 3 Sigma et donne un risque approximativement inférieur à une panne de réseau par an). Pour fournir éventuellement ce complément, le réseau E.On Netz demande actuellement de préchauffer de l'ordre de 4 à 8 centrales d'appoint à flamme pendant les jours venteux. Bien que les lobbies éoliens espèrent que les nouvelles méthodes de prévision en développement seront plus précises, l'erreur sur une puissance éolienne triplée va probablement doubler, ce qui demandera deux fois plus de centrales préchauffées.

## La connexion automatique de l'éolien

Les lobbies éoliens ont obtenu que chaque fournisseur d'électricité soit contraint de fournir un mix énergétique avec un pourcentage imposé de renouvelable.

Les Allemands ont souscrit à cette demande. Chaque fournisseur doit, sous peine d'amendes versées en Allemagne, produire en 2004 avec 8,1% de renouvelable (en pratique avec 2,7 % par de l'hydraulique et par la combustion de déchets et le reste par de l'éolien).

L'hydraulique est déjà utilisée à son maximum et le géothermique est peu réalisable en zone non volcanique. Le seul renouvelable utilisable pour générer une quantité significative d'électricité reste donc l'éolien. Si on avait voulu concevoir le Protocole de Kyoto pour forcer les pays à installer de l'éolien (5,4 % en 2004), on ne s'y serait pas pris autrement. Parmi les renouvelables, l'éolien, bien qu'intermittent, a été catégorisé comme une énergie égale aux autres énergies stockables, comme l'hydraulique ou la biomasse. Les lobbies éoliens ont réussi à faire adopter cet illogisme dans d'autres pays comme la Belgique.

Avant l'éolien, les générateurs d'électricité devaient annoncer un jour à l'avance ce qu'ils comptaient produire, ce qui permettait une négociation sur ce que le réseau allait prendre et donc de faire jouer la loi du marché pour avoir le prix le plus bas. Si les circonstances empêchaient ces plans, le réseau pouvait cependant égaliser la différence en ajustant des réserves à très court terme (barrages, stations de pompage et dispositifs spéciaux) mais il faisait payer beaucoup plus cher pour ces erreurs de prévision (différences d'électricité en plus ou en moins).

Les productions renouvelables ont le droit de se connecter à tout moment (ce qui ne permet plus un marché libre) mais elles doivent formellement se comporter vis-à-vis du réseau suivant l'ancien schéma. Vu la difficulté des prévisions de vent, la tâche est pratiquement impossible pour l'éolien mais le réseau fonctionne encore sans pannes trop fréquentes tant que la part de l'éolien est de moins de 6 %. Le rapport d'E.On Netz prévient que ce ne sera plus le cas si l'éolien se développe. La façon de calculer les prix de rachat de l'électricité intermittente et de compenser les erreurs de prévision est assez floue et ne semble

pas donner lieu à des statistiques qui permettent de vérifier les comptes.

## Gérance de la génération éolienne

Quand un réseau est saturé, il ne peut plus accepter qu'on lui fournisse de l'énergie sous peine de surcharge, de claquage pour surtension ou de panne générale si les sécurités déconnectent les éoliennes avant des dommages plus graves. Le rapport d'E.On Netz explique qu'un réseau doit protéger les lignes aériennes et les stations de transformation contre les surcharges provoquées par les connexions intempestives pour éviter les pannes d'un secteur. Ces surcharges sont parfois locales car le trafic sur les lignes à haute tension est embouteillé (Fig. 13). La façon dont les coûts de transport (pertes en ligne, amortissements des investissements) sont répercutés sur ceux qui en sont la source n'est pas explicitée.

E.On Netz a inventé une expression, la gérance de la génération, pour indiquer qu'il est parfois contraint de refuser la connexion automatique de l'éolien au réseau, connexion légalement obligatoire suite à des clauses internationales. Des directives de la Communauté européenne auraient introduit ces clauses sans que les signataires se soient officiellement rendu compte qu'elles étaient incompatibles avec des contraintes techniques. La responsabilité de ceux qui n'ont pas fait une étude technique ou qui n'ont pas tenu compte des avertissements serait grave dans une entreprise privée mais semble ne pas atteindre les fonctionnaires et les politiciens des instances publiques internationales et nationales.

Le Danemark et l'Allemagne ont été contraints de refuser la connexion automatique. La structure de décision politique au niveau mondial ou européen a étrangement entraîné que l'amendement à une clause impossible n'a pas encore été adopté.

Malgré l'exemple des pays voisins, d'autres pays laissent encore installer des éoliennes sans préciser que la connexion automatique peut être refusée (Peut-être n'est-il pas nécessaire de l'expliciter car il y a probablement des lois qui rendent nulle une demande impossible mais il faudrait un procès pour y arriver et les pays et l'Europe ne financent que les lobbies éoliens et non pas leurs contre pouvoirs). L'exemple de l'éolien pourrait être utilisé pour étudier concrètement ce qui ne fonctionne pas dans la gouvernance européenne et pour y remédier.

Le rapport d'E.On prévient que les cas exceptionnels où la connexion éolienne est refusée vont devenir la règle si la puissance éolienne augmente. Le réseau danois a signalé avoir dû négocier et offrir une compensation pour que 12 parcs d'éoliennes ne délivrent pas d'électricité pendant une période de surproduction prévue de 12 heures.

L'éolien off-shore peut produire pendant 2 fois plus de temps que l'on-shore. Donc les centrales d'appoint de l'off-shore émettent deux fois moins de $CO_2$. L'éolien off-shore, malgré son prix plus élevé (disons de 50%), double les quelques économies d'émission de $CO_2$ de l'on-shore tout en ayant les mêmes désavantages (rendre plus productif un système déficitaire n'est pas nécessairement un bien). Quand il faut choisir entre deux maux, l'énergie éolienne off-shore est plus efficace qu'on-shore. L'off-shore va donc se développer mais son énergie doit être acheminée vers les utilisateurs qui sont principalement au centre de l'Allemagne.

Le rapport d'E.On Netz prévient donc que le développement éolien rend indispensable d'ajouter 2700 km de lignes à haute tension de la mer vers le centre de l'Allemagne et de renforcer toutes les installations du réseau et des sous-stations (conducteurs, systèmes de coupure, convertisseurs, transformateurs). Les systèmes de sécurité du réseau vont sauter chaque fois que l'éolien envoie des sursauts d'énergie dans le réseau puisque ces systèmes n'avaient pas été prévus pour cela. Le développement de l'éolien entraîne donc qu'il faut refaire l'infrastructure du réseau et son installation de sécurité et changer les règles de gestion (Ce que le rapport belge de la Commission Énergie 2030 prévoyait déjà).

## La stabilité du réseau compromise par l'éolien

Le rapport d'E.On Netz énumère quelques importantes pannes récentes du réseau pour montrer que les producteurs éoliens devraient contribuer à stabiliser le réseau. (C'est à dire, ne profitent plus de leur autorisation de se connecter à tort et à travers). Le rapport E.On Netz prévient que les éoliennes qui ne seront pas munies de dispositifs demandant l'autorisation du réseau avant de se connecter (c'est-à-dire toutes celles installées avant 2005) ne seront bientôt plus admises car elles perturbent trop gravement la stabilité du réseau.

Le rapport signale que, bien que le comportement des méthodes de connexion des éoliennes ait, depuis des grandes pannes, évolué pour mieux contribuer à la stabilité du réseau, des centrales traditionnelles resteront vitales pour supporter le réseau et conserver sa stabilité (Cela veut dire qu'on ne peut pas accepter 100% de puissance éolienne mais seulement un pourcentage non précisé, disons 50% après avoir soustrait le nucléaire).

## Perturbations se répercutant chez les voisins

Le rapport prévient que la croissance de l'éolien en Allemagne va perturber les réseaux des pays voisins. La Belgique doit donc s'attendre à des changements soudains de puissance venant du Nord et devrait améliorer ses circuits de coupure pour s'isoler de leurs pannes générales. Elle ne doit pas compter sur ses voisins pour stabiliser son réseau au moment où elle atteindra elle-même sa limite d'éolien admissible, ce qui arrivera avant que ses premiers projets éoliens off-shore soient achevés.

Un article similaire avait été publié en anglais sur Internet au Danemark mais sans la caution d'un acteur officiel du système électrique, sans des statistiques réelles du vent observé et sans la documentation technique qui en permet la vérification. D'après ce rapport, l'opérateur du réseau danois, Eltra, se plaint, comme E.On Netz, des mêmes problèmes de production excédentaire d'éolien et de sa difficulté à stabiliser le réseau, stabilisation assurée pour le moment grâce à la collaboration des réseaux voisins.

## Conclusion

Le rapport E.On Netz semble avoir été retravaillé par des juristes pour que la façon de s'exprimer (d'ailleurs en termes assez compliqués et mal traduits ici) évite d'attribuer des responsabilités pour les difficultés présentes. La phrase suivante (page 21) : *« De façon à empêcher que l'expansion future de l'éolien de puissance apporte un risque sérieux à la sécurité de l'approvisionnement, les constructeurs et opérateurs doivent s'assurer sur le plan technique que, dans le cas d'un défaut, les parcs éoliens contribuent aussi à éviter une situation critique pour le réseau »*, est une façon diplomatique de se plaindre que les parcs éoliens ne se soucient nullement des difficultés qu'ils causent au réseau.

La conclusion de ce rapport n'est pas explicitement formulée mais elle est claire. Le réseau ne peut plus accepter des éoliennes sans des améliorations majeures (3 G€ d'investissements comme

première estimation des lignes supplémentaires à haut voltage et des renforcements du réseau), la conservation d'une puissance minimum fournie par des centrales traditionnelles, des amendements à l'Acte sur les énergies renouvelables (par exemple, pour régulariser la connexion automatique) et la suppression des anciennes éoliennes qui se connectent intempestivement.

L'électricité produite par les parcs éoliens de E.On Netz (11,3 TWh par 7 GW avec un facteur de charge de 18,5% pour un mix off-shore et on-shore) bénéficie d'un subside (de l'ordre de 90 €/MWh, soit de 2,35 G€/an pour 26 TWh pour toute l'Allemagne), soit sur 15 ans, [11,3 x 90 x 15 =] 15,25 G€. Si tous les renforcements d'un réseau de type E.On Netz (lequel dessert un ensemble éolien plus puissant que celui de la totalité des Etats-Unis) sont de 6 G€ (si l'on inclut les indemnisations équitables pour les terrains traversés par les milliers de km de lignes à très haute tension), on peut en conclure qu'une mise à niveau de ce réseau pour qu'il puisse supporter un accroissement de l'éolien augmenterait le prix des subsides actuels de l'éolien de 39%. (6 G€ ajoutés à 15,25 G€= 21.25 G€).

La meilleure solution est évidemment de geler tout accroissement du parc éolien mais un réseau ne peut pas dire cela explicitement à propos de la politique officielle. E.On Netz n'est pas vitalement concerné par la poursuite de la politique éolienne actuelle car il a le droit de répercuter ses coûts sur le consommateur. On ne pourra pas l'accuser de n'avoir pas prévenu que le développement éolien provoquait une évolution catastrophique.

Si les autorités allemandes ont leurs raisons cachées pour continuer à autoriser de l'éolien, elles seront obligés de tenir compte des contraintes techniques. La progression devra attendre que les fabricants d'éoliennes améliorent leur mode opératoire de connexion, que des innovations permettent de stabiliser un réseau ayant plus de 5,7 % d'éolien et que des autorisations de construire des lignes à haute tension soient accordées. La production éolienne ne peut pas dépasser une limite de l'ordre de 10%.

Il serait souhaitable que la question du financement du réseau soit chiffrée et acceptée par des politiciens soucieux du pouvoir d'achat futur des consommateurs.

La construction d'un réseau de transport électrique européen va camoufler le gouffre financier creusé par l'éolien mais rien ne fait penser que ce système global sera sensiblement plus efficace puisqu'aucune étude sur des statistiques réelles ne l'a encore démontré. E.On va probablement se fusionner dans ce grand réseau, un grand projet qui englobera les énormes investissements nécessaires sans qu'on doive justifier ces dépenses.

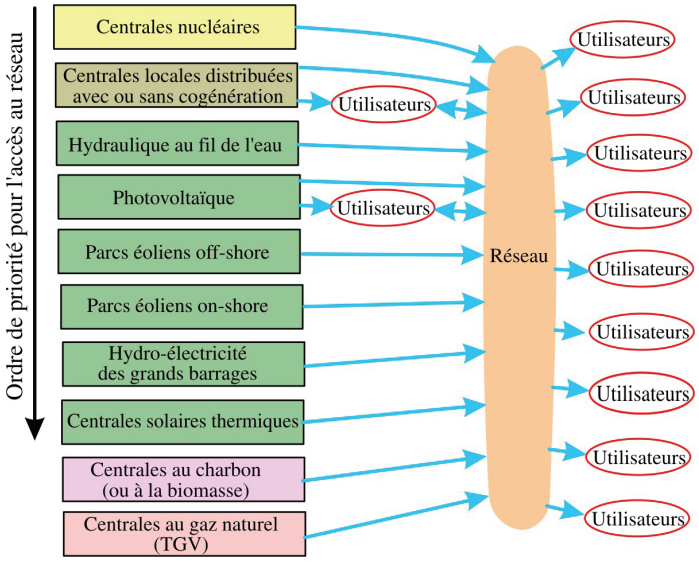
## Limitation de l'éolien admissible sur un réseau

*Un réseau de distribution électrique ne peut pas utiliser plus de puissance éolienne que ce qu'il peut accepter sans risque de pannes générales. Les raisons de ces limitations sont décrites ici.*

Les informations disponibles sur l'expérience danoise [138] montrent que la limite admissible y est de 13 % mais cela n'est possible que parce que le Danemark bénéficie encore de voisins (Norvège et Suède) acceptant de le débarrasser de son excès d'électricité grâce à leurs réservoirs stockant de l'hydroélectricité.

L'Allemagne a une moins bonne situation venteuse, et ne pourra pas atteindre une limite comparable à celle du Danemark. Les considérations du rapport E.On font deviner que les limitations globales seront de l'ordre de 10% (5,4 % en 2004). En plus, tant que les centrales nucléaires allemandes fournissent 20 % de l'énergie électrique, la limite de l'éolien acceptable y est réduite de 20% (de 10% à 8%).

Comme les retombées pour les décideurs sont proportionnelles aux investissements, ceux-ci s'obstinent à installer encore des éoliennes partout où ils ont un contrôle et non là où elles sont un moindre mal. Les installations on-shore seront les premières à devoir être déconnectées dès que la limite de l'éolien acceptable sera dépassée. Ce ne sont pas les décideurs qui devront payer pour ces installations devenues inutiles mais les consommateurs d'électricité que l'on maintient dans l'illusion que l'éolien est bon pour la Terre.




### Limites futures de l'éolien

La limite de l'éolien utilisée par le réseau (actuellement de l'ordre de 3%) dépend des facteurs suivants qui peuvent être améliorés :

La limite est proportionnelle au facteur de charge moyen de l'ensemble des éoliennes. Si tout l'éolien est off-shore, cette limite sera plus élevée. Tout éolien on-shore abaisse cette limite.

Les contrées très éventées (Irlande, Nord de l'Angleterre) sont donc à équiper, non seulement de préférence mais même en exclusivité car leur avantage marginal est le plus élevé et que tout ce qui est en-dessous d'une limite peut aussi bien être supprimé.

Un super réseau européen pourrait améliorer la limite, soit par foisonnement (les pertes sur le réseau pourraient annuler ce léger avantage), soit en stabilisant mieux un réseau plus vaste (ce qui est un espoir peu étayé. En plus les pannes générales sur l'Europe seraient d'autant plus graves et la responsabilité des réseaux locaux serait d'autant plus difficile à établir), soit en donnant priorité aux éoliennes ayant le meilleur coefficient de charge (mais il faudrait que les pays s'entendent pour répartir les déficits entre eux. Des pays devraient continuer à rembourser des subsides pour la plupart de leurs parcs éoliens on-shore déconnectés).

Comme il semble que la limite pratique de l'énergie utilisable par l'éolien off-shore est inférieure à 30%, la limite absolue est de 20% moins la fraction générée par le nucléaire. La limite au Danemark est de 10%. La limite allemande restera probablement de 8%. La limite belge (dans un pays mal venté et

ayant 40% de nucléaire) restera inférieure à 6%. Il serait utile que des études soient faites par d'autres que les lobbies éoliens et soient scientifiquement vérifiées pour ne pas continuer à dépenser sans avantages environnementaux.

### L'éolien et le réchauffement climatique

Il faudrait que, dans l'ensemble du monde, on réduise l'émission des gaz à effet de serre de 70% pour stabiliser le $CO_2$, c'est-à-dire, pour ne pas augmenter la proportion de $CO_2$ dans l'atmosphère.

L'éolien est théoriquement capable de réduire l'émission de $CO_2$ des centrales à flamme de backup de 30 % en mer et de 15 % on-shore loin des côtes. Cette performance est donc très insuffisante. Mais le chiffre globalisé pour un pays s'avère, pour les autres raisons citées ci-dessus, en dessous de 6 à 13% d'économies par rapport à la génération d'électricité par des centrales à flamme. Cette amélioration minime est contrebalancée par la nécessité de maintenir chaudes des centrales à flamme et de ne pas pouvoir les faire travailler à leur rendement optimum du point de vue économique et environnemental.

La production d'électricité dans les pays riches de l'OCDE fournit 30% de l'énergie et 8% des émissions de gaz à effet de serre. La limite de l'éolien acceptable par le réseau est réduite en proportion de la production nucléaire : 6% pour 20% de nucléaire (Allemagne) ; 4,8 % pour 40% de nucléaire (Belgique) ; 2,4 % pour 70 % de production nucléaire (France). Cette valeur augmente si la production charbonnière est majoritaire.

