
CUEPE - Cycle de formation 01-02 - 15/11/2001

**Le développement de l'énergie éolienne :
origines, bilan et perspectives**

Bernard CHABOT

Expert Senior

ADEME

500 route des lucioles - 06560 Valbonne - France

E-mail: bernard.chabot@ademe.fr

Contenu

- ❑ **Un bref historique**
- ❑ **Les développements récents en Europe**
- ❑ **Perspectives mondiales à moyen et à long long terme**
- ❑ **L'apport de l'analyse économique**
 - ⇒ L'évolution du coût du kWh éolien
 - ⇒ La méthode TEC (taux d'enrichissement en capital)
 - ⇒ Le "paradoxe des ressources énergétiques gratuites"
 - ⇒ La détermination de « tarifs efficaces » par le TEC
- ❑ **Les nouvelles perspectives en France**
- ❑ **La Suisse : des possibilités et des opportunités**
- ❑ **Conclusions**

Evolution : bref historique

□ Les racines lointaines (1100 - 1960) :

- ⇒ 12eme-18eme s. support révol. productivité agriculture.
- ⇒ 1840/1940 : début machin. & électrif. rurale: Dk, USA...
- ⇒ Mi XXeme: protos centrales, arrêt (pétrole, nucléaire)

□ La renaissance:

⇒ Chocs pétroliers (70's):

- ¶ Méga R&D&Machines et industries de pointe: USA, G, S : échecs
- ¶ Les visionnaires terriens: le "concept Danois": écoles+PME+RISO

⇒ Premiers marchés (80's):

- ¶ Tax-credits + PURPA Californie : US Windpower vs Danois
- ¶ Subventions, détaxation puis tarifs Dk => une technologie populaire

□ Une success story inattendue: les années 90

- ⇒ Passage de 0,3 MW (30m) à 2 MW (80 m)
- ⇒ Relais Dk, Allemagne, Espagne

Evolutions récentes (réseaux interconnectés)

❑ Fonctions:

- ⇒ "classiques" : production d'énergie électrique "décentralisée"
- ⇒ Nouvelles fonctions: services répartis sur réseaux !
 - ¶ Consommation ou fourniture d'énergie réactive
 - ¶ Stabilisation fréquence, tension, réductions des harmoniques

❑ Types:

- ⇒ "Danois": multiplic., générateurs asynchr., incidence var. ou décroché aér.
- ⇒ Attaque directe, chaîne CA/CC/CA, vitesse variable, incidence variable

❑ Performances et critères de choix:

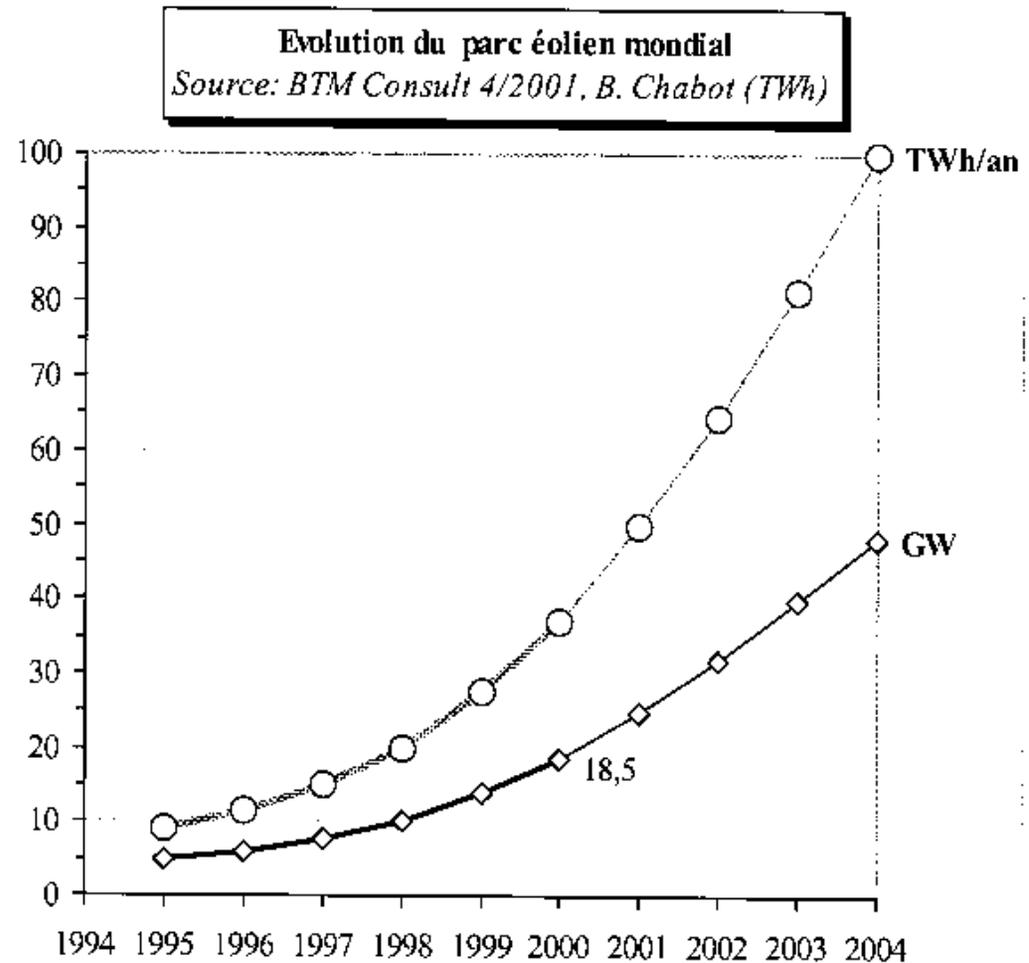
- ⇒ Productivité: $E_{as} = f(V_m)$, $N_h = f(V_m)$ via courbe $P = f(V)$ et Weibull
- ⇒ Adaptation à type de gisement (V_{min} , V_{pnom} , V_{max} , V_{survie})
- ⇒ Fiabilité, disponibilité, maintenabilité
- ⇒ Esthétique, bruit
- ⇒ CGA kWh et TEC plutôt que seulement coût initial !

❑ Offre

- ⇒ Europe leader : VESTAS+GAMESA, ENERCON, NEG MICON, ENRON...
- ⇒ France : Vergnet < 250 kW, JEUMONT INDUSTRIE: 750 kW, études > MW
- ⇒ Concentrations en cours ; France: composants, valeur ajoutée locale TT (?)

