

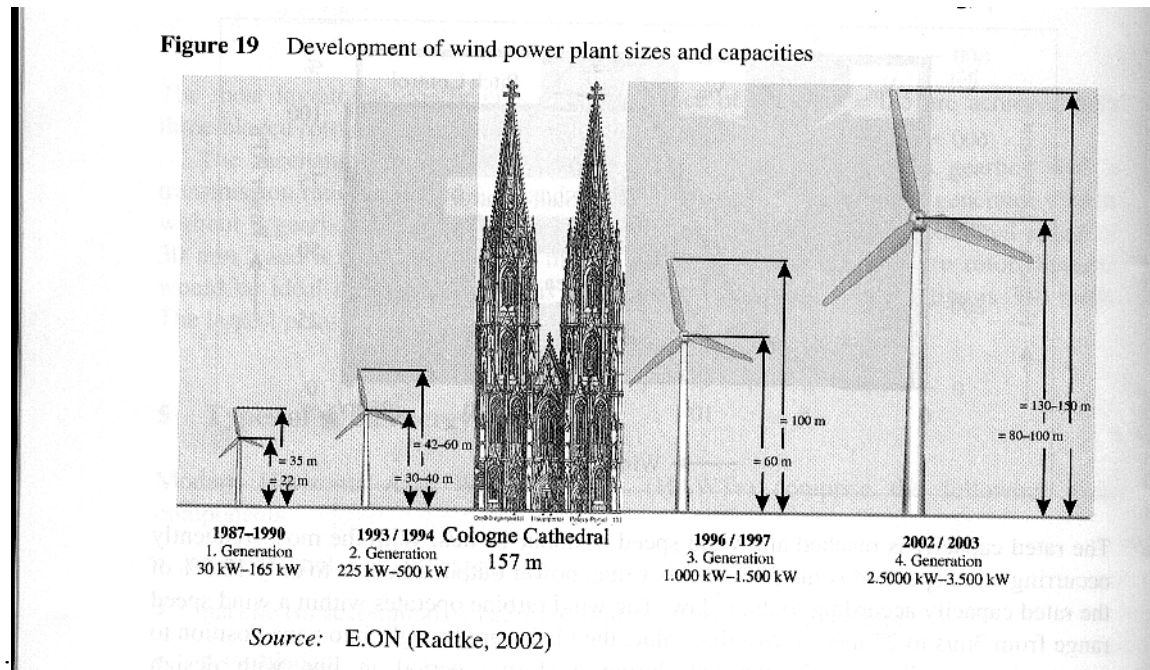
## Analyse de l'article "The economics of wind energy within the generation mix"<sup>1</sup>

Electricien de formation, l'auteur est un ancien chef de département à la RWE.

Après avoir rappelé les fondamentaux de l'énergie éolienne ( puissance variant en  $v^3$  pour une vitesse  $v$  du vent entre 5 et 15 m/s, constante entre 15 et 25 m/s, nulle en dessous de 5 m/s et au dessus de 25 m/s) et l'importance du parc éolien allemand (plus de 15000 machines en service à fin 2003 avec une puissance installée de 14600 MW, une énergie produite en 2003 de 20 TWh et une durée équivalente pleine puissance des machines de 1400 heures), l'auteur développe largement les problèmes rencontrés dans l'insertion de l'électricité produite dans le réseau allemand. Il s'interroge ensuite sur le réalisme d'un très fort développement de l'éolien offshore prévu actuellement par le gouvernement allemand.

### *Le développement de l'éolien en Allemagne*

Ce développement est illustré par une figure très parlante :