Depuis le développement économique de la Chine, de l'Inde, du Brésil et d'autres pays sous-développés, pays non soumis au Protocole de Kyoto, l'OCDE ne représente plus que 30% des émissions. Quand le maximum pratique d'éolien aura été installé dans tous les pays de l'OCDE, les bénéfices de l'éolien en matière de $CO_2$ se calculent donc en multipliant ces pourcentages, soit : 10% x 6% x 30 % = 1,8%. Des dépenses énormes sont ainsi entreprises pour un résultat qui ne dépassera pas une réduction de 2 pour cent alors qu'il faudrait 70 %. Des gens angoissés sont aisément effrayés de ce qui pourrait arriver si le climat de la terre se réchauffait de façon dangereuse. Les lobbies éoliens qui font croire à ces gens influençables que l'éolien est un remède au réchauffement climatique ou qu'il n'est pas possible de lutter contre le réchauffement sans couvrir le monde d'aérogénérateurs ont inventé une nouvelle forme d'exploitation des bons sentiments.

Les constatations du rapport allemand confirment la faillite du projet éolien, présenté comme étant capable de sauver la planète du réchauffement climatique mais incapable de correspondre aux proclamations des lobbies éoliens.

### Les milliards du conte de fée des éoliennes

Les promoteurs n'ont réussi à installer des éoliennes que grâce à un montage financier qui éclipse les combinaisons inventées par les grands affairistes du XIXe et XXe siècles. En effet, les dépenses sont cachées sous forme de subsides différés dont ne sont pas conscients les consommateurs qui seront contraints de les payer plus tard comme un achat à crédit.

Pour donner un ordre de grandeur des sommes en jeu, l'éolien allemand de la région de l'E.On va ainsi rapporter à ses promoteurs, (installant 7 GW produisant 11,3 TWh), des subsides (90 €/MWh) sur 15 ans de 15,25 G€, une somme qui sera remboursée en flouant les futurs consommateurs d'électricité.

À qui profite l'éolien ? Les conjectures suivantes se basent sur quelques données. Si l'éolien était une industrie rendue la moins chère possible par les lois du marché, le prix correspondrait au coût des turbines et de leurs installations, un coût connu qui est de l'ordre du tiers du coût des subsides en Europe. Un tiers des dépenses est ainsi perdu dans les travaux inutiles des installations d'éoliennes.

La politique éolienne a été préparée par d'énormes campagnes médiatiques et des activités de lobbying pour vanter les mérites des éoliennes. Cette action médiatique a entraîné de nombreux emplois rémunérés, procurés aux activistes des lobbies et des médias et aux militants des organisations non gouvernementales ou officielles. Ces employés (ou ces bénévoles manipulés) ont sensibilisé la population à l'aspect enthousiasmant des grandes causes environnementales mais la plupart sont des idéalistes qui ont ignoré qu'ils travaillaient pour d'autres aspects moins idéalistes et plus opportunistes dont profitent ceux qui tirent les ficelles de la croisade écologique. Nous estimons ces coûts de promotion médiatiques à un tiers des dépenses.

L'argent englouti dans l'éolien aurait pu être mieux utilisé pour des investissements (tels que de l'isolation) permettant des économies d'énergie. Cela aurait été plus efficace pour l'environnement.

Ce n'est pas le manque de capital qui empêche des investissements pour contrer le réchauffement climatique mais une opportunité de profits faciles qui entraîne des décisions intéressées au lieu de celles qui réduiraient la crise de l'énergie.

Ceux qui voient de la corruption dès qu'il faut expliquer pourquoi une mauvaise décision est prise pensent que le circuit financier du tiers restant n'est pas comptabilisé de façon visible et se retrouverait chez les promoteurs, les décideurs et leurs partis. Il se pourrait aussi que les mauvaises décisions proviennent de la stupidité mais une telle supposition serait encore plus offensante pour les décideurs.

### L'éolien et le sauvetage de la Terre

L'éolien fait double emploi avec le nucléaire, lequel évite presque 100 % des émissions de $CO_2$. Les 21,25 G€ de subsides aux éoliennes et au réseau de la région de E.On Netz auraient pu être investis pour construire 8,5 GW de puissance nucléaire (plus de 5 centrales EPR à 4 G€/1,6 GW). Cela aurait pu fournir 67 TWh (à 90% de charge) au lieu des 11,3 TWh éolien produit dans le réseau E.On en 2004, soit 6 fois plus que l'éolien et sans émissions de gaz à effet de serre.

Des avantages proclamés par les lobbies éoliens, il ne reste plus que celui de faire barrage à l'énergie nucléaire, un barrage qui profite à ceux qui veulent continuer à vendre leur charbon et leur gaz et à accroître les avantages stratégiques attenants. Le coût et l'efficacité de l'option éolienne s'accroît avec l'augmentation de prix des combustibles fossiles résultant de leur épuisement. Une telle politique finira par faire adopter un mélange mal équilibré d'éolien et de nucléaire.

## Politique éolienne au Danemark

*La véritable situation éolienne au Danemark.*

Comme peu de gens parlent danois, les lobbies éoliens ont pu nous faire croire que l'expérience danoise de l'éolien a été un grand succès. Depuis lors, des articles danois révélateurs (ou des résumés) ont été traduits en anglais. La suite montre ce qui se

passe vraiment au Danemark, en commençant par une revue de la presse danoise.

### Quelques titres de grands journaux danois

Les problèmes de l'exploitation de l'éolien au Danemark ont des répercussions dans la presse locale. Un article danois résume ces articles. Par exemple, il cite les titres suivants de journaux (traduits du danois à l'anglais puis ici de l'anglais au français).

- Les subsides éoliens hors de contrôle
- Le ministre en conflit avec la loi
- De l'or pour les propriétaires d'éoliennes
- Les consommateurs d'électricité menés par le bout du nez.
- La crainte d'être disqualifié en luttant contre les éoliennes
- Les politiciens de la région tirent profit des éoliennes
- La majorité au conseil communal accusée d'arrangements sur les éoliennes
- Parc éoliens : impossible de trouver les propriétaires
- Auken s'informe sur la tromperie du $CO_2$. (Auken était le ministre danois de l'énergie et de l'environnement)
- Les milliards du conte de fée des éoliennes
- Les consommateurs d'électricité volés de plusieurs milliards
- Tromperie ouverte
- Arnaque éolienne
- Accusation de tromperie concernant l'éolien
- L'éolien off-shore coûtera cinq milliards aux consommateurs d'électricité
- Nouveaux milliards pour la facture des consommateurs d'électricité
- Choc électrique
- Une bombe à retardement dans l'aide à l'éolien
- L'investissement danois le plus superflu, déclare le maire Britta Christensen
- La guerre des éoliennes
- Des fermiers bloquent l'accès aux éoliennes
- Les propriétaires du site éolien bloquent les routes

Les fuites de gaz naturel sont une donnée non diffusée mais qui doit être bien connue des officiels car il suffit de soustraire le total des consommations de gaz de la mesure du gaz entrant par les gazoducs. Des Danois pensent que ces fuites ont augmenté depuis que l'alimentation en gaz naturel a été généralisée et que cela a amené un accroissement de l'émission de gaz naturel (du méthane, un gaz à effet de serre 30 fois plus puissant que le $CO_2$). Cet accroissement annulerait les bénéfices en $CO_2$ de l'éolien.

Un rapport de l'OCDE (2000) note que : *« Le Danemark est inhabituel en ayant un ministre combinant l'environnement et l'énergie, ce qui rend la coordination proche de la subordination.»* (Cette combinaison a été adoptée par la Région wallonne pour pouvoir écarter les oppositions des riverains aux installations de parcs éoliens on-shore).

### Politique éolienne au Danemark depuis 2002

En 2001, un nouveau gouvernement danois de centre-droit a été élu. L'énergie a alors été transférée au ministère des affaires économiques.

Le nouveau ministre de l'économie a annulé les plans de l'ancien gouvernement de construire 3 parcs éoliens off-shore. *« Nous sommes concernés par le coût pour la société et pour la compétitivité du Danemark si nous continuons à étendre notre usage des énergies vertes ».*

Le nouveau ministre des finances, Thor Pedersen, a annoncé que les subsides pour l'éolien seront supprimés. Aucun nouveau parc éolien n'a été construit depuis 2004. L'éolien a été ainsi stoppé au Danemark.

Thor Pedersen a déclaré : *« L'idée derrière la libéralisation du marché de l'électricité dans l'Union européenne est que les entreprises et les consommateurs recevront leur électricité au prix le plus bas. Mais ils ne peuvent pas l'obtenir quand ils sont forcés d'acheter une grande partie de leur énergie à l'industrie éolienne à 5 ou 6 fois le prix du marché pour l'électricité »* (journal Börsen). Il a aussi déclaré : *« Les bénéfices environnementaux de générer de l'électricité par des éoliennes au lieu de gaz valent bien moins que les subsides pour les éoliennes. »*

Christian Kjaer, économiste au lobby éolien EWEA craint les conséquences de la déclaration de Pedersen : *« Vu d'une perspective internationale, c'est une catastrophe que le pays qui est depuis 20 ans le leader dans l'énergie durable et surtout dans l'éolien, jette soudain le tout et déclare : « Nous ne le ferons plus » ... Quand ceux de l'extérieur étudieront la politique éolienne danoise, cela aura pour conséquence qu'ils vont reconsidérer le développement de l'éolien si le Danemark s'en retire soudain ».* Il a en effet raison de craindre la révélation que le lobby éolien ment depuis longtemps.

Le président de l'industrie éolienne, Karl Gustave Niesen (directeur de Vestas), s'inquiète aussi de ces déclarations et prévient qu'on doit prendre soin à ne pas miner le succès à l'exportation de l'industrie éolienne danoise en faisant apparaître que l'industrie est directement subsidiée par l'État. Il soutient que, si l'on avait à payer le prix réel des énergies fossiles, incluant une charge pour la pollution, les éoliennes n'auraient pas besoin d'un traitement de faveur.

Pour Soren Krohn, directeur de l'association de l'industrie éolienne danoise, une réalisation avancée est essentielle pour attirer les investisseurs vers la nouvelle technologie off-shore et il accuse le ministre de *« jeter par-dessus bord un marché très important. »*

### Diffusion de la situation éolienne danoise

Comment effacer les illusions sur la réalité de l'éolien ? Comment obliger les responsables wallons à ne pas ignorer ce qui arrive au Danemark. Les Danois semblent avoir une haute opinion des gouvernements régionaux pour ne pas imaginer que les décideurs wallons n'allaient pas : *« étudier la politique éolienne danoise ».* La révélation danoise n'a donc pas : *« eu pour conséquence de reconsidérer le développement de l'éolien »* puisque les décideurs peuvent prétendre ignorer que : *« le Danemark s'en retire soudain ».*

Dans le monde, seuls les responsables qui ne veulent pas savoir croient encore que l'éolien est une technologie efficace pour l'économie ou l'environnement. Ils sont tous d'accord pour maintenir une couverture extérieure de contre-vérités pour continuer l'exploitation du filon, malgré les dénonciations officielles, par exemple par un ancien président de la république française.

## Les éoliennes et l'emploi

*Les éoliennes vont-elles amener des emplois ?*

Toute construction crée un nombre d'emplois (en années de travail) proportionnel au montant de l'investissement. Les

emplois sont créés dans les usines produisant le matériel et dans les travaux locaux pour l'installation.

Le fonctionnement du projet donne ensuite des emplois permanents proportionnels aux frais de fonctionnement directs (donc sans le prix d'achat des combustibles). Ce nombre est très faible.

Comme les filières éoliennes demandent un investissement 1,5 à 3 fois plus élevé que pour une centrale nucléaire par énergie produite, elles donnent donc 1,5 à 3 fois plus d'emplois (principalement chez les constructeurs danois et allemands).

En 1848, la République française a créé des Ateliers nationaux. On y avait investi pour donner des emplois aux chômeurs. Ceux-ci y étaient engagés pour un salaire de survie. Ces ateliers n'ont jamais produit des choses vendables et ont été un échec. L'éolien danois, allemand et espagnol a un rôle économique comparable.

Les recherches des premiers développeurs de l'éolien (danois et allemands) leur ont fait acquérir un savoir-faire et des brevets qui leur permettent de vendre des éoliennes tant que l'obsession éolienne durera, ce qui dépend de la survie du montage financier condamnant les consommateurs à devoir faire la fortune des industriels et de ceux qui les soutiennent.

Des investissements plus rentables seraient plus intelligents et relanceraient l'activité économique bien mieux que des travaux inutiles inspirés des ateliers nationaux.

## La compétition internationale, le prix de l'électricité et les délocalisations

*Un bas prix de l'électricité permet de meilleurs bénéfices dans de nombreuses industries et services.*

Les industries sont de grandes consommatrices d'électricité, en particulier la métallurgie des non-ferreux et, de plus en plus, la métallurgie du fer. Mittal a acquis un avantage compétitif en mettant au point la fabrication de l'acier par des fours électriques.

La grosse industrie chimique s'est développée vers 1890 quand la production d'électricité est devenue suffisante. La facture d'électricité de ces industries primaires peut atteindre 20 % du chiffre d'affaires.

Comme le prix de revient de l'électricité par le nucléaire ou le charbon extrait par de la main d'œuvre sous-payée est au moins deux fois plus bas que par le gaz, les produits utilisant ces ressources pourront être vendus de 5 à 10 % moins cher, ce qui serait une raison décisive pour délocaliser les industries primaires vers la Chine et l'Inde.

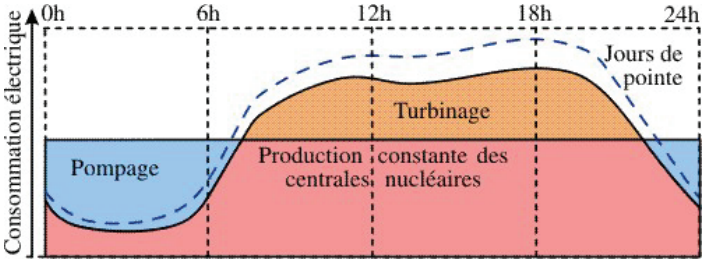
Il faut s'attendre à ce que l'Europe ne puisse pas reprendre rapidement ses programmes nucléaires, surtout si des militants évoluent vers l'éco-terrorisme. Les pays émergents prendront ainsi un avantage décisif, laissant décliner des Européens appauvris qui constateront en plus une hausse de leur chômage.

## Les stations de pompage pour une production constante d'électricité

*Comment produire de l'électricité à la demande avec du nucléaire ou de l'éolien.*

Comme les centrales nucléaires ne peuvent pas changer de régime de production, on a imaginé de leur faire pomper de l'eau dans un réservoir de nuit et de réutiliser cette eau dans des turbines pendant les périodes de forte consommation.

La Wallonie peut construire plus de récupérateurs d'énergie comme celui de Coo. Ces installations pompent et élèvent l'eau vers des barrages-réservoirs placés sur les hauteurs pendant les périodes creuses de consommation et récupèrent l'énergie hydraulique pendant les pics de consommation de courant (partie en bleu sur le diagramme). La réserve d'eau est utilisée comme dans une centrale hydraulique pendant les heures de pointe (partie orange). Les parties orange et bleue se compensent. La production des centrales nucléaires pendant la seconde partie de la nuit sert pour le jour suivant.




Si on ajoute à 3 réacteurs nucléaires fournissant 3 GW une turbine/pompe ayant une puissance de 2 GW on peut fournir une puissance variant de 1 GW à 5 GW mais le stockage est limité par la taille des réservoirs. Les turbines et les pompes hydrauliques ont un rendement de l'ordre de 80%. On peut ainsi récupérer 64% de l'énergie par ce système de pompage et de chute d'eau. Il est ainsi possible de supprimer toutes les centrales à combustible fossile et de produire de l'électricité avec un effet de serre presque nul. Des nouvelles turbines auraient un meilleur rendement, de l'ordre de 85%, ce qui fait une perte de 72,4% pour le stockage.

Dès que le nucléaire, indispensable pour remplacer les combustibles fossiles qui s'épuisent, produira toute l'électricité demandée. Il ne resterait plus alors qu'à démonter les éoliennes. Il faut garder des centrales classiques pour les journées où la consommation d'électricité est très élevée ou pour continuer à fournir pendant les pannes ou pendant les entretiens programmés d'une centrale nucléaire.

Avec 1 kWh, on peut monter 367 $m^3$ sur 100 m ou 183 $m^3$ sur 200 m. Une puissance de 1 GW sur 12 h permet de monter, avec un rendement de 80%, 2,7 $Mm^3$ sur 200 m. Il faut donc des réservoirs de 3 millions de $m^3$ d'eau. Si le réservoir dans le haut d'une vallée bouchée par un barrage a la forme d'une pyramide inversée, le volume vaut la surface d'eau fois la hauteur/3. Avec une variation de hauteur de 24 m, il faut une surface de 3/8= 3,7 $km^2$ ou de 4 $km^2$ en laissant au fond 4 m d'eau.

Le coût des réservoirs dépend de la géographie et de la géologie pour trouver des terrains imperméables. Les vallées des Alpes étaient bien adaptées pour construire la station de pompage et les barrages de Grandmaison en France. Le Canada et les États-Unis projettent de pomper de l'eau en haut des chutes du Niagara (99 m) et de récupérer la puissance stockée entre les réservoirs du lac Ontario et du lac Erie. Le fond des réservoirs à Coo est bétonné.

Le prix de construction de deux barrages et réservoirs ayant 200 m de dénivellation entre eux et d'une turbine hydraulique de 2 GW est estimé à un G€. La solution 100% nucléaire est la moins chère, évite l'épuisement des réserves fossiles, ne fait pas dépendre de pays étrangers et ne participe pas au réchauffement climatique.

En Belgique, il faut construire des paires de réservoirs. Les barrages précédents (La Gileppe, la Vesdre, Robertville, Vianden, l'Eau d'Heure) étaient justifiés pour assurer la régularité de la distribution d'eau propre et l'alimentation des canaux de transports pour les péniches. La filière, nucléaire et

pompage, est une solution intéressante et qui n'émet pas de gaz à effet de serre, alors que les centrales à gaz de backup émettent du $CO_2$ pendant 85 % du temps. Il faut un peu d'eau pour compenser les pertes des centrales de pompage, bien que celles-ci réutilisent la presque totalité de leur eau, sauf celle évaporée et celle des fuites.