Le contexte récent: la success-story éolienne

- ❑ **Croissance moyenne du parc installé supérieure à 22% par an de 1991 à 1999 et de 31 % de 1996 à 2000! (BTM consult)**
- ❑ **Parc 2000: 74 % des 18,5 GW mondiaux en UE15**
- ❑ **Marché 2000: 4,5 GW**
 - ⇒> centrales nucléaires
 - ⇒ +15% (+37 % en 99)
 - ⇒ plus de 30 GF de CA
 - ⇒ 86 % dans UE15
- ❑ **Perspectives CT (BTM):**
 - ⇒ 2001: 24 GW, +6,2 GW
 - ⇒ + 39 GW de 01 à 05



Les 10 pays leaders et la France

□ Evolution parcs 95-1999

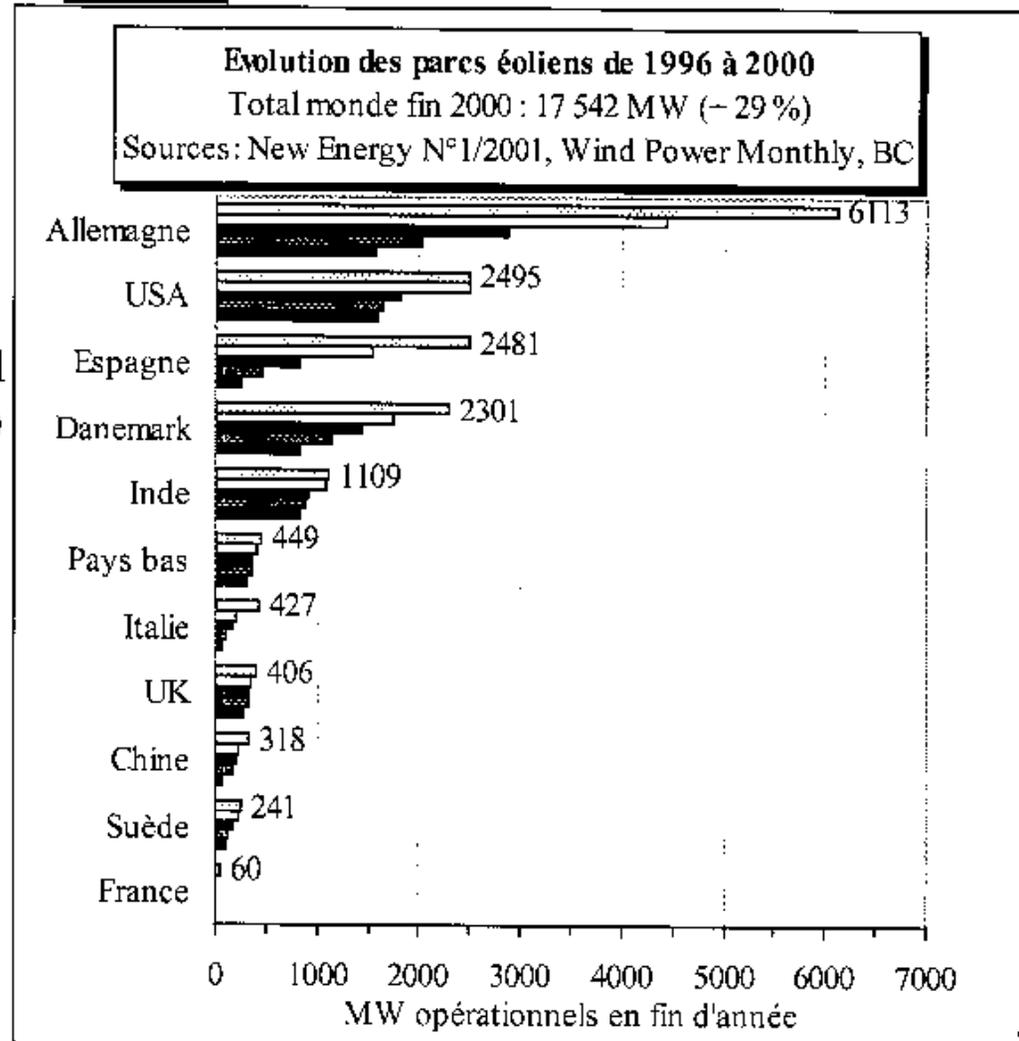
□ G+Dk+Sp versus UK+F+Ir (tarifs fixes versus AO compétitifs):

- ⇒ parc 2000: 11,28 GW vs 0,61
- ⇒ 2000 : + 3 292 MW vs + 150
- ⇒ 99: + 2 559 MW versus + 37
- ⇒ 98: + 1 349 MW versus + 35

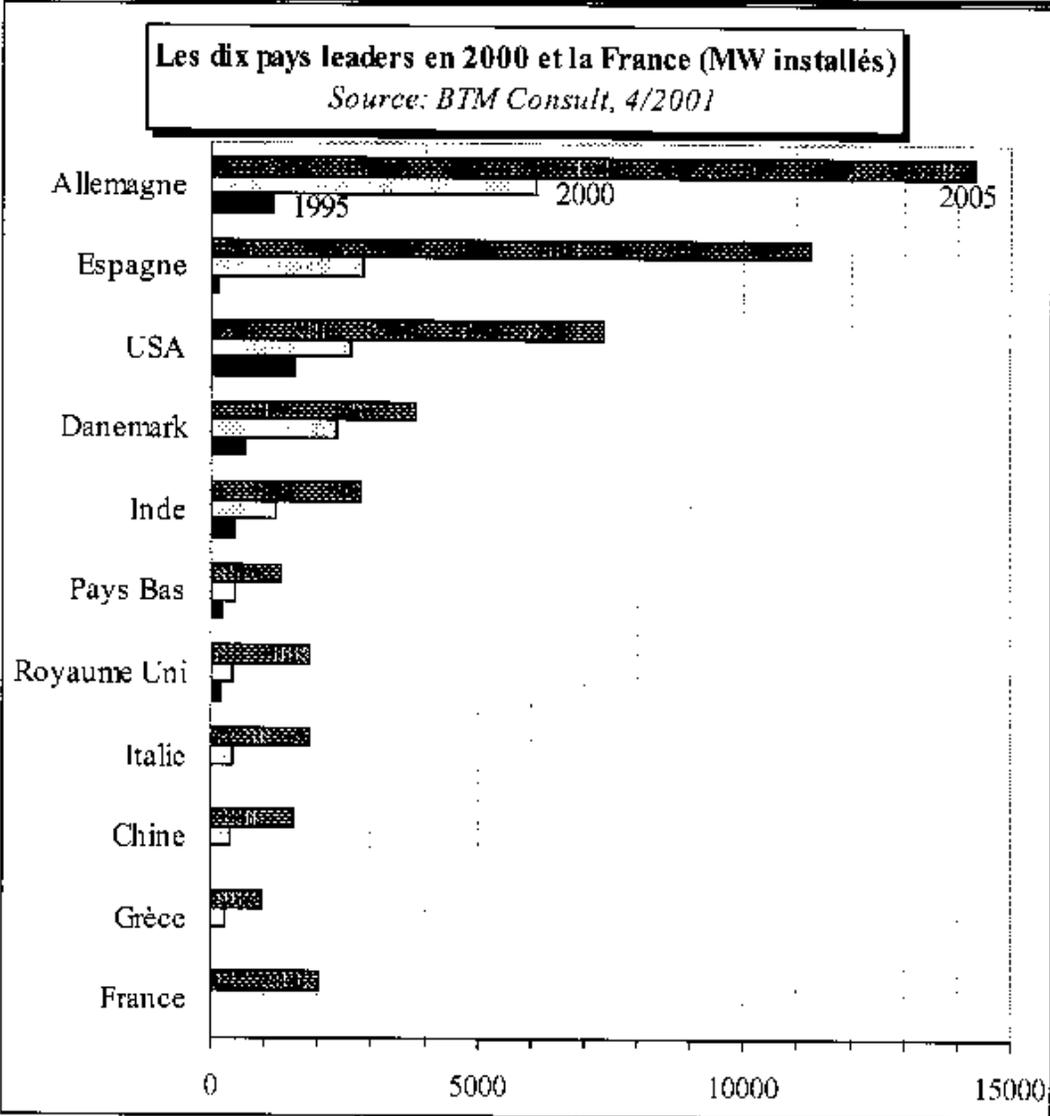
□ Certif. Verts (NL):