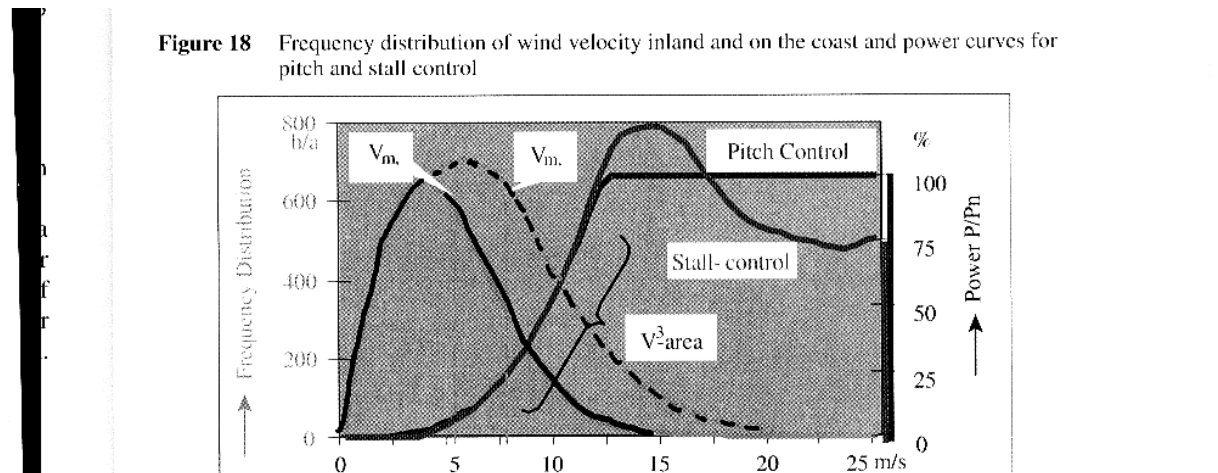


Selon l'auteur, il paraît peu réaliste d'envisager des machines de plus de 5 Mwe. Il y aurait par ailleurs peu de chances que ces grandes machines soient acceptées ailleurs qu'en mer. Le parc éolien actuel serait également progressivement remplacé par des machines plus puissantes (repowering), comme illustré sur la figure suivante. On y voit l'essoufflement de l'éolien terrestre, et la montée en puissance de l'offshore, timide jusqu'en 2010 mais très importante autour de 2015 : l'objectif est d'atteindre 20 à 25000 MW offshore en 2030 et un total de 36 à 42000 MW.

<sup>1</sup> Helmut Alt – International Journal Energy Technology and Policy, Vol. 3, Nos. ½ (2005)

*L'éolien en mer*

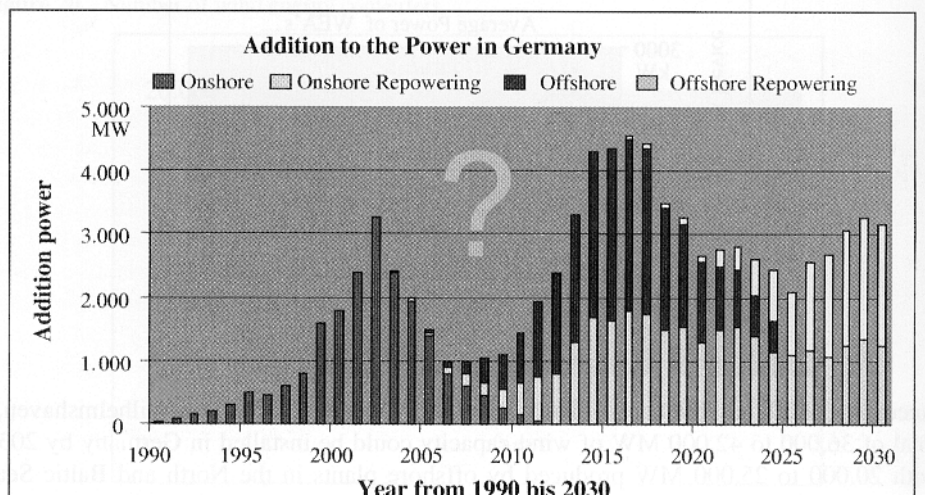
Il faut noter que la durée effective d'utilisation de l'offshore est estimée à 4000 heures, grâce à des vents beaucoup plus réguliers dans la zone utile de 10 à 20 m/s, comme illustré sur la figure suivante :



Une part importante des éoliennes offshore (14000 MW) pourrait être installée en Mer du Nord, jusqu'à 100 km des côtes, nécessitant la construction de lignes 245 kV en courant continu pour acheminer l'électricité jusqu'à la côte. Un projet pilote de 60 MW (BORKUM WEST) a été engagé pour un montant estimé de 125 à 140 M€.