En Belgique, dans les Ardennes, la puissance installée de la STEP de Coo-Trois Ponts est égale à 1 060 MW pour une différence de cote qui varie entre 231 mètres et 275 mètres en fonction des niveaux atteints dans les bassins entre les réservoirs supérieurs et le réservoir inférieur. Cette station de pompage, profitant de sa position centrale sur le réseau ouest-européen est en plus un outil efficace pour ajuster l'offre et la demande sur les différents réseaux qui échangent de l'électricité en permanence [75].

### Stockage de l'éolien par pompage

Si on employait le pompage pour stocker l'énergie éolienne, comme les périodes de vent alternent en moyenne avec les périodes de calme avec un changement tous les 15 jours au lieu de toutes les demi-journées, il faudrait des paires de réservoirs 30 fois plus vastes (90 millions de tonnes). Pour fournir 100% de l'énergie avec du vent qui souffle 20% du temps, il faudrait une puissance totale 5 fois plus grande que la puissance instantanée requise. Il faudrait l'équivalent de la capacité de [3 systèmes x 30 périodes x 5 =] 450 stations de pompage, donc 900 réservoirs tels que celui décrit plus haut.

Avec une consommation 4 fois plus grande (300 TWh) que la Belgique, les pays limitrophes du lac Erie, vaste comme les ¾ de la Belgique, y produiraient des variations de 2 m de hauteur si on stockait l'énergie d'éoliennes couvrant la consommation locale (moins 30% d'hydroélectricité), ce qui pose problème quand ce lac est en partie gelé (Calcul dans [48], mais avec 2 fois plus d'énergie et sur 10 jours). En Belgique, où le prix des réservoirs d'altitude, entièrement bétonnés, est presque proportionnel à leur capacité, le pompage serait prohibitif.

### Stockage de l'énergie dans de l'eau chaude

Les accumulateurs électriques sont encore des systèmes de stockage très chers en investissement et en entretien (leur durée de vie est réduite à quelques centaines de charges et décharges complètes ou plus mais avec des technologies bien plus chères). On ne les utilise de façon rentable que pour faire démarrer des véhicules ou récupérer l'énergie de freinage pour la rendre à l'accélération (véhicules hybrides). On l'utilise pour des applications où le coût relatif est faible comme les stations polaires ou spatiales, ou pour des quantités très limitées d'énergie comme en électronique.

Stocker de l'eau chaude pour une période réduite, d'une demi-journée est rentable pour le chauffage et la fourniture d'eau chaude (du moins quand des chaudières nouvelles seront protégées de la corrosion et de l'accumulation de résidus calcaires).

## Production d'une turbine

*Les avantages économiques des centrales nucléaires sont tels que le réseau installe des compteurs intelligents, fournissant de l'énergie à prix réduit la nuit. Cela permet d'équilibrer la charge journalière. Il faut moins de stations de pompage. Il est alors rentable d'utiliser l'électricité nucléaire de nuit pour chauffer les maisons et accumuler le chauffage de la nuit pour le jour suivant. Cela peut même être moins cher que les systèmes de cogénération, lesquels ne peuvent fonctionner qu'à petite distance des centrales.*

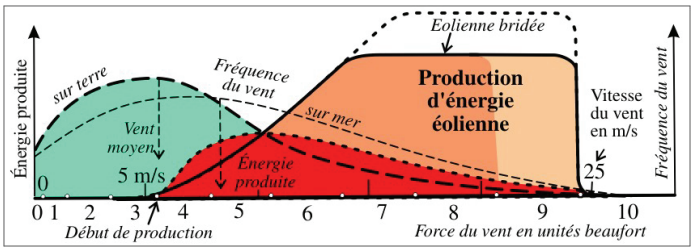
### Puissance en fonction du vent

Une éolienne moderne (puissance : 3 MW, 100 m de haut et 3 pales de 50 m de rayon) commence à tourner dès la force 3 beaufort (15 km/h) mais ne produit (courbe en trait épais) d'une façon importante et proportionnelle au vent que quand le vent se maintient entre 4 à 7 beaufort (29 à 60 km/h; 7 à 15 m/s). Sa production est maximum entre 7 et 9 (entre 60 et 90 km/h).

L'énergie véhiculée par le vent est proportionnelle au cube de sa vitesse. Par exemple, en passant d'un vent de 10 m/s à 12 m/s, la puissance augmente de 1 à 1,7. Si une éolienne commence à tourner avec un vent à 5 m/s pour fournir une puissance de 3,7 % de son maximum (soit 110 kW par rapport à 3 MW en ne tenant pas compte que les rendements sont très inférieurs à petite puissance), il faut un vent trois plus rapide (15 m/s) pour fournir une puissance 27 fois plus grande (3 à la puissance 3) pour arriver à la puissance maximum de [3,7 x 27 = ] 100%.

Le vent est irrégulier sur les crêtes et des rafales peuvent briser les pales. L'éolienne doit être mise en drapeau (pales parallèles au vent) si des rafales de force 9 ou plus risquent de souffler (mesures à 100 m de haut). Pour la sécurité, il vaut mieux mettre en drapeau par vent irrégulier dès force 8. Le nombre de bris de pale a augmenté en 2007, obligeant à entreprendre de longs programmes de tests de fatigue des matériaux et entraînant des retards de 2 ans dans la livraison des éoliennes et de leurs pièces de rechange.

Sur le diagramme suivant, la fréquence du vent en fonction de sa vitesse moyenne est indiquée sur la terre et sur la mer (courbes en tirets). Une flèche verticale descendante indique la moyenne du vent.




Pour obtenir l'énergie utilisable, on multiplie la production à un régime de vent par la fréquence de cette situation (surface la plus foncée). Sur terre, cette surface ne représente que de 15 à 22 % de l'énergie que l'éolienne pourrait produire si le vent soufflait tout le temps entre force 7 et 8. Sur mer, les 2 courbes coïncident mieux et l'utilisation peut dépasser 25 %. La puissance est presque entièrement produite pour des vents de force 4 à 6.

Les constructeurs construisent des éoliennes volontairement bridées en ne profitant pas des vents forts car le rapport entre l'énergie produite et une puissance maximum limitée (facteur de charge) est ainsi plus fort. Les turbines produisent ainsi moins de gaz à effet de serre par leur backup. Comme l'électricité s'achète à un prix d'autant plus bas sur un marché libre que la source est plus intermittente, les éoliennes modernes recherchent un meilleur coefficient de charge mais un organisme indépendant devrait contrôler qu'elles ne dépassent pas la puissance maximum autorisée.

## Synchronisation au réseau

Pour se synchroniser avec le réseau, l'alternateur et donc l'hélice tournent souvent à vitesse constante (sauf avec un changement de vitesse). Une éolienne se met face au vent et change le bord d'attaque de ses pales (par un dispositif similaire à celui des avions à hélice). Un aérogénérateur met du temps à s'adapter à chaque changement de force et de direction du vent. L'ensemble nacelle-hélice totalisant 100 tonnes ne peut tourner que lentement pour se mettre face au vent. Les pales, chacune de 10 tonnes, ont besoin de 30 secondes ou plus pour passer de la position à vide (pales parallèle au plan du rotor) à la position où elles dévient le vent au maximum. La turbine n'a pas le temps de s'adapter aux rafales de vent ou aux changements de direction survenant en 10 secondes. Des rafales de vent sont beaucoup moins efficaces qu'un vent régulier et soutenu en mer.

Les courbes de puissance sur le dessin montrent qu'une éolienne ne produit pas d'énergie notoire en dessous de force 4. Elle pourrait donc être arrêtée, ce qui limiterait son impact visuel hypnotique. Sur terre, il y a peu de raisons économiques de laisser tourner un moulin pendant plus de 50% du temps. Peut-être laisse-t-on les pales tourner pour profiter plus vite des rafales de vent ? Les spécialistes du marketing croient plutôt que le but est de faire croire aux passants que les éoliennes produisent tout le temps.

Les caractéristiques diffèrent suivant le type d'éolienne, la fréquence des vents et la nature de leurs changements rapides en force et en direction. Le vent sur les collines est difficile à estimer tant qu'il n'a pas été mesuré en altitude sur plusieurs années. Les changements techniques (éoliennes plus grandes) sont annoncés comme étant beaucoup plus performantes mais les promoteurs et les lobbies éoliens ont pris l'habitude d'exagérer. L'effet de hauteur et l'effet de crête ne changent pas sensiblement le facteur de charge. La puissance du cube du vent n'augmente plus beaucoup dés qu'on a dépassé une hauteur limite.

## Facteur de charge observé

Le coefficient de charge moyen des éoliennes allemandes a été en 2003 de 14,8% (18,9 TWh produits par 14,61 GW de turbines) malgré une situation de vent plus favorable qu'en Ardenne. En 2005, Les 18,4 GW d'éolien ont produit 27,229 TWh, soit un facteur de charge de 16,9% [123]. On a constaté que, de 1990 à 2007, les cartes de vents ont montré des vents qui augmentaient. L'appât des subsides éoliens pourrait-il changer les phénomènes physiques ? Les problèmes ruineux de l'éolien en Allemagne et au Danemark sont décrits dans [111] (en anglais). Les subsides sont tels qu'un parc éolien qui fonctionne 1000 h comme estimé par la Commission Ampere en Belgique serait encore bénéficiaire pour un promoteur qui doit probablement investir moins de 1 M€ par éolienne.

Une éolienne à Saint Vith, d'une puissance de 500 kW a produit 922.557 kWh en 1999. Son coefficient de charge a donc été de 21 % sur un des meilleurs sites de l'Ouest belge. Les statistiques des autres années ne sont pas disponibles sur le net. S'agissait-t-il d'une rare année venteuse? Si l'éolienne avait des pointes de puissance de 600kW, son coefficient d'utilisation aurait été de 17,5%. Si la puissance officielle était de 400kW, son coefficient d'utilisation aurait été de 26,4%. Il semble que les facteurs de charge ne sont pas mesurés et ne peuvent être déduits que quand la production réelle est publiée 3 années plus tard et qu'elle peut alors être comparée à la puissance installée. Les éoliennes peuvent être poussées pour dépasser leur puissance nominale quand le vent augmente très vite.

On voit qu'il faut vérifier la puissance maximum puisque la charge des centrales de backup et leurs émissions de GES sont en rapport direct. La demande de permis pour le parc éolien de La Roche ne signale pas où les compteurs seront placés. Comme le câble de transmission vers le réseau est enterré avec d'autres câbles de distribution, la possibilité de vérifier les compteurs de la puissance maximum et de l'énergie transmise peut être compromise.

Les éoliennes consomment aussi pendant les 83% du temps (en Ardennes) où elles ne produisent pas, soit pour faire tourner l'hélice, soit pour allumer les feux de signalisations, soit pour réchauffer des pales givrées qui pourraient accumuler des glaçons, soit pour réchauffer la nacelle, évitant que les mille litres d'huile durcissent et que de la glace se forme à l'intérieur. Des moteurs et systèmes de contrôle doivent orienter la nacelle face au vent et orienter les pales même quand le vent est trop faible pour produire. La consommation de tout client du réseau est soigneusement vérifiée. Un contrôle similaire devrait être appliqué à un exploitant éolien. Les pertes des câbles et des transformateurs entre les alternateurs et la station de connexion au réseau haute tension doivent aussi être attribués à cet exploitant. Puisque la commission de contrôle ne connaît le facteur de charge que par recoupement, les performances réelles des éoliennes pourraient être différentes des dires des constructeurs.

Un rapport (2003) sur des turbines installées par la Tennessee Valley Authority donne quelques indications. Les 3 petites éoliennes de 660 kW sont installées au sommet d'une montagne, à 1000 m d'altitude. Le sommet est en forme de crête perpendiculaire au vent dominant. Le sommet est à 11 km de Oak Ridge, un petite cité devenue une ville importante depuis que le projet Manhattan y a été initié. L'étude de cette éolienne est le rapport le plus détaillé trouvé sur Internet. Un sommet proéminent semble être un des rares endroits à l'intérieur des terres où le facteur de charge dépasse 20%.

La consommation propre de l'éolienne est de 6 kW fournie par le réseau (30% du temps) quand les éoliennes ne produisent pas et est fournie autrement par les éoliennes (70% du temps). Cette perte (6,5%) n'est pas inclue dans le facteur de charge publié (23%) qui est ainsi plus faible (23% x 93,5% =) 21,5%. Des pertes de 6% sont dues à des défauts (vent trop élevé qu'on ne semble pas pouvoir distinguer de fonctionnement défectueux, réseau indisponible, entretien). Le papier semble dire (d'une façon peu claire) que ces indisponibilités sont inclues dans les facteurs de charge publiés. Le compteur est placé dans la cabine à proximité des éoliennes et non à l'entrée du réseau. La puissance maximum n'est pas mesurée mais lue sur la plaque d'identification de l'éolienne.

Sur un endroit qui ne serait pas situé pour donner le maximum de nuisance visuelle et où le vent ne permettrait pas de faire tourner les éoliennes plus de 50 % du temps, la consommation annuelle pour une éolienne actuelle de 3 MW (4,5 fois plus puissante) devrait être de [365j x 24h x 50% x 6KW x 4 =] 105 MWh. Soit 2,4% d'une production de 4,47 GWh (à 17%). Le coût de l'électricité achetée et de celle produite n'est pas connu des consommateurs qui financent les déficits.

Bien qu'aucune éolienne ne semble avoir produit plus de 2800 heures (32%), même en mer, les tarifs auxquels le réseau doit acheter leur électricité intermittente sont établis jusqu'à 3600 h (41%), juste pour pouvoir dire que les tarifs des subsides (82 €/MWh) baissent alors jusqu'à 28 €/MWh de la 10e à la 15e année.

## Justifications environnementales

*Un investissement dans la production d'énergie est-il valable pour l'environnement ? Voici un aspect global de ce calcul.*

Comment mesurer si un investissement dans la production d'énergie est valable pour l'environnement ?

En dépensant 1% du produit national pour un projet, on y consacre aussi en moyenne 1% des émissions de gaz à effet de serre du pays. Si ce projet n'entraîne pas, au cours de sa vie, une diminution équivalente à 1% de l'émission annuelle, le projet n'est pas valable du point de vue environnemental.

Si l'on dépensait 2,3 G€ pour des éoliennes (1% du PNB belge), on pourrait installer environ 1 GW (à 2 ,3 M€/MW).

Puisque la Belgique a émis 116 $MtCO_2$ en 2004 (Source IEA), un projet éolien de 1% du PNB pendant 15 ans émet indirectement (116 x 0,01 x 15 =) 17,4 $MtCO_2$. Il faut chercher quelle puissance d'éolien peut réduire d'autant les émissions.

Une éolienne on-shore fait économiser 9 $ktCO_2$/an pour 24 GWh (un an de production de 18 MW à 15%) ou sur 15 ans à 15% : 9/18 x 15 = 7,5 $ktCO_2$ par MW éolien installé. Le chiffre de 9 $ktCO_2$/an vient des lobbies éoliens et est très surévalué.

Il faudrait : 17.400/7.5 = 2,32 GW pour économiser autant de $CO_2$ que ce qu'implique le projet ci-dessus de un GW d'éoliennes. Les éoliennes on-shore ne sont donc pas un investissement qui réduit le $CO_2$, elles l'augmentent au contraire. En off-shore, il suffirait de 1,16 GW mais cela ne compenserait pas les dépenses sauf si les éoliennes ont une durée de vie très supérieure à 15 ans sans réparations majeures.

Les économies d'énergie (par exemple, en investissant pour isoler les maisons) sont beaucoup plus efficaces pour la diminution des gaz à effet de serre par rapport aux dépenses.

## Potentiel éolien belge off-shore et on-shore

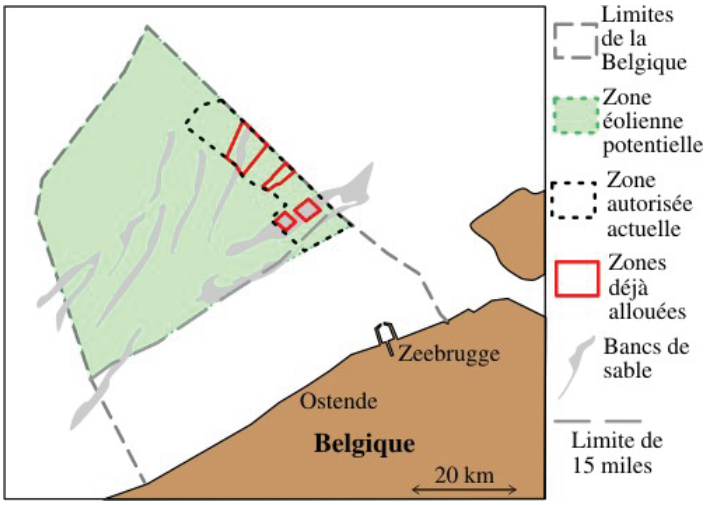
*L'éolien off-shore est mieux justifié que l'on-shore du point de vue économique et environnemental (facteur de charge de 33% au lieu de 17% en Ardennes).*

*La Flandre a décrété que toutes les zones agricoles devenaient des zones résidentielles et y a interdit la construction d'éoliennes qui ne sont plus autorisées qu'en zones industrielles.*

*Si le secteur de l'énergie de la Belgique se scinde, la Flandre et Bruxelles pourraient refuser de payer les subsides annuels restants pour des éoliennes situées en Wallonie. Elles pourraient justifier cette décision en constatant que le Wallonie est trop mal gérée, l'exemple supplémentaire étant son support de projets éoliens qui ne sont justifiés, ni du point de vue environnemental, ni du point de vue économique, ni de point de vue de la stabilité du réseau électrique.*

La carte ci-dessous montre les projets belges [126] et la frontière marine de la Belgique [127]. Les éoliennes ne peuvent pas être construites dans une zone à moins de 12 miles nautiques (soit 22 km).