- ⇒ 2000: + 40 MW
- ⇒ 99: + 53 MW
- ⇒ 98: + 14 MW

□ USA: PTC (1.7 cUS/kWh)



Les pays leaders et la France : évolution 95, 2000, 2005



Le Danemark (10 % de la France!)

- **Histoire et culture éoliennes fortes**
- **Mix d'esprit Viking et de démocratie énergétique**
 - ⇒ Chocs pétroliers: Pétrole => charbon en cogen + EE+ ER
 - ⇒ Anticipation CO2 (1992): EE + ER en LT:
 - ¶ Taxe CO2 dès 1992 (tarif éol.), réseau = distr. + collecte dès 1991
 - ¶ Passage de 9 % élec ER en 95 à 22 % en 2010 (14% éolien en 2001)
 - ¶ Programmation 50 % électricité par énergie éolienne en 2030
- **Quelques éléments du succès éolien:**
 - ⇒ 2,3 GW installés en fin 2000 ; 80 % coop. & fermiers
 - ⇒ Premières fermes offshore commerciales (Middelgrunden 2000: 40 MW, 3% elec Copenhague) ; AO > 300 MW
 - ⇒ > 50 % marchés aéros (4,9 GW) ==> >3 GEUR en 2000
- **Pb actuel: réussite ou échec du passage des tarifs fixes à un marché de certificats verts ??**

L'Allemagne: le contexte de l' « EEG »

- ❑ Remplace REFIT (91) depuis 1/4/2000
- ❑ « Compatible constitution, directives & DG4 de l'UE »
- ❑ Basée sur juste et saine rentabilité projets réalisés selon règles de l'art
- ❑ Visibilité: tarifs fixes sur 15 à 20 ans pour chaque projet
- ❑ Modulation tarifs fixes par filières et/ou par sites (ex: éolien)
- ❑ Programmation baisse tarifs (ex: éolien -1.5%/an, PV -5%)
- ❑ Contrôle-commande prévu tous les deux ans par Parlement
- ❑ Double fonction réseau: distribution et collecte
- ❑ Projets des Cies < 25% état ou région éligibles
- ❑ Niveaux compensation coûts:
 - ⇒ Distributeur achète au producteur par ER au tarif TV (cf tableau)
 - ⇒ 8 transporteurs achètent aux distributeurs à TV
 - ⇒ Péréquation entre transporteurs ==> % Er(a) et Surcoût(a), coût(a)
 - ⇒ Obligation achat %Era à coût(a) par tous les distributeurs
 - ⇒ Distributeur compense surcoût par:
 - † répartition sur tous abonnés (maxi « 4 bières par an »)
 - † Tarifs ou certificats verts (??)

EEG: les tarifs

Filière	Cas d'application considéré	Conditions d'application	Tarif kWh sur 20 ans			Taux réduction nouveaux projets
			DM	cEuro	FRF	
Eolien	Meilleurs sites (>7 m/s)	Equiv. sur 20 ans (1)	0.135	6.9	0.45	- 1.5 % par an à partir de 2002
	Site référence (5.5m/s)	Equiv. sur 20 ans (1)	0.167	8.5	0.56	
	Site < site référence	Equiv. sur 20 ans (1)	0.174	8.9	0.58	
	Projets offshore < 2006	9 premières années	0.178	9.1	0.60	
Photovoltaïque	< 5 MWc ou 0,1 MWc (2)	Limite parc 350 MWc	0.99	50.6	3.32	- 5 %/an > 2002
Biomasse (définition détaillée par décret Min. Envt.)	< 500 kWe		0.2	10.2	0.67	- 1 %/an > 2002
	0.5 à 5 MWe		0.18	9.2	0.60	
	5 à 20 MWe	Liste Minist. Envt.	0.17	8.7	0.57	
Hydro, biogaz, gaz de mines	< 500 kWe		0.15	7.7	0.50	Pas de réduction
	0.5 à 5 MWe		0.13	6.6	0.44	
Géothermie	< 20 MWe	(quand la technologie sera disponible)	0.175	8.9	0.59	?
	> 20 MWe		0.14	7.2	0.47	

Note (1): selon calculs de l'association allemande de l'énergie éolienne (cf ref. [2])

Note (2): 5 MWc pour les systèmes PV intégrés aux bâtiments (toits et façades) et 0,1 MWc pour les centrales solaires.

Historique et prospective en Allemagne

❑ Handicaps:

⇒ Faible gisement, retard / Dk

❑ Continuité dès 1988:

⇒ Progr. pilote 250 MW (88)

⇒ Tarifs 89-99 = 80% tarif BT

⇒ Loi ER (EEG) 2000+

❑ Succès au rendez vous:

⇒ 8 GW fin 2001 (N°1, > 2%)

⇒ Industrie créée en 10 ans

⇒ Succès populaire

¶ Agriculteurs

¶ Eco-citoyens & investiss.

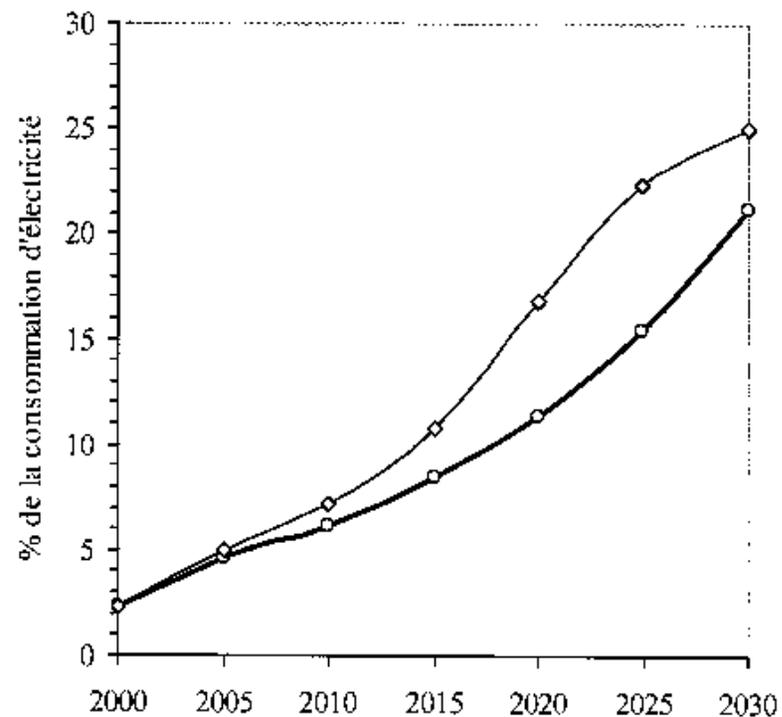
¶ 35000 Emplois, exports

❑ Vers 20 à 25 % en 2030 ?