Le programme du gouvernement allemand est très ambitieux comme le montre la figure suivante :

**Figure 24** Site and capacity development in wind power generation in Germany



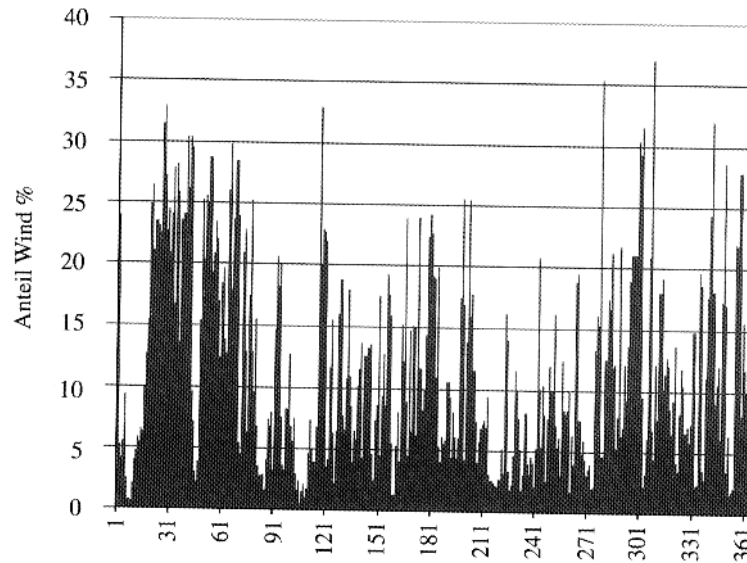
Mais, pour H. Alt, le surcoût de construction des éoliennes en mer et des lignes HT en courant continu nécessaires pour acheminer l'électricité jusqu'à la terre ferme font que « it is more than doubtful whether it would be economically justifiable to develop this area ».

### La contribution de l'éolien au réseau E.ON

E.ON distribue environ 115 TWh, dont 8 en provenance de 5800 MW éolien répartis dans toute l'Allemagne, de la frontière autrichienne à la frontière danoise. La figure suivante illustre la contribution de l'éolien au réseau E.ON en 2002 :

Source: E.ON Energy Research Center, 2002.

**Figure 29** Daily maximum wind energy contribution in relation to the consumer demand on the E.ON grid, 2002



Cette année là, le vent a été particulièrement favorable de la mi-janvier à la mi-mars, période de forte consommation, la part de l'éolien approchant 15 %, alors que la moyenne annuelle n'est que de 7 %. Le reste de l'année, la répartition des jours « avec » et des jours « sans » semble très aléatoire. On constate que la contribution va de 0 à plus de 35 %, ce qui pose des problèmes sérieux au réseau. Ces problèmes sont illustrés sur des cas particuliers choisis par H. Alt pour illustrer ses propos.

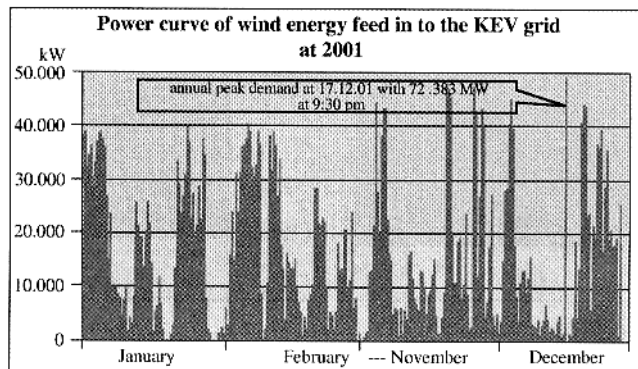
### Le réseau de la région de l'Eiffel

Ce réseau distribue 0,4 TWh par an dans une région rurale, la puissance maximum appelée est de 73 MW et l'éolien est capable de fournir 50 MW, plus que la demande en heure creuse ; le surplus est alors renvoyé sur le réseau HT.