Pour ne pas nuire au tourisme en Flandre, les éoliennes ont été interdites à moins de 15 miles des côtes. La zone restante est montrée en vert. D'autres limitations sont imposées dans cette zone pour laisser circuler le commerce marin. Il est intéressant de mettre les parcs sur des bancs de sable pour réduire la hauteur des mats, bien qu'on sache maintenant mettre des éoliennes sur des fonds de plus de 40 m. Une zone a déjà été réservée pour l'éolien par un premier arrêté royal. Trois concessions y ont été distribuées à 3 sociétés pour installer des parcs éoliens off-shore qui devraient avoir une puissance d'environ 800 MW.




On constate sur la carte que les zones rouges allouées sont actuellement peu étendues et qu'il reste beaucoup d'espace à grande distance des côtes, au moins 4 fois plus que ce qui est déjà alloué. Le potentiel offshore à court terme (d'ici 2015-2025) est donc au moins de 3 GW.

### Puissance de production électrique installée en Belgique

En Belgique, des éoliennes sur les sites off-shore distants de plus de 22 km de la Côte ont un potentiel immédiat de 3 GW.

Les centrales nucléaires belges (7 réacteurs) ont une puissance de 5,7 GW.

Des centrales modernes au charbon et au gaz ont une puissance totale en Belgique de 5 GW.

Des centrales utilisées occasionnellement ont une puissance de 2,5 GW (Ce sont de vieilles centrales peu performantes servant d'unités de réserve en cas de panne et de pointe de consommation. Elles fonctionnent peu de temps).

La puissance hydraulique des stations de pompage est de 1,3 GW (jusqu'à 4 heures).

La puissance maximum installée en Belgique est de 15,5 GW, (dont 1,3 GW pour les stations de pompage).

De plus en plus, la Belgique importe de l'électricité de France, bénéficiant des bas prix du nucléaire.

Il faut avoir une puissance de backup équivalente à la puissance éolienne installée (La réduction du backup n'est que de 4% pour 100% d'éolien). Ces centrales à gaz servent au cas où il n'y a pas de vent du tout. Les éoliennes, qui peuvent être toutes arrêtées, n'augmentent pas la puissance installée et n'interviennent donc pas dans le total de la puissance installée.

### Énergie annuelle générée

Énergie nucléaire : 5,5 GW x 365 x 24 x 90% = 45 TWh.

Énergie fournie par le mix : nucléaire, à flamme, éolien et hydraulique : 11 GW (charge 90 %), centrales qui peuvent produire 86,7 TWh (La production belge était de 83 TWh en 2006; la consommation approche 100 TWh en 2007). Il y a des réserves pour les rares périodes de pointe.

La Belgique importait 4,3 TWh en 2000. La consommation belge a été de 92,3 TWh en 2006, un supplément de 10 TWh équivalent à celui de 1,5 centrales nucléaires.

### Les stations de pompage ne peuvent pas servir pour l'éolien

Les stations de pompage ajoutent ou retranchent une puissance instantanée de 1,4 GW (le chiffre officiel est 1,4 GW avec le reste de l'hydraulique). L'énergie échangée par les stations de pompage (Coo et divers) est nulle sur la journée (moins les pertes) et utilise la production constante des centrales nucléaires pour égaliser la consommation de jour et de nuit en Belgique. L'énergie emmagasinée dans les réservoirs supérieurs correspond aux variations en plus et en moins de la production d'une demi journée (2 GW x 12 h = 24 GWh).

On ne peut pas stocker l'énergie éolienne (il faudrait des barrages accumulant de l'eau entre les périodes calmes et venteuses, soit 15 jours, soit des réservoirs 30 fois plus grands, soit un prix estimé 10 fois plus élevé que celui de l'ensemble de Coo pour 1 à 2 GW).

### Backup éolien

Supposons qu'il y ait en Belgique 3 GW éolien off-shore (potentiel avec des éoliennes de 180 m, 5 MW) et 1 GW éolien on-shore :

L'éolien off-shore (3 GW) (facteur de charge 33 %) produit 8,7 TWh, soit 10,5 %.

L'éolien on-shore (1 GW) (facteur de charge 17,5 %) produit 1 GW x 0,17 x 8760 = 1,5 TWh, soit 1,8% (un peu plus en Flandre, un peu moins en Wallonie).

Au total l'éolien produirait ainsi 12 % de l'énergie (Le Danemark n'en produirait que 13% d'après un nettoyage de statistiques officielles incohérentes).

La limite de production semble proche de 10%; 6% en Belgique en tenant compte du nucléaire.

En Belgique, le réseau devra débourser 83 - 40 = 43 €/MWh (on-shore) ou 110 - 40 = 70 €/MWh (off-shore). Le subside annuel belge pour 8,7 TWh x 70 € = 609 M€ et 1,5 TWh x 43€ = 64,5 M€, soit 673,5 M€, que la Flandre aurait dû payer si la Mer du Nord avait été régionalisée en Flandre.

Suite au partage, il semble que la Wallonie devra payer 50% de la facture Kyoto, la Flandre 43 % et Bruxelles 7 % (peut-être avec une répartition différente pour l'attribution de l'éolien off-shore). L'agglomération bruxelloise a une position administrative (pour Kyoto) égale à celle de pays incluant des territoires variés autour de leurs villes, ce qui montre l'arbitraire de ces partages.

Le calcul des subsides est plus réaliste avec le prix de l'électricité intermittente au marché libre (15 €/MWh), soit un subside annuel à l'éolien de 930 M€ pendant 15 ans, une perte de pouvoir d'achat substantielle pour les futurs consommateurs d'électricité (un surplus de l'ordre de 0,4 % du PNB uniquement dû à l'éolien, mais qui triplerait le jour où l'on sort du nucléaire, en plus des prix pour le gaz naturel qui deviennent de plus en plus élevés par rapport au nucléaire).

L'augmentation excessive de l'éolien pose des problèmes insolubles pour la stabilisation du réseau, comme l'expérience danoise l'a montré. Le nouveau gouvernement compte cependant *« permettre l'exploitation optimale du potentiel éolien off-shore de notre pays »* et *« l'indépendance des gestionnaires du réseau »*, ce qui pose des problèmes techniques non envisagés.

Avant que la sortie du nucléaire n'ait eu lieu (2025), la Belgique est déjà à la limite de l'éolien admissible on-shore par le réseau si elle développe en priorité son potentiel off-shore immédiat. Il est donc urgent de promulguer un moratoire sur l'éolien on-shore wallon (puisque la Flandre a déjà une sorte de moratoire on-shore, sauf pour les zones industrielles).

### Off-shore ou on-shore ?

La consommation de gaz et la production de $CO_2$ est moitié moindre off-shore que on-shore pour une quantité égale d'énergie éolienne produite.

En raison de la nécessité d'un backup au gaz pendant 80% du temps, le prix de l'électricité produite par des installations éoliennes on-shore reste non compétitif même si l'investissement est entièrement payé. Comme le backup de l'éolien offshore ne doit travailler que pendant 75 à 70% du temps, celui-ci pourrait se comparer au nucléaire tant que le prix du gaz reste en dessous de son niveau de 2007. Comme d'autre part, l'éolien est limité à moins de 10 % de la production électrique d'une région, seul l'offshore se justifie comme placement à long terme à la fois du point de vue des émissions de $CO_2$ et de la meilleure rentabilité.

## Le transport du courant

*Les caractéristiques techniques des lignes électriques de transport du courant sont décrites ici pour en tirer quelques conclusions sur les possibilités de transporter l'énergie.*

Le principe du transport du courant est expliqué de façon simplifiée dans ce qui suit.

### Lignes à très haute tension

Pour de longues distances, on emploie des lignes de 500 kV sur des pylônes de 50 m de haut. Chaque ligne bloque un couloir aussi large qu'une autoroute, couloir qui peut être à flanc de coteau et où l'on peut cultiver (sauf des arbres) mais où il serait dangereux d'habiter. Les constructeurs doivent exproprier les maisons dans un nouveau couloir.

Les pylônes ne tournent pas et ne font pas de bruit comme des éoliennes. Ils accaparent moins l'attention et gênent peu les résidents si la ligne est éloignée des maisons de quelques centaines de mètres, même si leur design est moins épuré que celui des turbines à vent.

Une ligne à très haute tension peut transporter jusqu'à un GW (puissance d'un réacteur nucléaire) mais des projets éoliens en Europe parlent d'installer des éoliennes produisant un total de 100 GW dont il faudrait transporter plus du quart, soit installer 30 lignes nord-sud et est-ouest.

Le prix d'une ligne transportant 1 GW sur 1000 km est de l'ordre de 0,5 G€ sans compter les prix d'appropriation des terrains, ce qui en Europe multiplierait le coût par 3, et serait presque aussi mal vécu que les implantations d'éoliennes par les riverains. On devrait ainsi ajouter plus de lignes très haute tension supplémentaires qu'il n'y a d'autoroutes. Il est possible que des progrès techniques permettent d'augmenter la capacité des lignes hautes tension [84] mais des lignes de plus haut voltage perdent du courant par ionisation de l'air.

Les lignes enterrées à haut voltage sont 3 fois plus chères et ne transportent qu'un tiers du courant [84], ce qui fait que le coût par unité transportée est multiplié par 10 sur les câbles enterrés ou sous-marins, par exemple entre l'Angleterre et le continent.

### Lignes haute tension à courant continu

Les lignes à courant alternatif ont un voltage maximum de l'ordre de 500kV (voltage moyen de l'oscillation). Des lignes à courant continu peuvent avoir un voltage continu plus élevé (1 MV) et transmettre jusqu'à 2 GW sur des pylônes très hauts. Les pertes sont alors de l'ordre de 3% pour 1000 km (le pourcentage de perte diminue quand la ligne ne travaille pas à son maximum).

Les cabines de transformation sont beaucoup plus chères et ont des pertes supérieures. Le courant continu n'est actuellement une solution moins chère que pour des câbles sous-marins et les interconnexions de réseaux indépendants. Des grands pylônes spéciaux supportent plus de câbles et donc plus de puissance.

Le transport par courant continu évite la synchronisation entre réseaux indépendants. Les cabines de transformation sont beaucoup plus coûteuses mais le transport (tension jusqu'à 1 MV) est un peu moins cher.

Les grands projets (comme un réseau européen ou méditerranéen) se préoccupent peu des investissements, des stations de transformations, de l'entretien et du doublage des lignes pour la sécurité. Leurs coûts prévisionnels sont donc basés sur de très hautes tensions continues et sur la supposition que des innovations vont faire baisser les coûts et améliorer les rendements.

Un de ces projets (TREC : Clean Power from Desert) utilise des centrales thermiques où l'eau n'est pas réchauffée dans des chaudières ou des réacteurs mais dans des tubes irradiés par des réflecteurs solaires paraboliques. Le coût de cette électricité solaire intermittente peut être estimé d'après le subside proposé en Espagne (250€/MWh, sic!) pour des prototypes d'installations. Les centrales solaires thermiques ne se sont pas encore généralisées après des essais de prototypes aux États-Unis et en France.

La présentation commerciale est optimiste. Elle suppose que la stabilisation d'un très grand réseau ne posera pas de problèmes, que la sécurité d'approvisionnement sera augmentée (par exemple en installant des éoliennes dans la bande de Gaza!). Les centrales hydroélectriques du barrage d'Assouan seront raccordées comme si les Égyptiens avaient trop d'électricité. La faisabilité de ce projet sera encore améliorée en générant de l'hydrogène !

Il est possible que la méthode israélienne de générer directement de l'électricité par des réflecteurs agissant sur des cellules photovoltaïques soit mise au point mais il vaudrait mieux attendre ce succès ou un autre avant de financer de grands réseaux. Il faut aussi stocker une partie de l'électricité du jour jusqu'au soir. Il faut nettoyer les réflecteurs après une tempête de sable. Le solaire est moins intermittent et imprévisible que le vent mais il faudra encore du charbon pendant les périodes de mauvais temps en Afrique du Nord.

## Lignes à moyenne tension

Des lignes de 50 kV sur des pylônes de 20 m peuvent être tirées le long de couloirs industriels à proximité des villes. La distribution vers des quartiers se fait sur des lignes de 5 kV. Le coût pour enterrer les lignes est bien moindre que pour la haute tension. Des lignes triphasées de 380 V sont alors tirées vers chaque maison, même alimentée en monophasé.

## Déperdition d'énergie

Pour transporter la demande variable d'électricité et bénéficier de coefficients de sécurité, les lignes sont souvent chargées en moyenne à la moitié de leur puissance maximum. La déperdition est proportionnelle au carré de l'intensité du courant transporté. E=R x I2. Si la déperdition est de 5% en conditions normales, elle est de 20% quand la ligne est utilisée à son maximum. Sur 2000 km, entre l'Espagne et le Danemark, la déperdition varierait entre 6 % et 40 % suivant la charge. Il faudrait deux fois plus de lignes à très haute tension pour réduire ces pertes totales à un quart.

Les câbles de la ligne de transport chauffent par effet joule (et un peu par la radiation du soleil) et se refroidissent par circulation d'air autour des conducteurs. Les fils ne peuvent pas dépasser une température limite où leur allongement devient permanent par effet de fluage, une destruction permanente. Des calculateurs permettent d'estimer cette température et donc d'approcher de la limite. Les fils sont en fait des câbles qui sont souvent constitués de matières différentes, du cuivre pour la conductibilité, de l'acier pour la résistance, de l'aluminium pour la légèreté. Une ligne à très haute tension a une capacité plus grande en hiver dans le grand Nord (en supposant que le givre ne pose pas de problèmes).

Chaque câble est doublé. Le courant total passant par les 3 câbles doubles d'un grand pylône est de l'ordre de 2000 ampères, pouvant donc transporter une puissance de un GW sur des installations de 500kV [84]. Si la déperdition est de 1% sur 50 km, elle est de 20% sur 1000 km. Les câbles souterrains ou les câbles en mer sont beaucoup plus chers à construire et ont une puissance limitée car la chaleur est plus difficile à dissiper.

La déperdition sur une ligne de 100 km en 500 kV est la même que sur 10 km en 50 kV ou 4 km à 20 kV ou sur 1 km en 5 kV ou sur 75 m en 380 V. L'électricité est ainsi distribuée en séquence sur 3 ou 4 câbles où le voltage diminue par étape.

Supposons qu'il y ait 4 déperditions équivalentes à chaque étape de l'exemple suivant : 50 km en 500 kV; 5 km en 50 kV ; 500m en 5 kV ; 40 m en 380V ; soit au total 55 km qui sont rarement en ligne droite. Un trajet moyen de 50 km entre la centrale et l'utilisateur fait perdre 7% à 8% du courant, une partie des pertes provenant des transformateurs.

Supposons qu'un parc éolien soit distant de 10 km d'un nœud du réseau très haute tension et y soit relié par une ligne souterraine à 20KV. Le transport de sa puissance sur 10 km est équivalent à 200 km sur une ligne à 400 kV. C'est pourquoi les promoteurs installent des éoliennes à proximité des cabines de transformation du réseau sans trop se préoccuper de la gêne apportée dans les paysages locaux.

## Répartition de l'énergie éolienne en Europe

La transmission d'énergie entre les dépressions et les anticyclones de l'Europe (typiquement entre la Mer du Nord et l'Espagne) est très coûteuse car l'occupation territoriale des lignes haute tension rend impropre au logement des étendues énormes de zones densément habitées. Les pertes sur des lignes de plus de 1000 km ne sont pas négligeables tandis que l'amortissement de lignes qui devraient être utilisées à leur capacité maximum mais seulement pendant 10 % du temps augmenterait sérieusement le prix de l'électricité.

La France a un réseau intégré pour une production, autosuffisante. Il serait difficile de justifier des lignes à très haute tension qui traverseraient et défigureraient son territoire au bénéfice d'une mafia de l'éolien mais on ne peut pas prédire que les décisions en politique seront rationnelles, surtout quand les balances des dépenses et des recettes ne sont pas liées aux bénéfices des décideurs.

Il est beaucoup moins cher de faire venir du gaz par gazoduc d'Ukraine que de faire venir de l'électricité depuis des centrales au gaz en Ukraine. Une ligne de 500 kV transporte 100 fois plus qu'une ligne de 5 kV mais les frais d'investissements (0,5 G€ pour 1000 km) plus les frais d'appropriation du terrain (importants en Europe) et les coûts des déperditions pour les lignes longues sont très élevés.

D'énormes réserves d'énergie hydroélectrique existent au centre de l'Afrique (principalement aux chutes d'Inga sur le

fleuve Congo), mais ne sont presque pas exploitées. Les risques politiques y sont élevés et le coût du transport sur 4000 km vers l'utilisateur le plus proche (en Europe) rendent difficile la justification de ce projet.

Pour financer les connexions des parcs éolien au réseau à haute tension, les coûts supplémentaires des lignes et du réseau devraient être payés par les promoteurs privés mais sont parfois payés par les services publics, par exemple pour les éoliennes en mer, ce qui fausse les calculs de rentabilité à l'avantage de l'éolien et du secteur privé.

Le succès de l'organisation capitaliste tient au fait qu'un décideur réfléchit à l'opportunité d'un investissement après avoir fait un calcul de coût. Même les gouvernants se prêtaient à cette procédure d'une étude financière préliminaire. Des écologistes ne raisonnent plus ainsi. On décide de faire quelque chose si c'est écologiquement justifié sans se préoccuper du prix. C'est ainsi que ce raisonnement dogmatique entraîne la destruction de notre environnement paysager sans se rendre compte du coût exorbitant des éoliennes et de leur utilité minime pour contrer le réchauffement climatique.

Il est facile d'avoir un logiciel approximatif pour mesurer la part d'usage du réseau par chacun des producteurs et des consommateurs et pour établir la part qu'ils doivent payer dans les pertes de réseau et dans les frais financiers de sa construction. Les éoliennes devraient payer leur part dans la modernisation du réseau et de l'utilisation déséquilibrée ainsi provoquée mais les écologistes (et ceux qui profitent de leurs idées) estiment pouvoir employer sans payer les réseaux électriques puisque c'est pour une bonne cause, ce qui fait que personne n'a intérêt à remettre les réseaux en état pour supporter une utilisation plus forte et plus irrégulière.