⇒ Offshore : planification

⇒ Leadership > 4 MW ??

Scénarios de contribution de l'énergie éolienne
en Allemagne - Source DEWI, 2001



Prospective LT

□ Parc 2010 (éval BTM 1999)

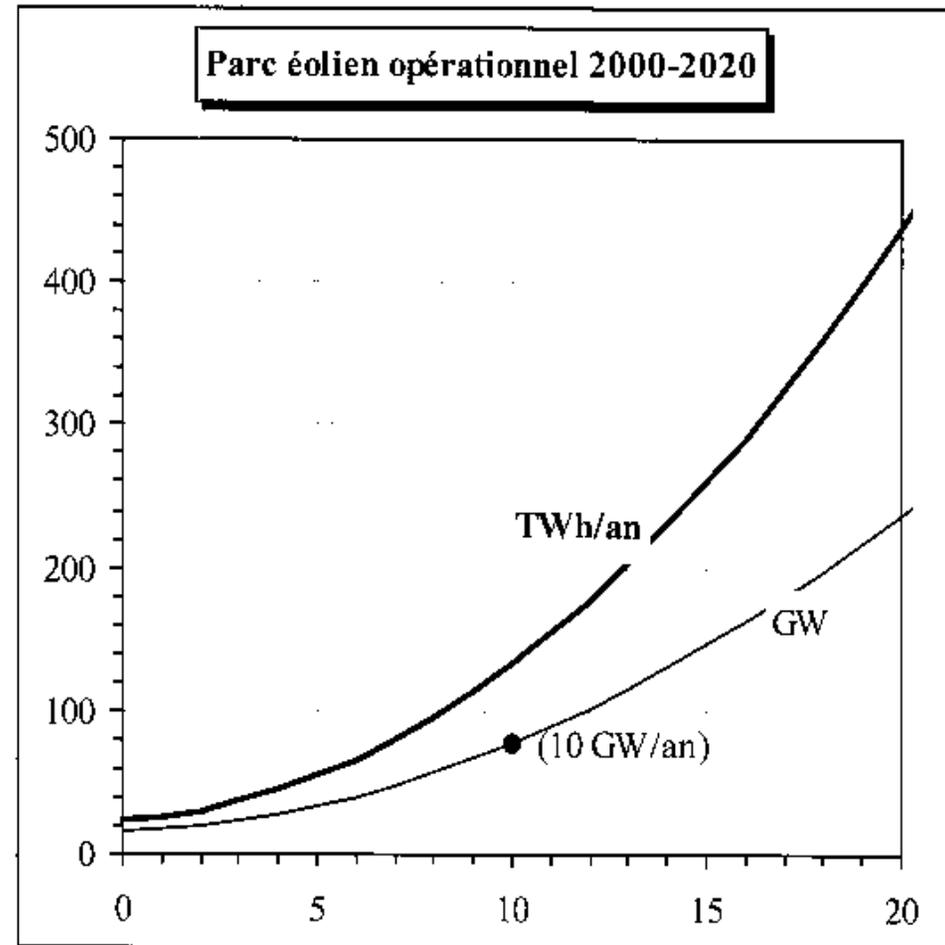
- ⇒ UE15: 40 GW en 2010
- ⇒ Monde: 64 GW, > 120 TWh/an

□ Parc 2020 (éval. BC 1999)

- ⇒ > 200 GW
- ⇒ > 400 TWh/an (140 GF/an)
- ⇒ Cumul investissements 2000-2020: 1300 GF
- ⇒ Marché 2020: 20 GW/an (110 GF/an d'activités)

□ Evaluation 2001 (BTM C.):

- ⇒ 2005:
 - ↑ 58 GW (Prod. > 100 TWh)
 - ↑ + 10 GW/an (> 9 GEUR)
- ⇒ 2010:
 - ↑ 140 GW (60 UE 15)
 - ↑ + 25 GW/an (> 19 GEUR)



Scénario TLT par analogie éolien / hydro

□ Hydro:

- ⇒ de 2500 à 7500 TWh/an
- ⇒ Cumul: 542 PWh (10^{15} Wh)

□ Eolien S1:

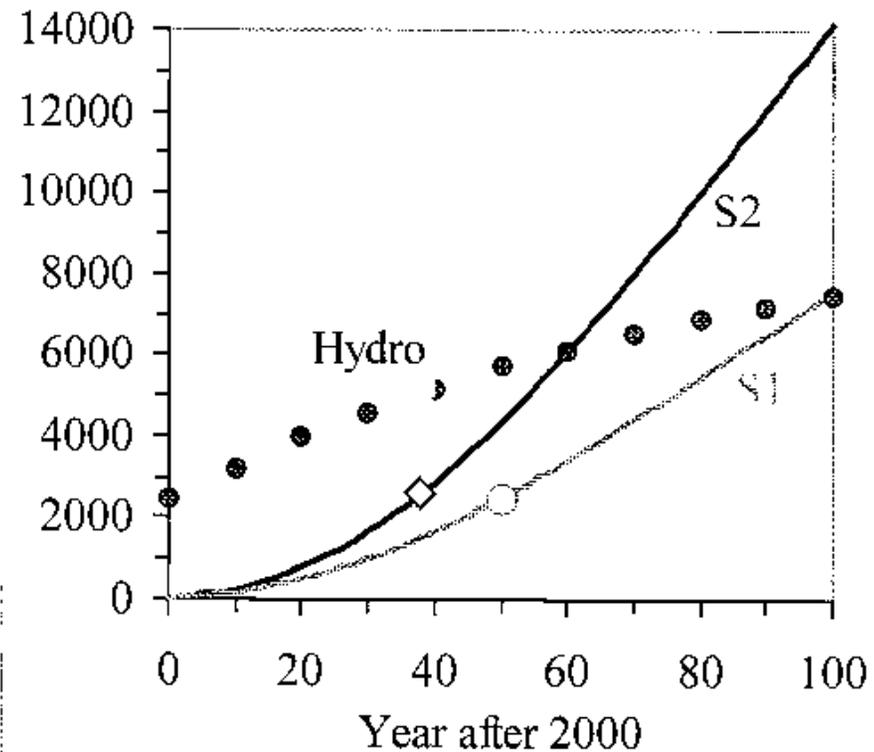
- ⇒ 2 500 TWh/an en 2050
- ⇒ 7 500 TWh/an en 2100
- ⇒ Cumul: 296 PWh