Quelques exemples illustrent les difficultés liées à une production décentralisée :

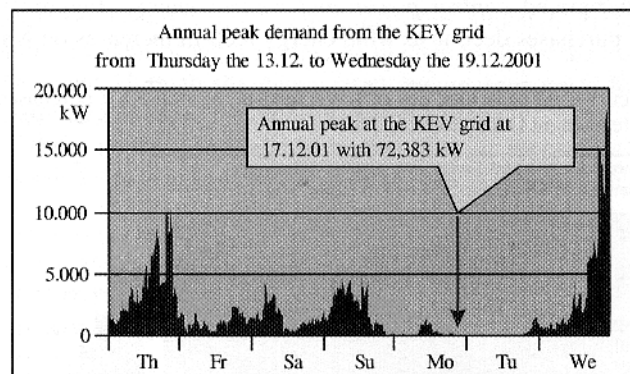
- La figure suivante montre l'irrégularité de la production éolienne pendant les mois d'hiver (janvier – février et novembre – décembre)

Figure 5 Power curve of KEV



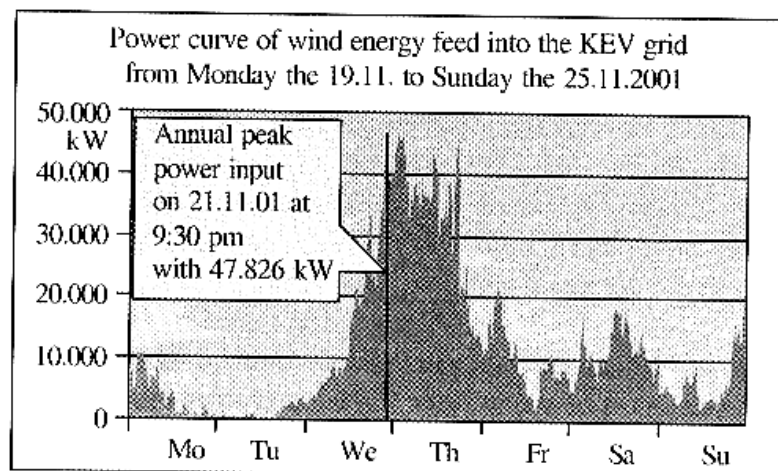
- La figure suivante détaille la production éolienne une semaine de décembre, pratiquement nulle le jour du pic de la demande (17 décembre)

Figure 7 Wind power curve of KEV from Dec. 13 to Dec. 19, 2001



- La figure suivante détaille la production éolienne dans une semaine de novembre de la même année, montant que d'un jour à l'autre, elle est passée de 0 à presque 50 MW

Figure 8 Wind power curve of KEV from Nov. 19 to Nov. 25, 2001



Ces variations très importantes se traduisent par des achats et des ventes auprès du gestionnaire du réseau haute tension (la RWE en l'occurrence) dans des situations difficiles pour le producteur/distributeur local. Selon l'auteur, les fluctuations imprévues du vent ont entraîné un surcoût des achats à RWE qui justifierait de diminuer de 12 % le tarif de rachat de l'électricité éolienne (ce qui n'est pas possible puisque la loi impose le tarif de rachat).

*Le réseau WLK (près de la frontière hollandaise)*

Il s'agit encore d'un réseau local de 90 MW, dans lequel on observe le même type de fluctuations de la production éolienne que dans le réseau précédent.

Les deux figures suivantes illustrent la différence entre deux jours qui se suivent et se ressemblent en ce qui concerne la demande totale, mais ne se ressemblent pas du tout du point de vue de la production éolienne, puisque celle-ci est très forte le 5 décembre à partir de 15 heures (jusqu'au lendemain matin) mais quasi nulle le 6 décembre après-midi.

L'auteur estime que ce type de situation pourra être prévu d'un jour sur l'autre, limitant les risques pour le distributeur, mais resteront toujours difficiles – voire impossibles – à prévoir à long terme. Il sera donc toujours nécessaire de disposer de moyens de production toujours disponibles pour faire face à la demande les jours sans vent.

Il ajoute : « Unfortunately, it is an invariable fact that in the winter half-year cold foggy days and relatively calm winds coincide with the peak load in the grid and that, not even weather derivatives and stock exchange trading can help in this situation »<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> « Malheureusement, c'est un fait invariable que pendant les 6 mois d'hiver les journées de brouillard et de froid coïncident avec les pointes de la demande sur le réseau et que ni les prévisions (?) climatiques ni les bourses d'électricité ne peuvent rien y changer ».