### Cabines de transformation et entretien

Les cabines de transformation du voltage (transformateurs) coûtent une fraction élevée du total. Elles sont d'autant plus chères que le voltage est plus élevé. Les lignes doivent parfois être déconnectées pour des réparations et des redondances sont donc prévues dans les réseaux. L'entretien des lignes est cher. La distribution depuis de grandes centrales à 200 km demande plus d'investissements que par des petites centrales réparties tous les 50 km.

### Modification du réseau pour les éoliennes

Les éoliennes doivent transporter leur électricité jusqu'au réseau commun par des lignes à moyenne tension (20 kV) et ont donc une puissance réduite de 5 à 10 % par cette déperdition (et plus si la consommation des sursauts d'énergie éolienne n'est possible qu'à grande distance). Au Danemark et en Allemagne, le réseau a été ou doit être renforcé pour distribuer au loin les sursauts locaux d'énergie éolienne. Le réseau en Irlande a interdit tout nouvel apport d'énergie éolienne [125] tant que son réseau n'est pas renforcé. Les consommateurs ne sont pas conscients qu'ils devront payer pour des investissements requis par des firmes privées d'éolien.

S'il y a des éoliennes, il faut, en plus du réseau pour distribuer l'énergie quand il n'y a pas de vent, des renforcements locaux pour accepter les sursauts de puissance des éoliennes. Il faut un pourcentage important (96 %c chez E.On) de centrales classiques pour équilibrer le réseau et ne pas laisser une majorité d'éoliennes perturber sa stabilité.

Quand les lignes surchargées ne peuvent plus transmettre la puissance, une panne peut survenir et se propager de proche en proche sur le réseau.

## Répartition du vent sur l'Europe

*Les lobbies ont inventé des mots pour décrire ce qu'ils espèrent, que la moyenne des vents dans les régions d'Europe soit constante.*

*En pratique, il ne suffit pas d'inventer un mot pour changer les phénomènes physiques.*

Les lobbies éoliens ont inventé les mots 'compensation' et 'foisonnement' pour décrire un phénomène qui est peu fréquent et peu important. Des statistiques allemandes montrent la limite du foisonnement. Il faut donc garder chaudes un grand nombre de centrales à gaz pour continuer à fournir de la puissance quand le vent baisse partout.

Ces mots décrivent des situations où, quand il n'y a pas assez de vent à un endroit, il y en a dans une zone voisine. En regardant une carte du temps sur l'Europe, on constate généralement qu'il y du vent autour des dépressions (souvent au nord de l'Angleterre) et peu de vent dans les anticyclones (souvent en Méditerranée). Si le vent souffle en rafales sur terre, il y a une petite compensation avec des rafales non synchronisées dans les zones voisines. Il est peut-être possible d'accroître ainsi le facteur de charge jusqu'à 20% au lieu de 15% mais il faudrait ajouter les déperditions des échanges à 20 kV.

La distance entre les dépressions et les hautes pressions est souvent de 2000 km. Il faudrait multiplier les coûteuses lignes de pylônes à très haute tension pour transporter le courant de l'une à l'autre sur 2000 km avec des pertes de plus de 50%. Ces lignes ne seraient utilisées qu'à 10%, ce qui rend très élevés les coûts d'investissement et d'immobilisation des terrains.

Les cartes météo montrent rarement une zone sans vent proche d'une zone venteuse. Il est donc peu pratique de compenser le manque de vent à un endroit d'Europe par celui d'une autre région et d'équilibrer la charge du réseau dans un espace où les heures de travail (c'est-à-dire, les heures de pointe et les heures creuses), de même que les saisons, arrivent presque simultanément. Il ne suffit pas d'inventer un mot pour créer un phénomène météorologique ailleurs que dans la tête des militants.

Bien que le climat de l'Europe centrale entière subisse des périodes de vent et de calme alternées, le lobby des éoliennes veut persuader qu'il est économique de transporter leur électricité intermittente à grande distance (sans présenter d'étude financière ou de simulation sur des données réelles). Ce projet n'est pas possible actuellement puisqu'il n'existe qu'un réseau réduit de lignes à haute tension déjà saturé. Ces lignes couvrent chaque pays mais pas l'Europe.

Le terrain pour faire passer ces lignes à haute tension serait équivalent à celui nécessaire pour doubler le réseau d'autoroute existant. Les frais de construction des pylônes et des lignes sont inférieurs à ceux d'une infrastructure routière mais il faut indemniser les propriétaires des terrains et habitations car on ne peut pas habiter ou construire sous ou à proximité des lignes à très haute tension, ni y faire pousser des grands arbres.

Des lobbies antinucléaires se sont plaints que, à cause du nucléaire, les Français ont beaucoup de lignes à très haute tension. Le lobby éolien va devoir inverser ce discours pour installer une bien plus grande densité de lignes en Europe.

Le lobby éolien espère que les réseaux européens vont construire ce réseau à leurs frais (aux frais des consommateurs). Ils suggèrent de le justifier économiquement par d'autres raisons que la demande éolienne, comme d'invoquer la sécurité

d'approvisionnement [46] qui sert ainsi quand elle convient mais pas pour les problèmes essentiels.

Les pays, comme la France, qui ont assuré leur sécurité d'approvisionnement en investissant dans le nucléaire pourraient se désolidariser du réseau européen si les gaziers faisaient un chantage. Ils éviteraient ainsi de partager le sort des pays menés par des politiciens inconscients mais l'Europe devrait être solidaire.

En 2007, les pays d'Europe centrale ont surtout des centrales au charbon. La production d'électricité y est donc très polluante et émet un fort effet de serre. Récemment, ces pays ont installé des centrales pour utiliser le gaz importé de Russie. Le passage du charbon au gaz permet de réduire les émissions de $CO_2$ et de satisfaire aux demandes du protocole de Kyoto par cet artifice qui épuise des réserves fossiles plus limitées que celles du charbon. Les nouvelles centrales au gaz sont un peu moins polluantes que le charbon mais elles placent l'Europe à la merci d'un chantage éventuel de la Russie et aux augmentations de prix, puisque le prix du gaz, qui est facilement transformé en carburant, est presque aligné sur celui du pétrole.

Le Danemark est voisin des fjords de Norvège où il y a quelques barrages hydrauliques qui servent de stations de stockage. L'électricité éolienne danoise est exportée en Norvège, remplaçant temporairement la production hydroélectrique, qui est stockée dans des barrages au fond des fjords, tandis que le Danemark importe cette énergie pendant les périodes sans vent. En fait, la production nucléaire de l'Europe, y compris de l'Allemagne, est souvent exportée au Danemark.

# Énergie décentralisée et cogénération

*La production décentralisée, qui se développe rapidement, change la façon dont le réseau va fonctionner.*

*La cogénération, de l'énergie renouvelable intermittente non stockable, change l'intermittence des productions.*

*L'éolien est-il centralisé ou distribué?*

*Cette question détermine le rôle de l'éolien dans le surcoût du réseau.*

*Ces modes de génération de l'électricité amènent une concurrence entre les renouvelables où l'éolien est mal positionné.*

La consommation électrique a doublé de 1970 à 2005 dans les pays de l'OECD, et continue à augmenter de quelques pourcents chaque année malgré les campagnes médiatiques pour les Négawatts (réduction de la consommation électrique).

Le réseau s'est adapté à cette évolution. Pendant ces années, des perfectionnements, en qualité et en capacité, y ont été ajoutés. La plupart des zones du réseau sont couramment utilisés à la limite de leur charge maximum. Les travaux, qui étaient traditionnellement résolus par un fournisseur national ayant le monopole et donc ayant tout sous son contrôle, étaient techniquement bien conçus et exécutés. Ces travaux sur le réseau ont fourni un grand nombre d'emplois.

Il est question de transformer le réseau en un monopole naturel géré par des fonctionnaires ou en d'autres systèmes de gestion impliquant une collaboration entre le public et le privé. Le réseau lui-même ne peut pas être libéralisé ainsi. Il faudrait qu'un comité de politiciens, fonctionnaires, et entrepreneurs, arrivent à bien gérer le réseau et au moindre coût.

Les planificateurs de l'extension du réseau ont maintenait beaucoup d'inconnues devant eux, (1) le projet de construire un réseau européen et (2) la contrainte de devoir accepter que l'éolien puisse se connecter de façon prioritaire et automatique. (Les documents officiels parlent de renouvelables ayant un accès prioritaire au réseau mais les problèmes techniques concernent principalement l'éolien).

Dans un domaine influencé par des lobbies et imposé par des décisions non liées aux lois d'un marché en concurrence, qui va payer pour cet investissement à long terme et de quelle façon seront récupérés les frais financiers ? Ce sont évidemment, comme pour les parcs industriels éoliens, les consommateurs qui paieront en finale mais quelle sera la part des travaux inutiles ainsi financés ?

### Production d'énergie décentralisée

Dans les zones urbaines à forte densité de population, la production locale d'électricité est une solution intéressante pour les raisons suivantes :

Les petites centrales locales au gaz naturel ont des coûts comparables à celles du réseau puisqu'elles payent le gaz à un prix similaire et ont des pertes moindres en ligne.

L'alimentation par des centrales au gaz plutôt qu'au charbon est moins polluante et la technologie des filtres anti poussières est devenue efficace.

Bien que les petites centrales électriques au gaz soient moins efficientes que les grandes centrales TGV (Turbine-Gaz-Vapeur), la différence ne justifie pas les grandes installations.

Des entreprises sont contraintes d'installer leurs propres centrales électriques (moteur diesel ou turbines à gaz) car la protection contre les pannes de réseau est déterminante (hôpitaux, entreprises dépendant de l'informatique, banques, gestion des cartes de crédit, surveillance électronique, etc.). Vu le grand nombre de pannes de réseau dans les pays ayant beaucoup d'éolien (Allemagne, Danemark, Espagne), ces systèmes sont de plus en plus nécessaires.

Les centrales locales pourraient fonctionner uniquement pour servir leurs consommateurs locaux, ce qui est rentable car cela supprime les charges du réseau (de l'ordre de 50 % du prix de l'électricité distribuée), mais les utilisateurs locaux perdraient les avantages d'un grand réseau (fiabilité, possibilité de pointe de charge).

La vente d'électricité par les centrales locales au réseau est techniquement possible et pose des problèmes de facturation. Une association de centrales locales a des arguments, par la menace de se déconnecter du réseau, pour lutter contre la toute-puissance du réseau national ou européen et les empêcher de faire des investissements inutiles, un contre-pouvoir nécessaire.

Les centrales locales doivent cependant être suffisamment évoluées pour se synchroniser sur le réseau et soutenir sa stabilité, ce qui n'est le cas que pour des centrales spécialement conçues. Les promoteurs de la décentralisation disent que c'est au réseau de se perfectionner puisque cela déplace les coûts vers l'ensemble des consommateurs.

À la fin de 2004, 7,2 % de l'électricité était produite par des centrales locales. Le potentiel d'extension de ces centrales décentralisées reste important puisque les zones denses des villes contiennent jusqu'à 30% de la population et des immeubles de travail. Les grandes villes sont en croissance dans le monde. Ces centrales, qui fournissent l'électricité demandée localement, ne sont pas conçues pour servir de backup à l'éolien.

## Chauffage centralisé des immeubles

Pour chauffer un ensemble de grands immeubles en ville (y compris bureaux, hôpitaux, écoles, magasins et ateliers), on peut utiliser l'eau chaude qui est un sous-produit des centrales électriques.

Le transport de chaleur se fait par des tuyaux calorifugés et des pompes. Comme ceux qui ont des accumulateurs d'eau chaude l'ont constaté, le calcaire et d'autres produits ont tendance à s'incruster sur les parois ou à attaquer le métal. Les accumulateurs et tuyaux ont donc besoin d'un entretien régulier et ont une durée de vie réduite.

Le transfert de chaleur se fait normalement avec de l'eau déminéralisée en circuit fermé. Dans les usines, d'autres fluides caloporteurs, plus efficaces, sont parfois utilisés mais ils sont plus toxiques à l'ingestion et plus gênants lors des fuites. Pour les radiateurs dans les lieux d'habitation, on doit utiliser de l'eau.

Des échangeurs de chaleur peuvent être utilisés entre un réseau de fluide chaud et le suivant mais ils s'ajoutent aux coûts d'investissement et d'entretien. Ces échangeurs sont utilisés à la sortie des centrales nucléaires pour avoir plusieurs barrières de séparation entre les fluides irradiés et les fluides distribués.

Pour le moment, le transport de chaleur n'est envisageable que sur quelques kilomètres. Il faudrait l'équivalent de la construction de nouveaux tubes de métros pour une distribution importante. Le coût des matières d'isolation est tel que l'on doit tolérer une déperdition importante de chaleur dans les canalisations, surtout pour l'alimentation intermittente en eau chaude : il faut faire couler le robinet d'autant plus longtemps qu'on est plus loin de la source de chaleur.

Des systèmes de stockage de chaleur d'une demi-journée sont en général inclus pour que les chaudières aient un fonctionnement régulier malgré une utilisation intermittente de l'eau chaude. Des accumulateurs électriques couplés avec des compteurs intelligents servent à chauffer l'eau pendant la nuit dans les pays ayant assez d'énergie nucléaire.

## Cogénération : Production conjointe d'électricité et de chaleur

Au lieu d'avoir des chaudières locales pour chauffer les immeubles, on construit plutôt des centrales électriques de district à proximité des zones d'habitation pour récupérer l'électricité et la chaleur résiduelle, laquelle sert à chauffer les immeubles mais est éliminée dans une tour d'aération en été.

Les petites centrales de cogénération ont un rendement bien meilleur que de simples chaudières (et font des économies de CO2). Ces systèmes sont encore plus rentables grâce aux subsides pour la cogénération.

L'électricité est utilisée localement mais il y a des variations de consommation relative d'autant plus fortes que le groupe d'utilisateur est plus réduit. Pour utiliser le réseau général plus vaste et mieux répartir cette énergie, la centrale à cogénération se synchronise sur le réseau pour s'y connecter. Cela n'augmente pas beaucoup les pertes en ligne mais pose des problèmes de facturation et de priorité de refus vis-à-vis des autres renouvelables, surtout l'électricité éolienne.

Le calcul de l'économie d'énergie de la cogénération donne lieu aux habituelles distorsions intéressées en convertissant des kWh en Joules dans des domaines différents où l'on ignore si les énergies sont intermittentes, stockables, transportables ou utilisables. La conversion de chaleur en électricité a un rendement de l'ordre d'un tiers. Il reste presque 50% de chaleur qui est utilisée, d'une façon bien valorisée par les calculs d'énergie, pour chauffer les immeubles. La somme de l'électricité et de la chaleur est décrétée de 80%. Le CO2 évité est décrété à 50% par rapport au chauffage direct au gaz. La cogénération évite plus de CO2 qu'un chauffage séparé de l'électricité du réseau mais elle en produit plus que la combinaison d'électricité nucléaire et de chauffage direct.

Le combustible fossile peut être remplacé par du combustible renouvelable. Une catégorie supérieure de centrales de cogénération permet d'utiliser une variété de combustibles : charbon, bois, déchets, etc. Ces centrales flexibles sont plus chères, moins réactives et ont besoin de dispositifs anti polluants plus compliqués. Les déchets brûlent mieux quand ils sont mélangés à du charbon.

## Intermittence et cogénération

La cogénération requiert que les centrales soient à proximité d'une possibilité d'utilisation de la chaleur.

L'intermittence de la production d'électricité par cogénération suit un cycle spécial. La consommation de chaleur des radiateurs est liée à la température extérieure. Elle est prévisible comme la demande d'électricité dans les centres de dispatching.

La consommation d'eau chaude domestique est assez constante suivant les saisons mais variable suivant l'heure. Des accumulateurs la régularisent sur la journée ou, de préférence, l'augmentent pendant les périodes creuses.

En cas de surproduction électrique dans la région, les centrales de cogénération sont en compétition pour la priorité d'accès au réseau avec les autres énergies renouvelables non stockables : les éoliennes et les cellules photovoltaïques. Le chauffage par cogénération ne va pas s'arrêter parce qu'il y a du vent et le réseau électrique associé à la cogénération est normalement conçu pour s'alimenter à la production locale plutôt que de prendre de l'électricité extérieure dans ce cas. La limite de l'éolien utilisable doit tenir compte de la production décentralisée qui pourrait représenter 30 % dans un pays converti au gaz naturel et aux combustibles renouvelables.

Les avantages de l'énergie décentralisée sont, d'après le rapport du GIEC (Section 4.3.8), une diminution des pertes en ligne, une fiabilité accrue de l'alimentation électrique et un recul du moment où on est contraint d'améliorer la capacité du réseau électrique si la demande électrique augmente. L'augmentation de capacité du réseau réclamée par les lobbies éoliens peut ainsi être évitée en augmentant la cogénération distribuée tandis que la quantité d'électricité que le réseau puisse accepter de l'éolien diminue.

## Décentralisation et éolien

Certains slogans de propagande éolienne expliquaient que l'éolien produit de l'électricité de façon distribuée là où elle est utilisée, réduisant ainsi les pertes en ligne.

L'éolien est produit là où il y a du vent. Tant que sa production était encore assez faible, il pouvait s'ajouter comme une quantité négligeable par rapport aux fluctuations de la demande.

Cela n'est plus le cas là où l'éolien offshore devient important. Dans quelques pays, l'éolien fournit jusqu'à 50 % de la puissance demandée en période creuse. Cette énergie provient surtout d'une production centralisée en mer pendant les courtes périodes venteuses et doit être transportée chez les utilisateurs au centre du pays, ce qui augmente fortement les longueurs de transport. Une telle situation existe en Allemagne. Il est donc

faux de dire maintenant que la production éolienne est décentralisée. Elle est au contraire très concentrée.

Si un réseau européen renforcé est construit un jour, la puissance électrique éolienne sera centralisée sur le lieu fluctuant qui est le centre venteux de la dépression active à ce moment. La puissance produite devra être distribuée de là vers l'ensemble du territoire européen. Comme la puissance éolienne est égale à la demande du réseau, il faudrait préalablement avoir doublé les capacités du réseau pour que cela fonctionne.