□ Eolien S2:

- ⇒ 2 500 TWh en 2037
- ⇒ >hydro (6000 TWh) en 2060
- ⇒ Cumul: 542 PWh

- Hydro + S1: 144 Gtep (35% éolien), 137 GtC évitées
- Hydro + S2: 186 Gtep (50% éolien), 177 GtC évités

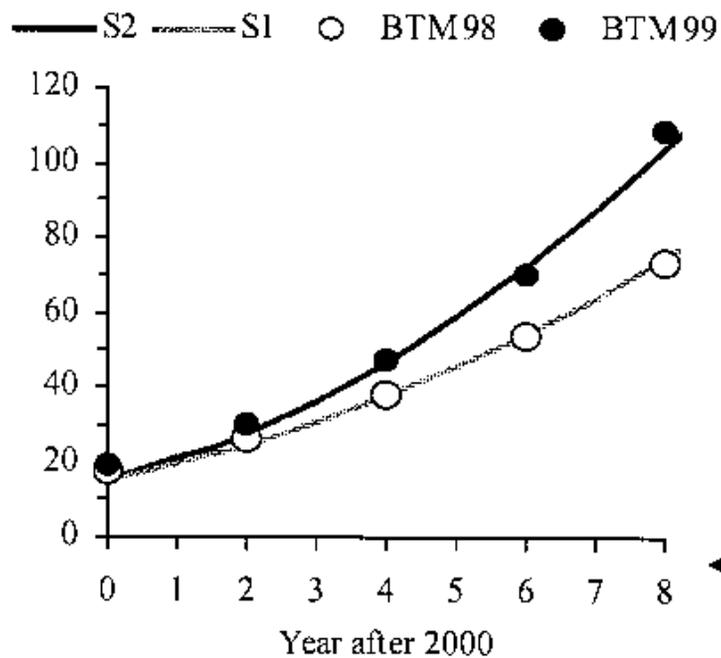
Yearly Energy Output (TWh/year)



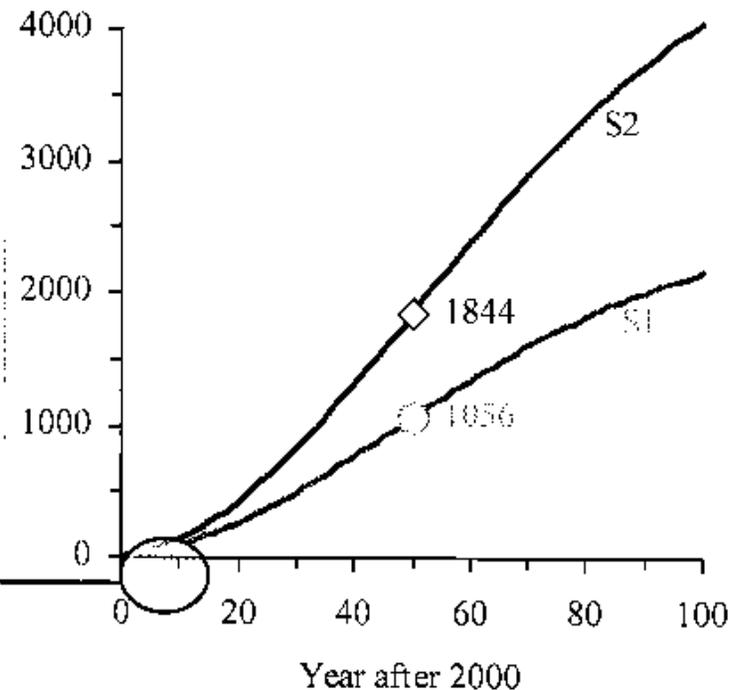
Scénario CT/TLT: Puissances installées (monde)

- CT: Bon accord avec les plus récentes estimations de marché 2000-2008 (BTM Consult: World Market Update 1998 (S1) & 1999 (S2))

World Wind Operating Power (GW)

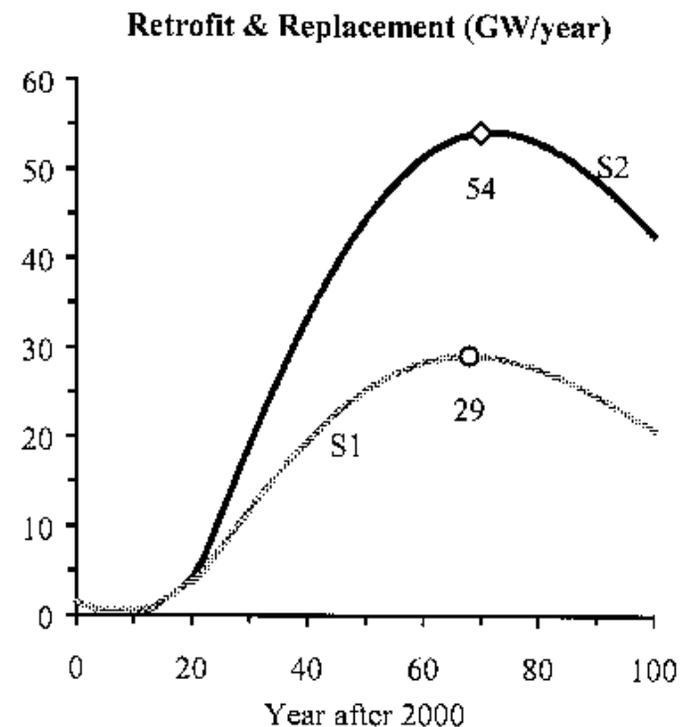
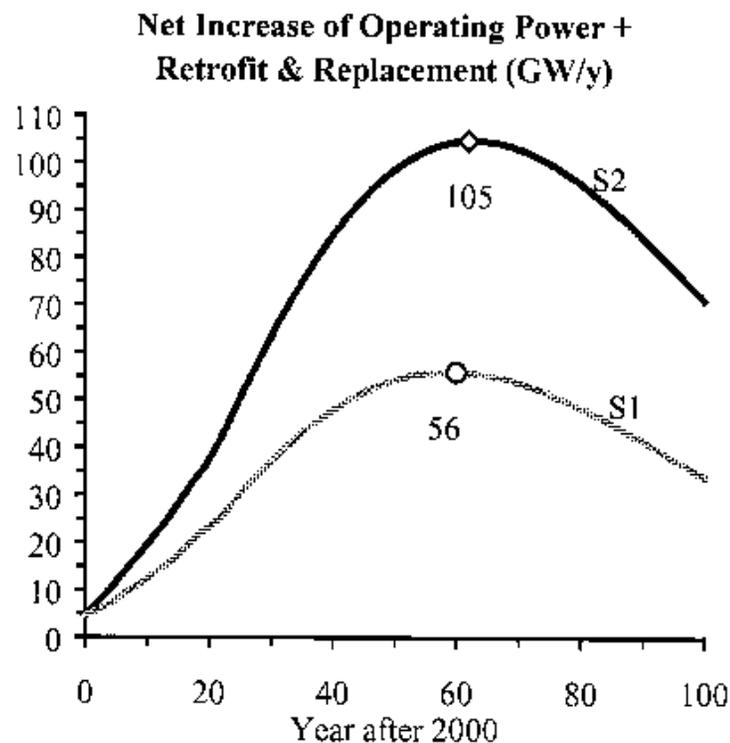