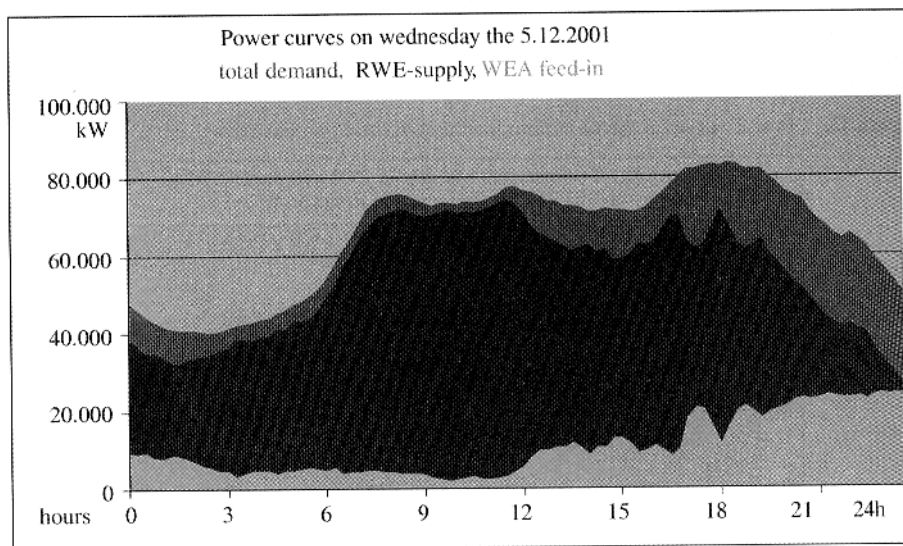
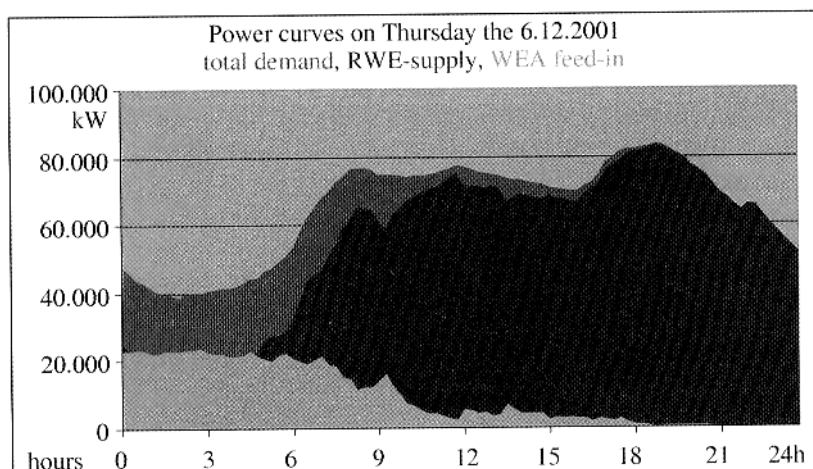


Figure 17 Power curves in the WLK grid on Thursday, December 6, 2002



### *Bilan économique*

La subvention annuelle à l'éolien en Allemagne représente d'ores et déjà 1,3 G€, du même ordre de grandeur que la subvention au charbon, mais pour une électricité produite (4 %) bien moindre. Pour une contribution de l'éolien de 10 %, la subvention atteindrait 3,5 G€, montant qui pourrait être ramené à 2,3 G€ si les nouvelles dispositions de rachat dégressives dans le temps sont intégralement mises en œuvre. Selon l'auteur, les discussions sur les subventions au charbon ont clairement montré que de telles subventions n'étaient pas économiquement supportables par l'Allemagne.

En ce qui concerne E.ON, ce sont 850 G€ que la société devra payer chaque année à partir de 2016 en achat d'électricité pour compenser les défaillances du vent, auxquels il faudra ajouter 550 M€ de réseau de distribution et 1000 km de réseau de transport.

RWE doit d'ores et déjà prévoir une capacité supplémentaire de 400 MW pour faire face aux défaillances de l'éolien.