Comme les réseaux de transmission et de distribution représentent 54 % du capital global de la fourniture d'électricité d'un pays (d'après le GIEC, section 4.3.7), l'investissement pour doubler le réseau serait donc égal au capital du réseau actuel : une manne pour les entreprises de fabrications électriques et mécaniques ; une fortune qui explique le lobbysme appuyant ce projet de réseau européen ; un coût exorbitant qui serait payé par les consommateurs captifs.

Les pertes en ligne de ce réseau européen, qui étaient de 7 %, atteindraient alors, disons, 10 %. La production éolienne sera alors égale aux pertes du réseau. En effet, 10 % de production éolienne en moyenne annuelle correspondent à 50 % de la puissance totale pendant 20 % du temps (facteur de charge).

La compétition des renouvelables pour l'accès au réseau ne laissera survivre que les plus performants. Après le nucléaire et l'hydro-électricité, la cogénération prendra priorité sur l'éolien en excès, du moins si le but est de réduire le CO2 et non de transmettre des subsides dans les caisses des promoteurs. Les contrats concoctés par les politiciens obligent à continuer à payer l'éolien, qu'on l'utilise ou pas. Ce genre de contrat à long terme se justifiait pour un achat de gaz compensé par le financement des gazoducs. Les contrats éoliens n'ont pas ce genre de justification et devraient être immédiatement suspendus pour préserver le pouvoir d'achat des consommateurs et la compétitivité des entreprises consommant beaucoup d'électricité et générant des emplois.

# L'eau de refroidissement

*Le problème de l'eau est lié à celui de l'énergie. Il faut se méfier de quelques idées fausses répandues.*

*Le nucléaire ne consomme pas plus d'eau que les centrales à combustible fossile mais la sécurité de l'approvisionnement en eau doit être assurée, même pendant les sécheresses. Des réacteurs installés dans les déserts utilisent des radiateurs de type automobile qui ne consomment pas d'eau.*

Les atouts des Ardennes sont l'eau, la forêt, le tourisme, l'agriculture et l'élevage. L'eau potable ou du moins assez pure devient rare dans les villes et a donc une grande valeur d'exportation, du moins tant que des épandages de lisier ne l'ont pas rendue impropre à cet usage.

L'eau est rare dans les pays secs, ce qui y pose des problèmes pour refroidir les centrales électriques, qu'elles soient au charbon ou au nucléaire. Ce problème n'existe pas en Belgique qui est un pays pluvieux.

Il faut une quantité fixe d'eau par kWh produit pour refroidir les centrales à combustible, que celui-ci soit fossile ou nucléaire. On peut prélever l'eau d'un fleuve pour refroidir le circuit d'eau de la centrale mais on ne peut pas dépasser une certaine température en rendant l'eau au fleuve.

On doit souvent utiliser la vaporisation de l'eau pour refroidir, comme à la centrale à gaz planifiée à Visé [104] qui devient nécessaire pour servir de backup aux éoliennes. Cela se fait dans les larges cheminées caractérisant toutes les centrales (125 m de haut à Visé).

Comme chaque réacteur d'une centrale nucléaire (1 GW) a la puissance de 2 grandes centrales traditionnelles à charbon (500 MW chacune), une centrale de 3 réacteurs, produisant 6 fois plus d'électricité, donne l'impression de produire 6 fois plus de vapeur d'eau, ce dont les antinucléaires se sont servis pour répandre l'idée fausse que les centrales nucléaires émettent d'énormes nuages polluants.

Une centrale nucléaire a la puissance de 40 000 voitures de 100 CV avec l'accélérateur à fond (3 GW / 73,6 kW = 40 000), ce qui risque de faire évaporer l'eau de leurs radiateurs sans une circulation d'air renforcée.

Une éolienne de 2 MW tournant à fond (lors d'un rare vent de force 7 à 8) n'a que la puissance de 27 moteurs. Son backup consomme autant d'eau qu'une centrale thermique pendant les périodes sèches et sans vent.

Le principe du radiateur est de plus en plus utilisé pour refroidir les centrales thermiques. D'abord utilisées au Moyen-Orient et en Afrique du Sud, le système de refroidissement à sec est maintenant utilisé aussi en Belgique et au Japon pour ne pas réchauffer les rivières et les garder poissonneuses. Cela supprime les nuages de vapeur au dessus des centrales. Les radiateurs refroidis par l'air sont plus chers que les systèmes refroidis par l'eau.

Si les glaciers fondent, des fleuves, comme le Rhône, pourraient avoir trop peu d'eau en été pour refroidir des centrales. Le refroidissement à sec est parfois choisi malgré le prix des radiateurs, souvent placés dans une tour comme celle des centrales actuelles.

# Fin de vie des installations

*Ce qui arrive à un parc d'éoliennes après 15 ans et la fin des subsides et de l'obligation d'acheter n'est jamais précisé mais leur nuisance demeure jusqu'à démontage.*

*Ce qui arrive aux centrales nucléaires en fin de vie est connu, même si des antinucléaires ne sont pas d'accord.*

*Cela permet de connaître les coûts réels tandis que les riverains d'un parc d'éoliennes craignent que des nouveaux subsides vont les maintenir en vie et perpétuer leurs nuisances.*

### Incertitudes sur la fin de vie des éoliennes

Après la vie subsidiée d'une éolienne, le sort des parcs d'éoliennes n'est pas précisé. On suppose que le réseau n'est plus tenu à acheter le courant à un prix fixe et à accepter l'électricité intermittente.

Soit le courant est vendu au prix de l'intermittent sur un marché libre suivant les heures et la situation du réseau, c'est à dire peut être refusé. Le coût du système éolien (67,5€) passe à 31,79€ à partir du moment où l'on ne doit plu tenir compte des frais financiers mais cela reste déficitaire et plus cher que le système nucléaire (29€). L'éolien ne peut trouver des raisons de survivre que s'il profite de centrales de backup disponibles pour d'autres raisons et accepte à tout moment d'être refusé par le réseau. Il n'y a donc de place que pour très peu d'éoliennes (L'éolien en mer, s'il a un facteur de charge de 30%, est moins déficitaire et a plus de chances d'être conservé ainsi).

Soit les lobbies arrivent à convaincre les politiciens de voter de nouvelles méthodes de calcul ou des nouveaux subsides pour faire croire que les éoliennes en fin de vie sont rentables, malgré le coût du backup.

Soit les riverains exigent la restauration de leur environnement résidentiel et réussissent à faire démolir les turbines érigées abusivement et ne payant toujours pas de dédommagements (de toute façons, le flou actuel semble inacceptable).

### Fin de vie des centrales à combustible fossile

Quand une centrale est en fin de vie, elle est abandonnée et une autre centrale est construite à proximité sur le même terrain en profitant d'installations similaires pour le refroidissement, tel que le prélèvement d'eau sur les rivières ou en mer.

### Fin de vie des centrales nucléaires

En pratique, la solution efficace actuelle est que les centrales nucléaires occupent un site de façon permanente. Quand un réacteur arrive en fin de vie, il est abandonné tandis que la radioactivité décline et un autre réacteur est construit à proximité. Les déchets nucléaires sont enterrés de façon accessible sous le site. Ils peuvent ainsi être récupérés dés que le retraitement devient rentable. Les réacteurs abandonnés ne sont démontés que plus tard, quand leur radioactivité a baissé et que les déchets peuvent être traités facilement.

Contrairement aux turbines qui sont une gêne permanente (et non compensée) pour les riverains vivant à moins de 5 km, il n'y a aucun habitant vivant à moins de 3 à 5 km des sites de centrales nucléaires et donc pas de riverains lésés. Le terrain alentour a été acheté.

Un site nucléaire n'occupe pas plus de terrain qu'un seul parc d'éoliennes convenable, c'est à dire sans aucune maison dans la zone de nuisance de 2 km alentour. Mais il faut 1875 parcs d'éoliennes du type projeté à la Roche-en-Ardenne (7500 turbines) pour fournir la même énergie qu'une centrale nucléaire de 3 GW.

Les lobbies éoliens ne comptent que un hectare pour la surface occupée par une turbine de 100 m de diamètre, ce qui leur fait dire que les 7500 turbines citées plus haut n'occupent que 75 $km^2$ ou même moins : *« L'éolien n'immobilise guère plus de 10% au sol de la surface balayée par son rotor »*, [96, page 11] alors qu'une centrale nucléaire occuperait 36 $km^2$ s'il n'y a pas de maisons à moins de 3 km de la centrale. Un lobby prétend même qu'on ne doit pas mettre de centrale nucléaire à moins de 30 km des villes [102]. En fait il faudrait près de 7500 $km^2$ (soit 40% de la Wallonie qui a la moitié de la surface de la Belgique (38.528 $km^2$) pour installer ces éoliennes sans qu'elles ne se gênent (elles gêneront seulement leurs minuscules voisins humains). On se rend ainsi compte qu'une discussion est difficile avec des militants éoliens.

Un règlement européen qui, après avoir été interprété par le business de l'environnement, oblige chaque région à installer une puissance éolienne correspondant à son PNB quel que soit le régime des vents et la densité d'habitations n'est imaginable que dans un monde orwellien. C'est pourtant ce qui est en cours en Wallonie.

## Structure des coûts en Belgique

*La Belgique a une structure des prix d'électricité, de taxes et de subsides assez compliquée comme la plupart des pays d'Europe, ce qui permet de cacher les coûts réels.*

La structure des coûts en Belgique est assez compliquée (voir [86], édité par A. Jacquet du lobby éolien Apere). On n'y trouve pas le prix réel d'un système de production éolien).

Des aides spéciales sont prévues (sur 15% des investissements; exonération de précompte immobilier, déduction fiscales en plus de certificats verts et de menaces imprécises de pénalités).

L'électricité intermittente se vend au réseau en fonction de l'heure (souvent à une fraction du prix moyen de 30 €/MWh en 2004) mais un meilleur prix peut résulter de négociations assez compliquées et de prises de risques pouvant amener une panne totale du réseau. L'éolien semble pouvoir se vendre comme du courant constant quand un promoteur éolien privé prend le risque que la météo est correcte et que les prévisions de vent assureront un vent suffisant.

Une gestion par un monopole naturel, contrôlé mais libre dans ses options techniques, était utilisée avant la libéralisation du marché. Les prix étaient plus bas mais cela peut provenir de plusieurs raisons. Les données sont suffisamment embrouillées pour que seule une commission d'experts ayant des pouvoirs d'investigation puisse s'y retrouver.

La libéralisation des marchés et des prix et l'autonomie des réseaux de distribution est tributaire d'une structure administrative qui empêche la concurrence (par exemple par l'obligation d'achat de l'électricité intermittente verte) et ne peut donc pas diminuer le prix.

La libéralisation des prix devrait amener à vendre l'électricité du système éolien à son prix réel, soit trois fois le prix du système nucléaire, ce qui n'est pas le cas. L'éolien jouit de nombreux avantages camouflés pour que son prix paraisse moins élevé.

Les coûts simplifiés indiqués dans la présente étude correspondent à la réalité des prix de production. Les conséquences de l'augmentation générale des prix (et surtout des combustibles) en fin 2007 est prise en compte.

## Coût de l'électricité pour un client

*L'électricité en France est à moitié prix de celui du Danemark.*

### Coût de l'électricité pour le client

Les coûts de distribution de l'électricité (réseau et distribution locale par intercommunales) sont de l'ordre de grandeur des coûts de production. Les pertes sur le réseau sont maintenant de l'ordre de 7% mais pourraient être bien plus élevées si un réseau européen était installé et géré.

(Statistiques IEA [39], 2006, en €/MWh)

| | |
|---|---|
| Belgique | 180 |
| Danemark | 220 |
| France | 102 |
| Allemagne | 148 |
| Hollande | 183 |
| Etats-Unis | 72 |

Les coûts de l'électricité pour un client sont plus élevés (de 2 à 4 fois) que les coûts de production étudiés jusqu'ici, et cela en raison des frais de gestion et de distribution d'électricité mais surtout (en Belgique) à cause des taxes.

Le kWh en France (pour 73% d'origine nucléaire) est à moitié prix qu'au Danemark (de 6 à 16% d'origine éolienne).

Le MWh industriel revenait (en 2005) à 50€ pour le client industriel qui consomme sans à-coups et pendant les périodes creuses mais le prix pour un ménage monte jusqu'à 200€ en plus de l'abonnement au réseau électrique (Le MWh était facturé à un ménage entre 170€ et 220€, toutes taxes comprises).

L'abondance de taxes permet de déguiser les subsides en réduction de taxes mais ces faveurs sont payées par l'ensemble des consommateurs (ce qui est équivalent aux contribuables).

Les prix américains sont très bas car les taxes sont plus réduites, surtout les taxes spéciales sur les combustibles fossiles.

## Economies d'énergie

*Pour des calculs comparatifs, on ne peut pas faire intervenir les économies d'énergie.*

Pour des calculs comparatifs, les économies d'énergie ont un effet similaire sur tous les systèmes. Bien qu'elles résolvent une partie du problème, elles embrouilleraient la discussion et on n'en tient donc pas compte ici.

Un autre aspect du bon usage de l'énergie est qu'il faut investir pour économiser plus tard, par exemple en construisant des maisons mieux isolées et profitant du soleil pour le chauffage.

Si on employait l'argent dilapidé pour des éoliennes, on pourrait mieux investir dans les économies d'énergie.

Les économies d'énergies sont parfois incompatibles avec la sécurité. Les voitures modernes sont plus sûres, principalement parce qu'elles sont plus lourdes et protègent les occupants en cas de choc mais elles consomment presque proportionnellement à leur poids. Des voitures réparables en aluminium pourraient réduire le carburant consommé mais les réparations sont plus chères. La sécurité énergétique nécessite aussi du capital.

## La taxe carbone

*La taxe carbone, qui devrait décourager l'usage immodéré de combustibles fossiles, doit faire face à de nombreuses difficultés pratiques.*

Dans son discours de réception du Prix Nobel, Al Gore a lancé un combat contre le réchauffement climatique en imitant le style de Winston Churchill lançant le combat contre le fascisme.

Les propositions concrètes de son discours sont les deux points suivants: *« Nous avons besoin d'un moratoire sur toute nouvelle centrale brûlant du charbon sans pouvoir capturer et stocker le dioxyde de carbone. Nous avons besoin de mettre un prix sur le carbone par une taxe sur le $CO_2$. »*

La taxe carbone est équivalente à une taxe sur l'émission de $CO_2$. La façon suivante de présenter la taxe carbone ne facilite pas son adoption. Une augmentation du prix du combustible (charbon, gaz naturel ou pétrole) a le même effet qu'une taxe carbone, avec la différence que l'argent revient à l'État au lieu des producteurs.

Le nucléaire est déjà moins cher que le gaz naturel. La taxe carbone est plus élevée sur le charbon que sur le gaz naturel. Cette taxe rendra aussi le nucléaire moins cher que le charbon (mais le charbon a déjà augmenté depuis que le coût du baril de pétrole a atteint 110 $ en 2008, rendant le nucléaire moins cher même sans la taxe carbone). La politique de Al Gore favorise ainsi l'option nucléaire.

Un des résultats de la taxe carbone est de rendre le chauffage encore plus cher, ce qui pose déjà un problème aujourd'hui. Cet inconvénient pourrait être réduit si le produit de la taxe carbone est redistribué également à tous les habitants.

Il a été suggéré de remplacer la taxe carbone par un système de quotas individuels et de marché. Ce dernier système, incorporé en partie dans le protocole de Kyoto, donne plus d'opportunités aux affairistes et est préféré par quelques juristes.

## Potentiel de l'énergie solaire

*L'énergie solaire est renouvelable et son exploitation est étudiée.*

L'énergie apportée par le solaire apporte théoriquement dans les déserts plus de 10.000 fois l'énergie consommée au monde mais il faut la transformer en énergie utilisable là où elle est demandée. En tenant compte d'une utilisation du sol de 10%, d'un rendement de 10% pendant des périodes bien ensoleillées limitées à 30% du temps, on peut utiliser 0,3% de cette énergie, ce qui, malgré les pertes en réseau et en stockage, est suffisant. Malheureusement cette énergie est intermittente et loin des zones d'utilisation.

**Photovoltaïque**: La transformation en électricité se fait par des panneaux photovoltaïques, des circuits électroniques sur silicium qui existaient d'abord pour des cellules détectant la luminosité. Leur rendement est de l'ordre de 2%, ce qui exclu actuellement toute installation commerciale rentable.

**Thermique:** L'usage du solaire dans des serres est connu depuis longtemps et déjà utilisé en agriculture et dans des parties de maison. Il faut occulter ces vérandas quand le problème est de refroidir plutôt que de chauffer.

Des chauffe-eau solaire sur le toit ont besoin d'accumulateurs d'eau avec une bonne isolation calorifique pour garder l'eau chaude pendant la nuit quand on en a besoin.

Les centrales à réflecteurs utilisent normalement des miroirs arrangés pour former des concentrations paraboliques vers des tuyaux de chauffage. La centrale solaire fonctionne alors comme une centrale thermique classique où la chaudière est remplacée par le réseau de tubes passant devant les réflecteurs. Le prix d'investissement est donc comparable. Comme le soleil ne brille suffisamment que pendant 8 heures par jour, le facteur de charge est inférieur à 33% et il faut, par rapport aux centrales à flamme) que les économies de combustible compensent le triplement des charges financières et les pertes de transport.

Les centrales solaires thermiques ne se sont pas encore généralisées après des essais de prototypes aux États-Unis et en France et les coûts des projets subsidiés n'ont pas attiré des investisseurs non subsidiés (TREC).

Les investissements sont très élevés et les territoires sans nuages sont en territoire potentiellement instable. Israël a déjà développé un peu cette technologie.

Les endroits où brille le soleil, dans les déserts et autour de la Méditerranée, sont loin de l'endroit où l'énergie est nécessaire. Il faut donc payer le prix de transport. Aucune centrale financée par la recherche n'a encore démontré la rentabilité du procédé même en incorporant les externalités d'absence de gaz à effet de

serre. Ces contraintes rendent actuellement le solaire non compétitif.