Total Operating Power (GW)



Résultats de prospective TLT: Marchés

- ⇒ Marché net total (nouvelles installations moins retraits plus remplacements et réhabilitations lourdes : maximum vers 2060: S1: 56 GW/an ; S2 : 105 GW/an
- ⇒ Marché réhabilitation et remplacement très important : maximum vers 2070: S1: + 29 GW/an; S2 : 54 GW/an correspondant à l'accr. net 20 ans avant en 2050)



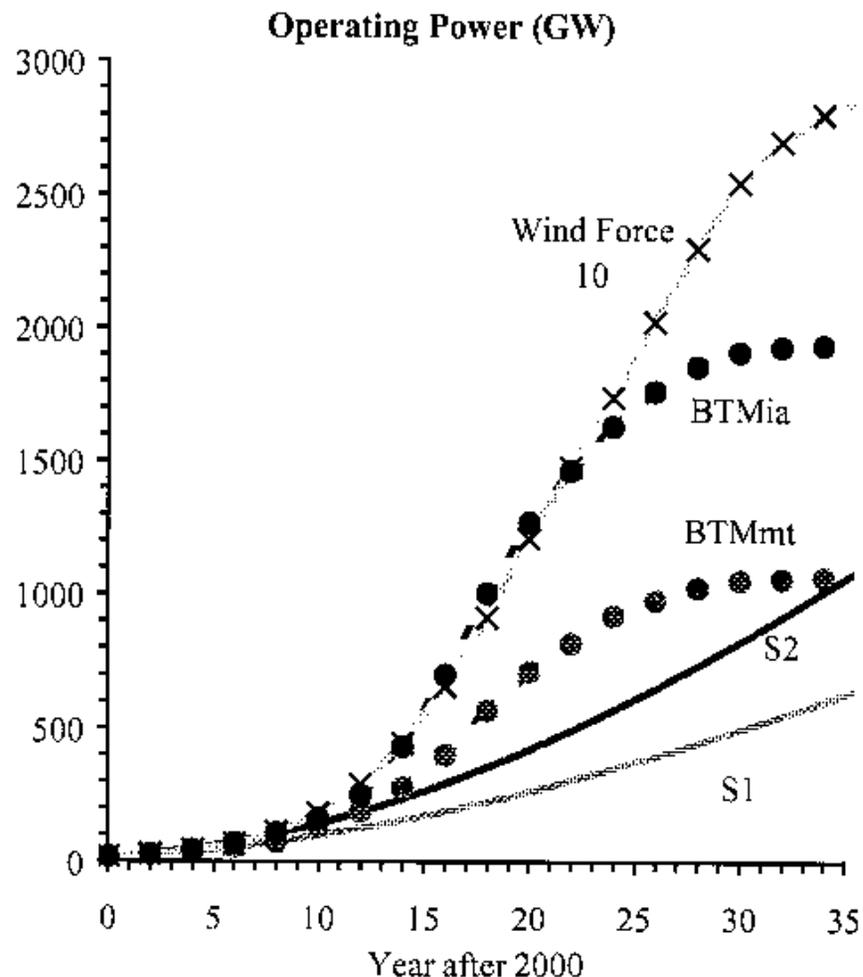
Comparaisons avec les autres scénarios

□ Court terme (2010)

- ⇒ Bon accord : S1 & BTMmt 1999 (BTM Consult : market trend)
- ⇒ Bon accord: S2 & 1999 BTMia (international agreement) & 1999 "Wind Force 10" (EWEA, fed, Greenpeace, basé sur un objectif de 10% d'élec. monde 2020 par énergie éolienne)

□ 2020-2035: S1 & S2 :

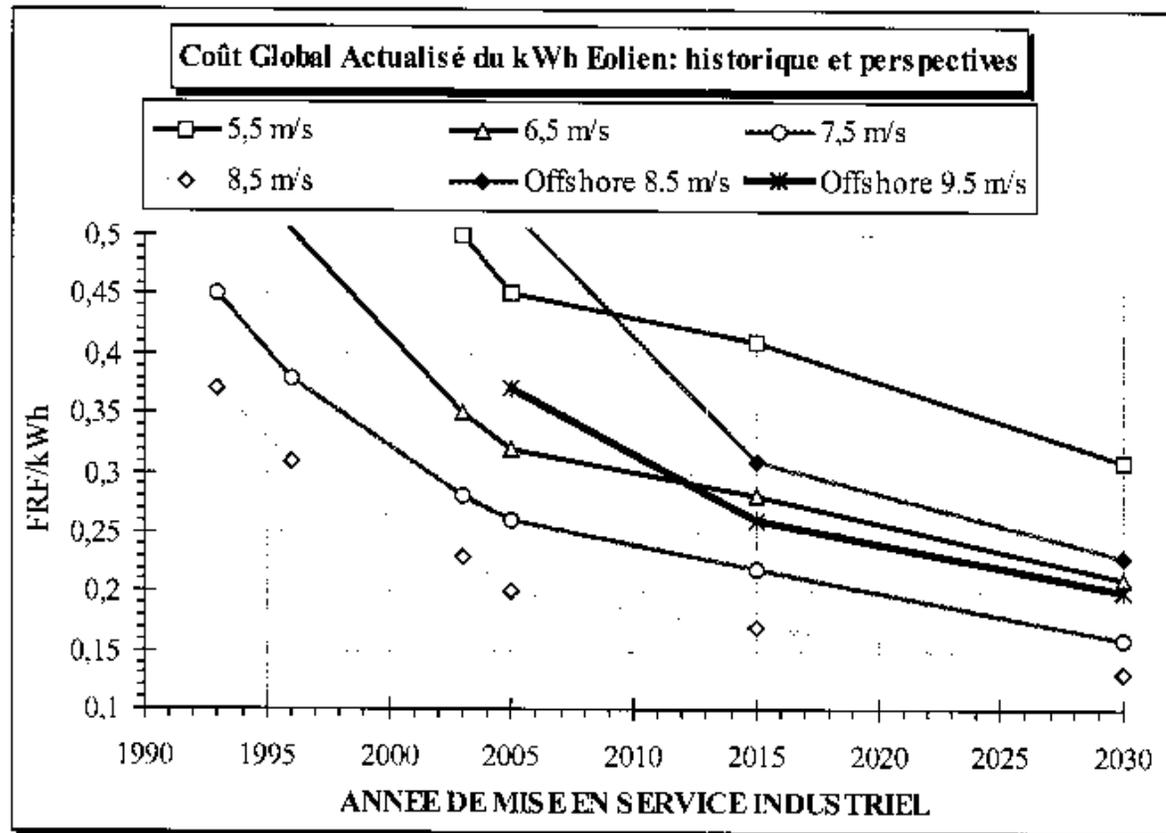
- ⇒ Plus pessimistes (ou plus réalistes ?)
- ⇒ Avantage S1 et S2: pas de "niveau de saturation" après 2030 (usage répartition de Weibull au lieu de Gauss pour dP/an)