### *Quelques accidents spectaculaires*

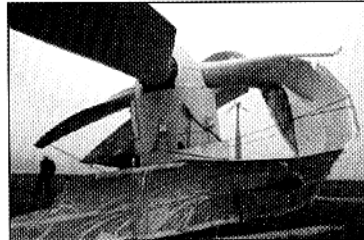
Dans une dernière partie, H. Alt évoque les incidents ayant affecté quelques machines allemandes entre 2000 et 2003. Il indique que les indemnités par les assurances ont atteint

45 M€ pour seulement 30 M€ de primes versées, mais sans indiquer sur quelle durée (il indique seulement que l'incidence est de 0,3 c€/kWh).

**Figure 30** Damage to wind converter



**February 10, 2000: Tower Collapse**  
Enercon E 32, 300 kW, Year of construction: 1992  
Location: Asel in the district of Wittmund / Lower Saxony



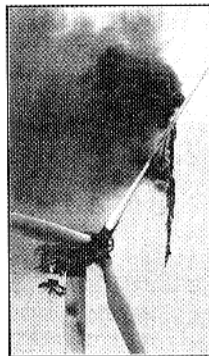
**January 28, 2002**  
Crash of nacelle in Husum,



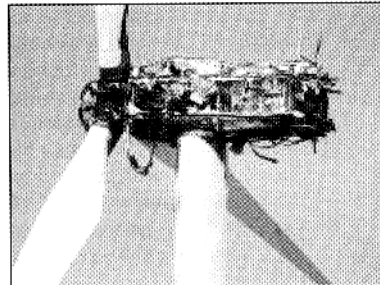
**April 6, 2003**  
Crash of nacelle  
in Siebenlehn



**April 20, 2002: Fire VESTAS**  
1.5 MW  
Total height: 108 m  
Year of construction: 2000  
Location: Bad Wünnenberg-  
Haaren near Paderborn



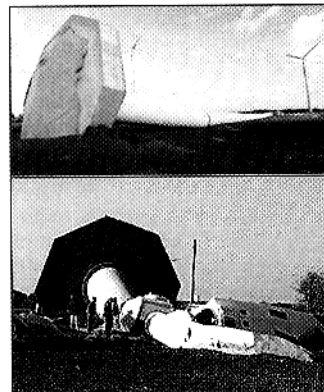
Rotor blade struck  
by lightning  
Location: Brockstedt  
Steinburg district  
Material damage: € 1.5 m



**August 4, 2002: Fire**  
VESTAS V80, 2 MW  
Year of construction: 2002  
Location: Katzenberg near Meißen



**Sept. 9, 2002: Rotor severed** NEG-Micon M 1500,  
year of construction: 1996 'Hoher Vogelsberg'  
wind farm, Location: Ellrichstein, Hildesheim



Storm damage in Ellenstedt, Vechta district,  
on October 27, 2002, Capacity: 600 kW,  
Hub height: 70 m, Rotor diameter: 41 m  
Year of construction: 1997  
Damage amount: € 750,000

### Conclusions

Le retour d'expérience de l'éolien allemand, tel que rapporté par H. Alt, s'avère décevant :

- Peu d'électricité produite (20 TWh soit 4 %) due à la faiblesse du vent pour les installations à l'intérieur des terres
- Coût élevé pour la collectivité
- Nécessité de dimensionner le parc de production thermique pour faire face aux jours sans vent, notamment en hiver
- Difficultés pour faire face aux variations rapides de charge (en période creuse, le dispatching peut d'ores et déjà devoir faire face à des variations de charge de 10 % par minute)

Il apparaît clairement au vu des exemples donnés que l'électricité éolienne n'est pas une électricité décentralisée, car elle a besoin d'être secourue par un réseau HT puissant et, dans certaines conditions, de déverser son trop plein de production dans un réseau HT.

L'auteur se montre très réservé vis-à-vis des projets de développement massif de l'éolien en mer, malgré l'intérêt d'y bénéficier de conditions de vent beaucoup plus favorables, pour les raisons suivantes

- Coût très élevé des machines installées en mer et du raccordement au réseau électrique
- Éloignement des lieux de consommation (distance moyenne de l'ordre de 1000 km)
- Risque de perte simultanée de milliers de MW en cas de tempête en Mer du Nord nécessitant la mise à l'arrêt de l'ensemble du parc

Analyse faite par P. Bacher  
Le 30 mai 2005