Le principal handicap est l'absence de solution réaliste pour stocker l'énergie. Pour stocker de l'énergie, le seul moyen pratique est celui des stations de pompage qui sont difficiles à installer dans le désert par manque d'eau. Il faudrait transporter l'électricité de jour et installer des stations de pompage au centre de l'Europe, une solution au rendement moyen.

Des idéalistes ne comprennent pas qu'il faut du capital (et donc être déjà riche) pour réaliser ce qui est un progrès désiré. Ils ne voient donc pas que l'on est contraint de réaliser d'abord ce qui a le plus intéressant rapport coût/bénéfice. Ils sont comme ceux qui se rendent compte que la terre pourraient nourrir encore plus d'hommes et qui croient que ce sont les méchants qui empêchent qu'ils soient nourris à leur faim.

## Le bois comme énergie renouvelable

*Le bois est une énergie renouvelable encore peu exploitée ou comptabilisée. Sa production est équivalente à 25% de l'énergie électrique.*

Les textes officiels parlent de biomasse et non de bois. Le bois a, depuis toujours, fourni une énergie considérable, équivalente à 10% de la production d'énergie mondiale actuelle. On n'a pas encore montré que des nouvelles plantes soient capables de capturer plus d'énergie solaire que celle de forêts bien gérées pour la production d'énergie. Le bois est maintenant une sous-catégorie de la biomasse mais il en est séparé parce que le business de l'environnement cherche à faire fortune avec les subsides pour les agro carburants et ne veut donc pas que l'on accorde les mêmes subsides aux forestiers.

La Belgique produit annuellement 4,5 millions de mètres cubes de bois, soit un poids de 2 Mt (variable suivant le degré de séchage) [122]. Le bois de chauffage est mal répertorié mais pourrait représenter 0,5 Mt de bois sec. Une tonne de bois sec est équivalente à 5MWh.

La Belgique produit ainsi un combustible ayant une valeur de 12,5 TWh (térawattheures). La Wallonie produit 80% de ce bois ayant une valeur énergétique de 10 TWh. Cela est équivalent à la production de 520 parcs de puissance (24 GWh) comme celui de La Roche (cas 7) ou de 3120 éoliennes géantes. L'éolien est négligeable par rapport aux énergies renouvelable du bois (y compris la biomasse).

Comme la Belgique consomme 82 TWh d'électricité, ce bois représente 15% d'énergie renouvelable par rapport à la production électrique. La Wallonie consomme un tiers de 82 TWh mais produit 80% du bois. Sa contribution au renouvelable est donc 27,5% d'énergie renouvelable ou 9 % de l'énergie totale consommée en Belgique. La Wallonie produit en plus 5% d'énergie renouvelable par son hydroélectricité et arrive ainsi à presque 12% sans devoir mettre en œuvre ce qui ne fonctionne pas chez elle, l'éolien.

Des plans prévoient l'installation de 2 GW d'éolien offshore en 2012, ce qui produirait [2 GW x 8760h x 0,33% =] 5,7 TWh, soit 7 % de la production électrique belge (82 TWh). L'éolien en mer est géré par l'État fédéral et compte comme 7 % de renouvelable pour la Flandre, Bruxelles et la Wallonie. Par comparaison, le projet de La Roche produirait [18 MW x 8760h x 0,15% =] 24 GWh, soit 0,03 % de la production électrique belge (82 TWh). Il faudrait 237 parcs de cette puissance pour égaler la production offshore.

L'énergie du soleil réchauffe la terre, ce qui soulève l'air et attire du vent de la mer vers la terre. Une petite partie est récupérée par des moulins à vent et est renouvelable. L'énergie du soleil favorise dans les feuilles de arbres la photosynthèse qui récupère le $CO_2$ de l'air pour générer du bois (du carbone), lequel est plus tard coupé et stocké et finira le plus tard possible par être brûlé en fournissant de l'énergie. Le bilan écologique de la fabrication du vent ou du bois est le même car aucun ne génère de $CO_2$ supplémentaire mais le bois en stocke plus que le vent et est donc une énergie renouvelable qui est plus facile à utiliser (stockable et non intermittente) et qui retire du $CO_2$ du circuit de gaz à effet de serre.

Les données détaillées dépendent de la façon d'interpréter les règlements sur ce qui est à classer parmi les renouvelables. La Région Wallonne devrait s'assurer que les mesures d'application de la Directive de la Commission européenne soient favorables au bois et n'entraînent pas la Wallonie à s'engager sur l'éolien là où il n'y a pas assez de vent.

Pour satisfaire aux critères européens et au protocole de Kyoto, il faudrait comptabiliser la production du bois, un combustible renouvelable, en subsidiant le bois de chauffage, le papier et les bois de construction (tout bois ou papier vendu finit par être brûlé, parfois cent ans plus tard). Le stockage du bois sous forme de construction est donc une des meilleures façons d'empêcher le carbone de nuire.

Il est inutile et même nuisible d'investir des sommes folles dans l'éolien ardennais là où il n'y a qu'un vent moyen (cité dans l'étude d'incidence de Electrabel).

La Belgique peut investir pour éviter que du bois ou du taillis pourrisse sur place, produisant du gaz méthane très nocif pour le réchauffement climatique. Cela générerait bien plus d'emploi que l'éolien. Le bois crée actuellement 40.000 emplois [122].

La Commission européenne a changé le cadre de la lutte contre les gaz à effet de serre (projet de directive de 23 janvier 2008). Alors que les règlements considéraient séparément la production d'électricité et les autres énergies, le nouveau projet intègre les économies d'énergie pour le chauffage et pour la génération d'électricité. Si ce projet est adopté, on pourra en 2010, avant qu'un parc éolien en cours d'octroi soit construit, utiliser du bois de chauffage pour le calcul des réductions de $CO_2$ même s'il n'est pas utilisé pour la génération d'électricité. Le règlement belge qui imposait aux fournisseurs d'électricité de produire avec un pourcentage donné de renouvelable n'aura plus de raisons d'être. La Wallonie qui n'avait que de l'hydroélectricité mais pas d'autres méthodes de production d'électricité par du renouvelable sera libérée de ce fardeau qui lui faisait détruire son environnement paysager par des éoliennes. La Wallonie qui dispose d'une mine de renouvelable avec sa production de bois pourra satisfaire aux objectifs sans devoir exploiter de l'éolien qui est désespérément inefficace chez elle.

Une bonne gestion économique est de s'occuper de ce que l'on fait bien, que ce soit du bois en Ardennes ou de l'éolien en mer pour la Flandre. Une mauvaise gestion consiste à détruire son tourisme par de l'éolien qui ne rapporte que des résultats minimes au point vue environnemental et est peu économique.

Les pays qui protègent le mieux contre le réchauffement climatique en émettant le moins de gaz à effet de serre par habitant sont dans l'ordre, la France, la Suède puis la Belgique. Cela est directement lié à la capacité nucléaire. En attendant que le nucléaire soit inclus parmi les énergies renouvelables, ce qui a été demandé officiellement en 2006, la Belgique devrait

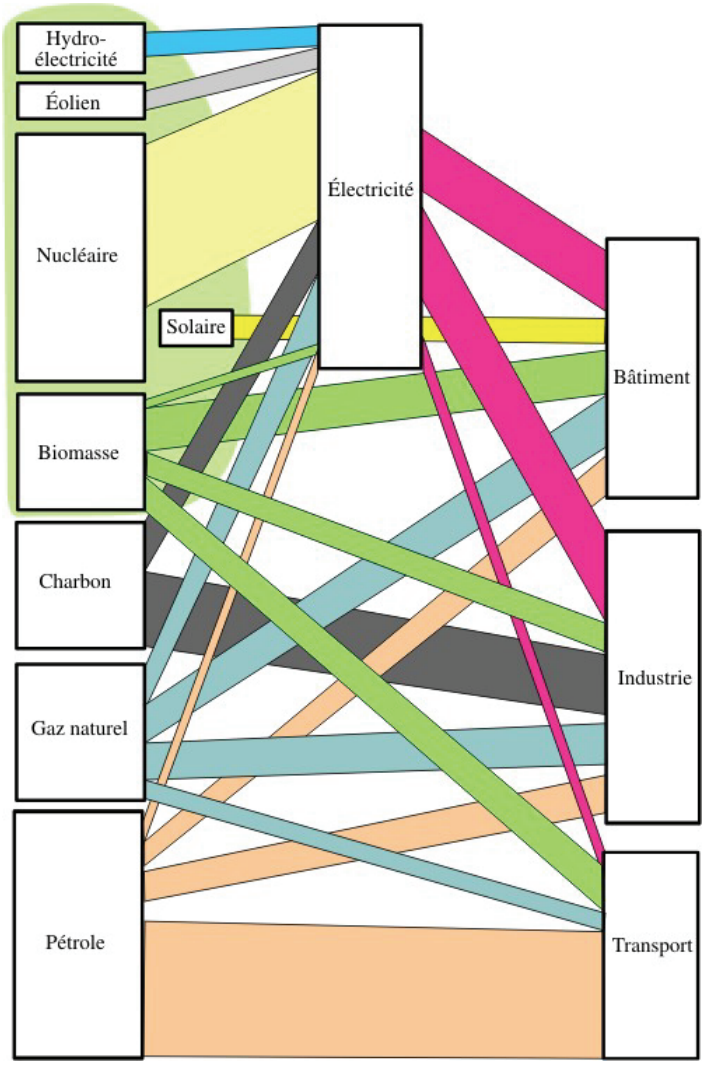
poursuivre ce qui a fait son succès. La filière bois est maintenant étudiée. La forêt est indispensable au bien-être de la terre.

## Flux globaux des énergies

*Les flux globaux d'énergie sont comptabilisés dans des feuilles de calcul. Le principe comptable est illustré ici par un diagramme des flux.*

*Une présentation chiffrée est utile pour mesurer les résultats d'une politique énergétique.*

*Les flux d'énergie sont facilement prévisibles. On en déduit les taux d'émissions de $CO_2$ et la consommation d'énergie fossile*




Les moyens de production d'énergie (charbon, pétrole, renouvelables) génèrent un flux d'énergies vers les utilisations (transport, industrie, bâtiments). Une partie de ce flux est transformée en électricité avant d'être utilisée. Le GIEC a classé et évalué les flux.

L'hydroélectricité englobe ici le géothermal. Les énergies durables (celles qui ne peuvent être épuisées sur la durée de l'espèce humaine) sont représentées au-dessus d'un fond vert. Les valeurs numériques attachées à chaque flux d'énergie se trouvent sur la page suivante.

### Les experts du GIEC

Le GIEC est un groupe d'experts chargés d'évaluer les documents scientifiques concernant le climat. Les experts ne semblent pas compétents dans le domaine requis pour évaluer le graphique, page 12 de leur chapitre 4 (IPCC Fourth Assessment Report, Working Group III). Le chapitre 4 de l'étude du GIEC devrait être évaluée par des spécialistes ayant travaillé dans la production d'énergie plutôt qu'en climatologie, tels que des physiciens et ingénieurs ayant travaillé dans le nucléaire, les centrales électriques ou les réseaux électriques. D'autres devraient avoir été prospecteurs pour comprendre les informations non officielles quand on évalue des ressources, avec le risque d'être mis plusieurs années en prison si on révèle ce qu'on sait (en Russie). Au vu des erreurs manifestes de ce chapitre 4 (par exemple sur les réserves de matériaux fissiles), on s'interroge pour comprendre comment on a choisi les experts de ce domaine.

La plupart des désinformations des lobbies éoliens relevées sur notre site se retrouvent dans la section du vent (4.3.3.2, page 34). Les souhaits de l'EWEA deviennent des politiques officielles. Les experts du GIEC de cette section confondent les écrits des lobbies avec des études sérieuses. Ou bien les experts en énergie n'ont pas été invités ou bien ceux qui ont donné leur opinion se sont déconsidérés malgré leur prix Nobel. L'énergie éolienne produit 18,5 % de l'électricité à l'Est du Danemark et 25 % à l'Ouest, alors qu'elle produit moins de 10% de l'énergie utilisée au Danemark et non exportée. Quelques experts doutent que l'éolien soit économiquement viable mais leur commentaire est enterré dans une prose optimiste, par exemple les experts s'attendent à ce que la résistance du public va diminuer.

On craint que les experts de l'ONU soient sélectionnés par Greenpeace qui rejette l'autorité de tous ceux qui ont travaillé dans le nucléaire. L'ONU prend conseil chez les ONG et a même proposé qu'un représentant de Greenpeace soit invité à parler de la Science et technologie dans une Conférence du Sommet de la Terre.

### Le diagramme illustre les décisions

L'interprétation du diagramme permet quelques remarques intéressantes pour la politique énergétique.

La biomasse produit facilement de la chaleur mais sa conversion en électricité est plus compliquée que par des combustibles fossiles. Il vaut donc mieux l'utiliser pour en faire des agro-carburants, des produits de base pour la chimie ou du chauffage comme le bois.

Un règlement qui imposerait un pourcentage donné de renouvelable pour fabriquer de l'électricité (comme ceux de beaucoup de pays européens dont la Belgique) ne pourrait être satisfait qu'en brûlant de la biomasse, une utilisation contre-productive, ce qui n'empêche pas des organismes réputés, telle la Commission européenne, d'avoir adopté cette politique.

Ce genre de règlement doit donc être combattu puisque la nature (et donc l'évolution du climat) se trouve modifiée par le $CO_2$ émis mais non par la façon dont il est produit. Ces règlements sont préconisés par des intérêts particuliers pour favoriser l'éolien mais risquent de favoriser la transformation de biomasse en électricité. La transformation du solaire en chauffage est efficace et insuffisamment utilisée mais n'est pas soutenue par des intérêts particuliers.

# Calcul des flux globaux d'énergie

*En gardant sous les yeux le diagramme précédent et les tableaux Excel, cette page explique comment lire le tableau et modifier chaque flux.*

Pour préciser le diagramme des flux d'énergie de la page précédente, on attache des valeurs numériques à chaque transfert d'énergie. Deux exemples sont donnés, correspondant à peu près aux années 2004 et 2050. Ceux qui ont le logiciel Excel peuvent utiliser les tableaux donnant les résultats et les formules et les adapter aux données qui décrivent la réalité et son évolution d'après leur école de pensée écologique.

Les quantités d'énergie indiquées sous forme d'énergie primaire sont en Exajoules. Un moteur d'automobile convertit de l'énergie primaire (de l'essence) en énergie mécanique avec un rendement, disons, de 33%. L'énergie du vent est convertie par un aérogénérateur en énergie électrique mesurée en kWh. Les valeurs indiquées ici sont une énergie virtuelle qui sera convertie en kWh avec un rendement fictif, disons de 30%.

Les calculs de flux sont inspirés de tableaux du GIEC (chap. 4, Fig. 4.4) mais sont simplifiés pour mieux faire ressortir quelques conclusions fondamentales et peu connues sur la façon de continuer à vivre avec des réserves fossiles disparaissant progressivement.

## Désinformation sur le nucléaire par le GIEC

Les réserves de matières fissiles (uranium et thorium) sont importantes contrairement aux rumeurs.

La section 4.3.2 et la figure 4.10 de l'étude du GIEC citée ci-dessus invitent à la désinformation. Le nombre d'années de durée des ressources fissiles identifiées pour les cycles courant d'exploitation est de 85 ans au taux actuel de consommation : 30 EJ/an. L'estimation totale des ressources conventionnelles donne déjà 270 ans.

Le texte dit que l'on peut exploiter aussi l'uranium dans les phosphates, faisant passer ce total à 20.000 ans, ce qui est rentable à 100$/kg (alors que les estimations d'uranium sont basées sur 130 $/kg).

Le texte explique ailleurs que les réserves de thorium sont au moins équivalentes à celles de l'uranium, ce qui donne 40.000 ans. Si l'on construisait des centrales pour une capacité 4 fois plus élevée que maintenant, qui fourniraient, en 2005, 64% au lieu de 16% de la consommation électrique mondiale, on pourrait tenir 10.000 ans.

Pendant ces 10.000 ans, on pourrait rendre sûre la régénération qui a déjà été montrée possible (mais non encore rentable) par des expériences françaises (Superphénix), ce qui multiplierait par 8 les ressources.

Cet exemple montre que le GIEC, dans ses estimations multiples, donne la vérité mais que la plupart des lecteurs y lisent ce qu'ils veulent et que se perpétue ainsi le mensonge que le nucléaire n'a de ressources que pour 85 ans.

Les calculs de coûts du GIEC (table 4.2, dans la section 4.4.2) ne sont pas basés sur des prix observés sur un marché compétitif mais sur des prix signalés par les lobbies des filières. Le prix de l'énergie nucléaire varie dans la fourchette de 10 à 120 $/MWh. La notion de prix hors taxes et subsides ne semble pas connue des experts de cette section du rapport du GIEC, ni la raison des différences de prix entre les États-Unis et l'Europe.

Cette fourchette de 12 fois disparaît quand on passe aux charges financières pour les années 2030. Les prix d'investissement sont donnés par puissance installée sans mentionner le facteur de charge, ce qui donne de 1,5 à 3 $/W pour le nucléaire et de 0,4 à 1,2 $/W pour l'éolien. Le prix pour comparer les puissances annuelles doit être multiplié par 4,5 fois pour des éoliennes ayant un facteur de charge de 20% contre 90% pour le nucléaire, passant de 0,4-1,2 à 1,8-5,4 (prix d'ailleurs optimistes pour l'éolien d'après nos calculs mais qui montre encore que l'investissement éolien est plus élevé que pour le nucléaire).

## Mode d'emploi des modifications du tableau

Pour modifier les données, il faut introduire les énergies globales (en Exajoules dans la colonne 2) provenant de chaque ressource. Dans le total O3, on trouve l'énergie mondiale consommée. La colonne 3 donne les pourcentages relatifs de chaque énergie. Il y a quatre colonnes de données (colonnes 4, 7,10 et 13) pour introduire les flux de chaque catégorie. On doit ensuite modifier ces données pour que l'énergie par catégorie corresponde à ce qu'on attend et que leur total en O1 soit égal à O2. On modifie ensuite ces données pour que chaque total par moyen de production (colonne 16) corresponde à celui la colonne 2.