Les baisses de coût du kWh éolien

- Source: B. Chabot 1998
- Inclut les baisses de coûts et les améliorations de productivité des machines

Year	Discount rate t. n	Investment cost(FRF/W)		Av. P (1 WT) MW	Diameter (m)	Hub height m
		Onshore	Offshore			
1993	8 %, 15 ans	8,3	(Etudes)	0,5	39	40
1997	8 %, 15 ans	7	(Pilotes)	0,6	39	40
2000	8 %, 15 ans	6,5	Démonstrations	1	44	40
2005	8 %, 15 ans	5,5	15	1,5	56 à 66	50/60
2015	8 %, 20 ans	5	9	2	56 à 70	50/70
2030	8 %, 20 ans	4	7	2 to 3	56 à 84	50/80



Analyse économique: la « Méthode TEC »

□ Le Taux d'Enrichissement en Capital TEC:

- ⇒ Caractérise le bon emploi des capitaux (investissement initial I pour réaliser le projet)
- ⇒ $TEC = \text{Valeur Actuelle Nette (VAN) générée par Franc investi}$
- ⇒ $TEC = (\text{Somme des bénéfices actualisés des } n \text{ années d'exploitation, moins } I) / I$

□ Avantages:

- ⇒ Meilleur critère de rentabilité que TRB, TRI
- ⇒ Donne accès directement à $VAN = TEC.I$
- ⇒ Définit CGA (Coût Global Actualisé) par $TEC = 0$
- ⇒ Projets à Cash flows annuels fixes: $TEC = a.TV - b$, où TV est le tarif de vente du kWh ou du service énergétique ; a et b définis par ratios.
- ⇒ Démontre le "paradoxe des ressources énergétiques gratuites" : la marge sur le prix de revient du kWh ER doit être 2 à 3 fois supérieure à celle sur le kWh "fossile" pour la même rentabilité des projets !

Exemple de graphique universel $TEC = f(TV/I_u)$

□ Valable pour
hydro, éolien,
solaire, géoth.