Après quelques cycles d'ajustement, on trouve en Q3 le pourcentage d'énergie durable consommé pour l'ensemble et pour les catégories d'utilisation (en O5, 8, 11 et 14). Le total de $CO_2$ émis en Gt (gigatonnes) de $CO_2$ est indiqué en O19.

D'autres résultats permettent de vérifier que les comptes sont équilibrés dans des limites acceptables. Toutes les énergies sont données en calories. Les énergies utiles qui y correspondent dépendent de l'utilisation (moteur ou réchaud) et de l'usage de la cogénération. Ces calculs ont moins d'importance pour choisir une politique d'ensemble à long terme.

Si cela intéresse le lecteur, on calcule dans les rangées U à Z différents pourcentages relatifs sur l'électricité produite en la mesurant en calories ou (avec un rendement de 38%) en énergie électrique produite.

## Exemples de résultats

Le tableau publié comprend deux feuilles de calculs pour les années 2004 (basé sur les données du GIEC) et 2050. La consommation globale est supposée ne pas augmenter grâce à des campagnes de réduction d'énergie, volontaristes et aidées par l'augmentation des prix. La quantité d'énergie éolienne est techniquement limitée comme expliqué sur d'autres pages de ce site. Notre choix des flux en 2050 a ainsi réduit l'usage des énergies fossiles de 81% à 50%. Les émissions de $CO_2$ sont ainsi réduites de 35% (de 26 Gt à 17 Gt).

On pourrait améliorer ces résultats en réduisant encore l'électricité produite à partir de charbon, de gaz et de pétrole (de 34% à 14%) pour arriver à 85% de production nucléaire, ce qui a été démontré possible en France. Il faut alors supprimer quelques éoliennes dont le réseau ne peut plus accepter le courant. On arrive ainsi au résultat paradoxal (pour les écologistes) qu'on réduit de façon notable les émissions de $CO_2$ en supprimant de l'éolien.

Un politicien allemand, Herman Scheer, a fait des études de politique et de droit. En 1991, s'inspirant d'une politique de subside venant du Danemark, Scheer est à l'origine de l'adoption du tarif feed-in en Allemagne comme Cochet l'a fait en France. Scheer a publié des livres expliquant que toute l'énergie demandée peut être fournie par du renouvelable, surtout du solaire. Son problème est que ses arguments ne sont pas reconnus valables par les ingénieurs. Scheer a contre attaqué en disant que les ingénieurs sont vendus aux lobbies de l'énergie

nucléaire et fossile, ses bêtes noires. La croisade explicite de ce gourou de l'écologie, orateur passionné, se donne comme but de vanter les bienfaits du renouvelable au "peuple" puisqu'il ne réussit pas à convaincre les scientifiques. Voici ce qu'il dit : "Nous devons commencer par montrer les opportunités variées du renouvelable au "peuple". C'est ce qui le stimulera pour prendre l'initiative." Ceux qui comprennent les problèmes techniques seront ainsi court-circuités.

Des études similaires sont menées, non par des scientifiques, mais par des ONG dont les propositions n'ont pas à être soumises aux contraintes technologiques. Greenpeace [154] est habile à camoufler son incompétence derrière des personnalités enrôlées sans se rendre compte qu'elles sont manipulées. Greenpeace et d'autres groupes de Verts sont d'abord caractérisés par l'objectif prioritaire de ses mandants de contrer le nucléaire. Leurs études ignorent les contraintes liées à l'intermittence, ce qui leur permet de supposer des quantités irréalistes d'énergie éolienne et solaire sans avoir résolu les problèmes techniques préalables du stockage, de la stabilité des réseaux, du transport de l'électricité, et les problèmes économiques du financement des énormes investissements nécessaires. Le gaz naturel nécessaire pour les centrales thermiques d'appoint y est sous-estimé et demeure inépuisable sous le nom de cogénération à base de biomasse. La production de biomasse augmente à volonté sans qu'on se préoccupe que d'autres utilisations des terres cultivables sont prioritaires. Un scénario récent du genre de ceux de Scheer a été cautionné par Greenpeace.

Les ingénieurs ne sont pas contre le renouvelable mais ils sont contre des solutions irréalistes. Ils recommandent de financer des recherches sur le stockage de l'énergie car aucun système ne permet actuellement de stocker les énergies intermittentes du vent et du soleil à l'échelle requise pour que, au moins, la moitié de l'énergie vienne du renouvelable.

Ceux qui n'utilisent pas le nucléaire parce qu'ils le jugent non renouvelable ou pour d'autres raisons idéologiques sont ainsi placés devant le défi de trouver des stratégies aux résultats au moins équivalents.

S'ils n'y arrivent pas, ils devraient être ainsi convaincus qu'ils ne travaillent pas pour lutter contre le réchauffement climatique et l'épuisement des combustibles fossiles mais qu'ils sont, consciemment ou non, les protagonistes d'une autre cause, travaillant pour les intérêts spéciaux des producteurs de gaz naturel qui se cachent sous la bannière antinucléaire. Les médias n'ont pas encore révélé que la politique du Protocole de Kyoto, ou du moins la façon de l'appliquer (nucléaire non compris dans les renouvelables, quota de renouvelable pour l'électricité) est un échec car les émissions globales de $CO_2$ deviennent de plus en plus importantes malgré l'augmentation des prix du fuel.

Pour préparer des carburants ou des produits chimiques à partir de biomasse (ou pour extraire le pétrole de ce qui est appelé des sables bitumineux), il faut chauffer les produits, ce qui se fait en en brûlant une partie. L'électricité produite par le nucléaire peut augmenter la productivité de ces transformations en servant à ce chauffage.

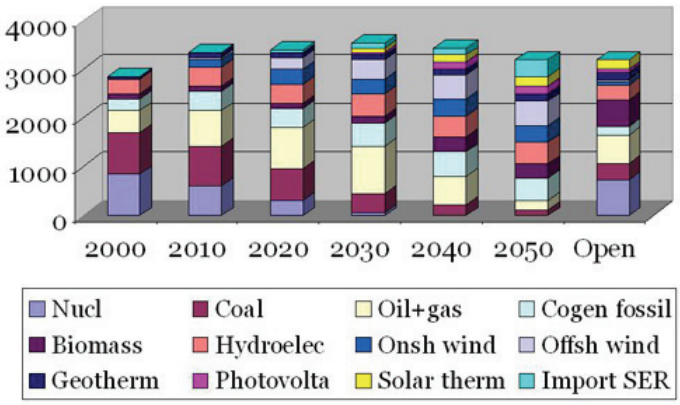
Pour préparer des carburants ou des produits chimiques à partir de biomasse (ou pour extraire le pétrole de ce qui est appelé des sables bitumineux), il faut chauffer les produits, ce qui se fait en en brûlant une partie. L'électricité produite par le nucléaire peut augmenter la productivité de ces transformations en servant à ce chauffage. L'électricité peut servir à fabriquer des nitrates à partir de l'azote de l'air et procurer autant d'engrais que nécessaire pour une productivité accrue de l'agriculture et nourrir la population croissante malgré des terres consacrées aux bio carburants.

## Des simulations étudient quelques scénarios pour le futur.

### Prévisions d'énergie

*Des simulations sont un moyen d'étudier quelques scénarios pour le futur. Greenpeace a cautionné des études faites en Allemagne d'après les idées de Hermann Scheer.*

Leurs scénarios, appelés [R]évolution énergétique, ont été calculés pour les grands pays, pour les États-Unis, l'Europe et les différents pays de l'Europe de 2000 à 2050. Nos études d'ingénierie (Open) se rapportent à 2040. Les économies d'énergie sont rendues égales dans tous les scénarios pour pouvoir les comparer mais les économies d'électricité sont moins nécessaires avec des hypothèses sur de l'énergie nucléaire à prix marginal très bas. Il est intéressant de remplacer du fossile par du nucléaire partout où c'est possible.




Le tableau de calcul joint montre 7 prévisions globales, d'une part des données similaires aux moyennes de Greenpeace et d'autre part des scénarios Open pour les comparer sur la même base. On en tire le graphique ci-dessus pour les comparaisons. Un autre calcul s'occupe des répartitions et des émissions de $CO_2$. Des prix globaux des énergies pourraient se déduire de ces tableaux à partir d'hypothèses sur les prix futurs des énergies fossiles.

### Les scénarios sont comparés sur 2 bases :

Les quantités d'énergie fossile encore nécessaires. La consommation fossile est un peu plus faible (34%) dans le scénario Open 2040 (ou le nucléaire est une énergie renouvelable) que le scénario allemand 2040 sans nucléaire (38%). Par contre, les émissions de $CO_2$ (12 Gt $CO_2$) y sont aussi beaucoup plus faibles que chez Greenpeace (83 Gt $CO_2$).

Le réalisme technologique des scénarios. Il n'est pas possible de stocker plus de quelques minutes d'énergie éolienne avec de coûteux stabilisateurs de réseau à volant d'inertie. Il n'est donc pas possible d'avoir une puissance éolienne supérieure à une fraction de celle des centrales d'appoint au gaz ou à la biomasse. Pour stabiliser un réseau, on ne peut dépasser 50% d'éolien (Cela entraîne près de 100 % en période creuse). 50% de la puissance maximum donne 10% d'énergie éolienne en moyenne avec un coefficient de charge réel de 20%. Il faut renforcer le réseau pour répartir l'énergie fluctuante produite dans les endroits venteux, lesquels apparaissent à des endroits centralisés mais changeants.

Les promoteurs éoliens espèrent atteindre 20% mais l'investissement éolien serait alors 4 fois plus élevé. Il faut deux fois plus d'éoliennes et les stabilisateurs et le réseau renforcé doublent les prix unitaires par éolienne. Le scénario allemand (47% d'éolien dans Non nucl. 2040) est donc complètement irréaliste car il dépasse de beaucoup les 20%. La quantité d'hydroélectricité est limitée en Europe (sauf en France, en Suisse et en Norvège) et est surestimée par les études allemandes. Le géothermal est local et peu énergétique. Remplacer le pétrole importé par des sources d'ER importées (biocarburants) fausse les calculs dans les scénarios. Il est ajouté ici à la biomasse (bois, déchets de végétation et nouvelles plantes) qui est supposée mieux exploitée. La cogénération est une méthode d'amélioration de l'efficacité énergétique et fait partie ici des économies d'énergie.

En conclusion, l'analyse faite par la firme allemande pour Greenpeace ne tient pas la route du point de vue technique pour utiliser l'intermittent. Le solaire thermique est plus réduit que dans d'autres études.

Quand la plupart des fuels fossiles seront épuisés ou hors de prix, il importe que ces fuels ne soient utilisés que là où ils sont indispensables : les transports. Les succédanés, transformation du charbon et biocarburants, sont coûteux et ont des effets secondaires gênants : pollution, famine et destruction des forêts. Le nucléaire permet de n'utiliser le fuel que pour le transport hors rail.

## Histoire du document

Ce présent document provisoire reprend des pages de notre site [92] : http://www.leseoliennes.be

Le site contient un dossier sur : *Histoire de la diffusion des éoliennes : Menaces sur la sécurité énergétique de l'Europe par la politique des éoliennes*; un *Dossier sur les coûts et les nuisances des éoliennes* et un *Dossier sur le projet de parc éolien à La Roche-en-Ardenne*.

Le site explique le coût des installations éoliennes comparé à d'autres méthodes de production de l'électricité. Il est imprimé à partir de [90].

La liste des références se trouve dans un document imprimable [99]). Il faut se connecter sur les pages originales pour trouver certaines références sur des liens qui y sont directement inclus.

Les tableaux Excel, nécessaires pour suivre les calculs décrits dans ce papier, peuvent être téléchargés et imprimés depuis ce site. Les formules permettent d'essayer d'autres données. (Celles qui sont modifiables sont sur fond bleu). Certains chiffres cités font référence à d'anciennes versions de ces tableaux qui ont été fréquemment modifiés.

Dernière mise à jour : 21 mai 2008.

# Table des matières


Résumé ... 1
*Le paradoxe de l'éolien ... 1*
Pourquoi l'éolien est-il si cher ? ... 1
*Notations et abréviations ... 1*
Notations des grandeurs. ... 1
Notations électriques. ... 1
Autres notations ... 1
Abréviations ... 1
*Calcul du taux d'emprunt ... 2*
Taux d'escompte de 7% ou taux de 4% à prix constants ... 2
Tout capital en argent paie des taxes ... 2
Risques sur l'investissement ... 2
Paiements annuels (frais financiers) ... 2
*Coûts des investissements pour la production d'électricité ... 2*
Station de pompage : ... 3
*Coûts de l'électricité produite en isolation ... 3*
Données ... 3
Comparaisons de coûts ... 3
*Systèmes de production d'électricité ... 4*
Coût du kWh acheté ... 4
1. Centrales thermiques au charbon ou au gaz ... 4
2. Système nucléaire : centrales nucléaires et bassins d'accumulation et de pompage ... 4
3. Système éolien : éoliennes et centrales d'appoint au gaz. ... 5
Résumé des coûts des systèmes ... 5
Systèmes optimisés ... 5
*Coûts comparatifs des systèmes de production d'électricité à la demande ... 6*
Disponibilité de l'uranium ... 6
Puissance des centrale d'appoint ... 7
Influence du facteur de charge ... 7
La compétition éolien - nucléaire ... 7
Comparaison centrales nucléaires - centrales à gaz. ... 7
*Coût de l'énergie intermittente, constante, adaptable ... 8*
Transferts de compétence au réseau de distribution ... 8
*Prévision de la demande et de la production ... 9*
Équilibrage de la production irrégulière des éoliennes pour une demande constante ... 9
Stockage de l'énergie ... 9
Statistiques fiables ... 9
Demande maximum et minimum ... 10
Équilibrage du réseau ... 10
Désynchronisation du réseau ... 10
Les pannes de réseau produites par l'éolien ... 10
*Pourquoi les chiffres cités dans ce site diffèrent des chiffres officiels ... 10*
Facteur de charge ... 11
Coût des éoliennes ... 11
Coût de l'électricité sur un marché libre ... 11
Coût de d'achat de l'électricité éolienne intermittente ... 11
Coût supplémentaires pour la mise à niveau du réseau ... 11
*Limite de la production éolienne ... 11*
Le réseau doit accepter la production éolienne ... 11
Exemples de cas concrets de surproduction ... 11
La multiplication des pannes générales de courant ... 13
*Problèmes d'un grand réseau électrique éolien ... 13*
Le réseau d'E.On Netz ... 13
Les problèmes amenés par l'accroissement de l'éolien ... 13
Publication de statistiques du vent ... 13
Mise en route progressive des centrales à flamme ... 14
Usage des statistiques éoliennes ... 14
La connexion automatique de l'éolien ... 14
Gérance de la génération éolienne ... 15
La stabilité du réseau compromise par l'éolien ... 15
Perturbations se répercutant chez les voisins ... 15
Conclusion ... 15
*Limitation de l'éolien admissible sur un réseau ... 16*
Limites futures de l'éolien ... 16
L'éolien et le réchauffement climatique ... 17
Les milliards du conte de fée des éoliennes ... 17
L'éolien et le sauvetage de la Terre ... 17
*Politique éolienne au Danemark ... 17*
Quelques titres de grands journaux danois. ... 18
Politique éolienne au Danemark depuis 2002 ... 18
Diffusion de la situation éolienne danoise ... 18
*Les éoliennes et l'emploi ... 18*
*La compétition internationale, le prix de l'électricité et les délocalisations ... 19*
*Les stations de pompage pour une production constante d'électricité ... 19*
Stockage de l'éolien par pompage ... 20
Stockage de l'énergie dans de l'eau chaude ... 20
*Production d'une turbine ... 20*
Puissance en fonction du vent ... 20
Synchronisation au réseau ... 21
Facteur de charge observé ... 21
*Justifications environnementales ... 22*
*Potentiel éolien belge off-shore et on-shore ... 22*
Puissance de production électrique installée en Belgique ... 22
Énergie annuelle générée ... 22
Les stations de pompage ne peuvent pas servir pour l'éolien ... 23
Backup éolien ... 23
Off-shore ou on-shore ? ... 23
*Le transport du courant ... 23*
Lignes à très haute tension ... 23
Lignes haute tension à courant continu ... 23
Lignes à moyenne tension ... 24
Déperdition d'énergie ... 24
Répartition de l'énergie éolienne en Europe ... 24
Cabines de transformation et entretien ... 25
Modification du réseau pour les éoliennes ... 25
*Répartition du vent sur l'Europe ... 25*
*Énergie décentralisée et cogénération ... 26*
Production d'énergie décentralisée ... 26
Chauffage centralisé des immeubles ... 27
Cogénération : Production conjointe d'électricité et de chaleur ... 27
Intermittence et cogénération ... 27
Décentralisation et éolien ... 27
*L'eau de refroidissement ... 28*
*Fin de vie des installations ... 28*
Incertitudes sur la fin de vie des éoliennes ... 28
Fin de vie des centrales à combustible fossile ... 29
Fin de vie des centrales nucléaires ... 29
*Structure des coûts en Belgique ... 29*
*Coût de l'électricité pour un client ... 29*
Coût de l'électricité pour le client ... 29
*Economies d'énergie ... 30*
*La taxe carbone ... 30*
*Potentiel de l'énergie solaire ... 30*
*Le bois comme énergie renouvelable ... 31*
*Flux globaux des énergies ... 32*
Les experts du GIEC ... 32
Le diagramme illustre les décisions ... 32
*Calcul des flux globaux d'énergie ... 33*
Désinformation sur le nucléaire par le GIEC ... 33
Mode d'emploi des modifications du tableau ... 33
Exemples de résultats ... 33
*Des simulations étudient quelques scénarios pour le futur. ... 34*
Prévisions d'énergie ... 34
Les scénarios sont comparés sur 2 bases : ... 34
*Histoire du document ... 35*
*Table des matières ... 36*