□ Exemple:
Eolien

□ $F_c = 32\%$ (7,3 m/s),
 $I_u = 7000 \text{ F/kW}$

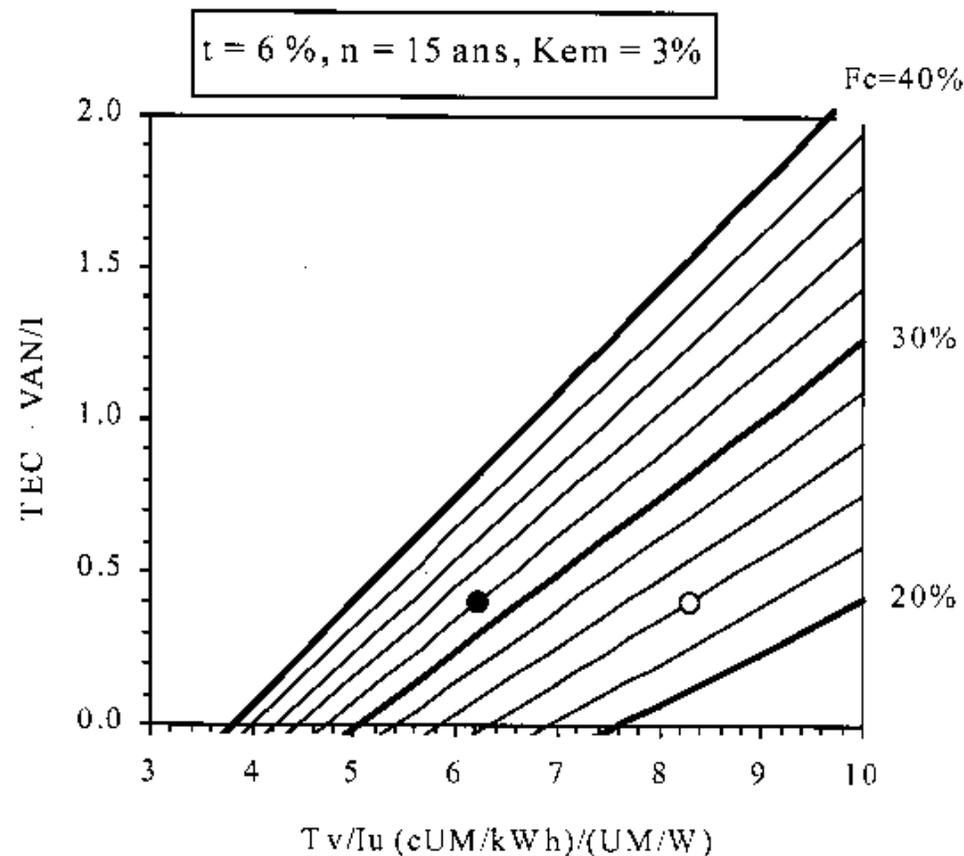
⇒ Si $TEC = 0,4$,
 $TV/I_u = 6,2$

⇒ Donc
 $TV = 6,2 * I_u$
 $TV = 43,4 \text{ cFkW}$

⇒ si $TEC = 0 \Rightarrow$
 $TV/I_u = 4,75$

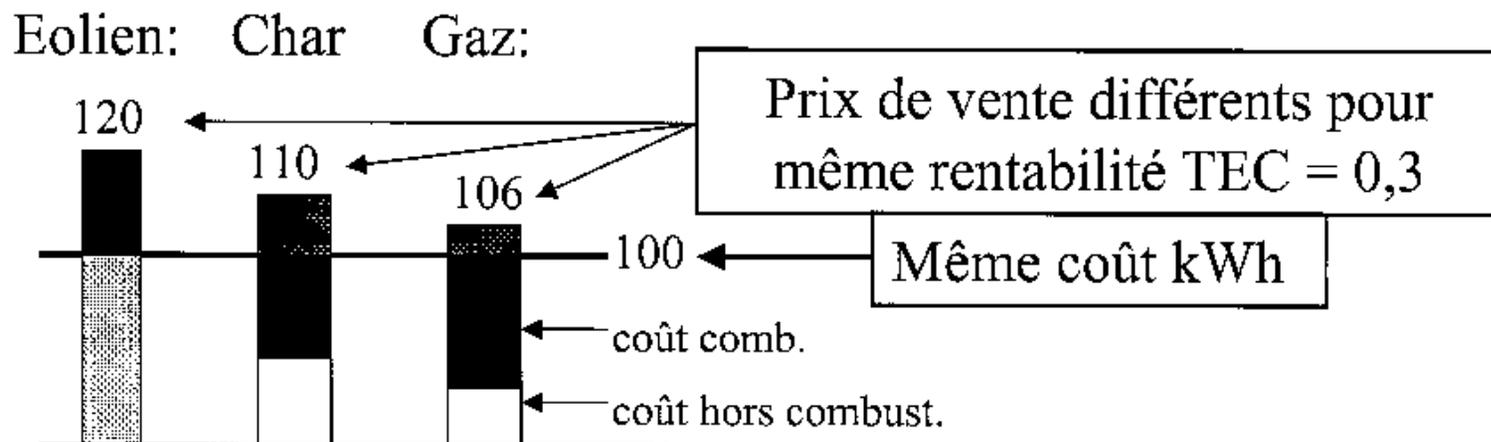
donc $CGA = 33 \text{ cF}$

⇒ $MPR = 30 \%$

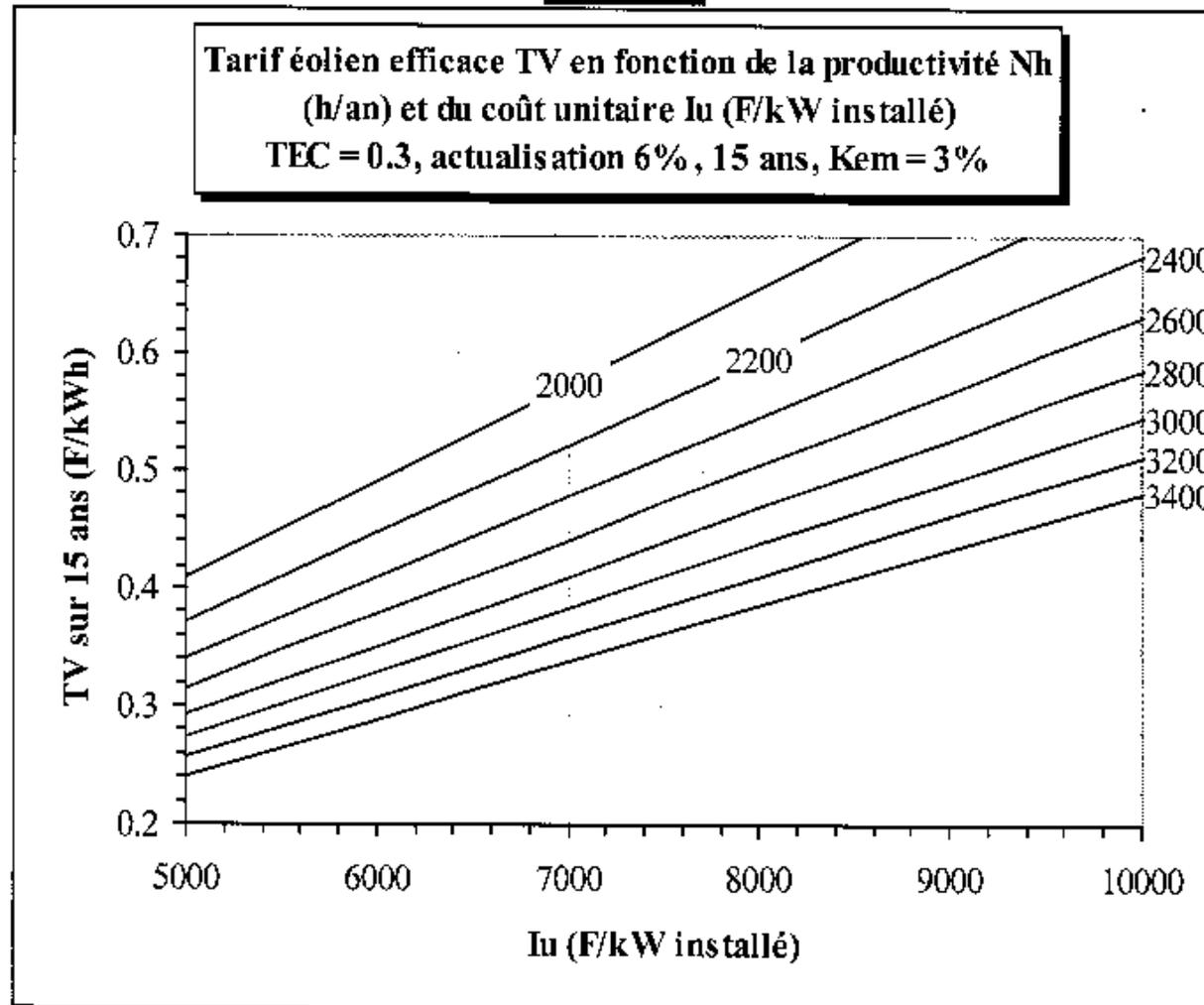


Le « Paradoxe des énergies gratuites »

- Un paradoxe valable pour toutes les centrales à énergies renouvelables sans coûts de combustibles: hydro, éolien, solaire, géothermie:
 - ⇒ $(MPR_{eol} / MPR_{fossiles}) = (CGA / CGA_{hors\ comb.})_{fossile}$
 - ⇒ $MPR_{eol} = 2 \text{ fois } MPR_{charbon} = 3 \text{ fois } MPR_{gaz} !$
 - ⇒ Minimum 10 % MPR centrales charbon \implies TEC = 0,3
- Donc valeur minimum TE $\text{Caussi } 0.3$ pour projets éol. (TRI projet = 10% pour $t = 6 \%$ et $n = 15$ ans)



Exemple de tarifs éoliens efficaces TV



La France

□ **Bonnes bases historiques (< 1970):**

- ⇒ Soufflerie Eiffel, ENAG, AEROWATT, phares et balises...
- ⇒ Protos EDF/Neyrpic/BEST Romani: Cp 80% de limite de Betz

□ **Chocs pétroliers:**

- ⇒ "100 kW Ouessant", AEROWATT
- ⇒ Essais et échecs avec industrie aéronautique et spatiale, CNEEL
- ⇒ Abandon complet après contre choc pétrolier (1988)

□ **Les années 90:**

- ⇒ Premières fermes (Port La Nouvelle 1992, aides UE+ADEME)
- ⇒ Accords ADEME-EDF 1993 : quelques fermes (Dunkerque, Sallèles, DOM). Lobbying pour tarifs et programme ambitieux : échec
- ⇒ EOLE 2005 (EDF): 1997 pour 500 MW en 2005 par AO compétitifs
 - ¶ 365 MW sélectionnés, < 70 MW réalisés en 5 ans.
 - ¶ Tarifs trop bas pour rentabilité & pérennité projets, lancement industrie.
- ⇒ 1999/2000: 3 GW en 2010 dans prospective Plan et programme MIES mais préconisation de certificats verts

□ **2000: prise en compte contexte Européen : ouverture vers tarifs**

La France dans le contexte Européen

□ Directive SERe

7/9/2001:

⇒ 22% de la conso d'élec
UE15 en 2010 doit
provenir de SER (au lieu
de 14 % en 1997)

⇒ Chaque EM peut choisir
sa politique pour atteindre
son objectif national

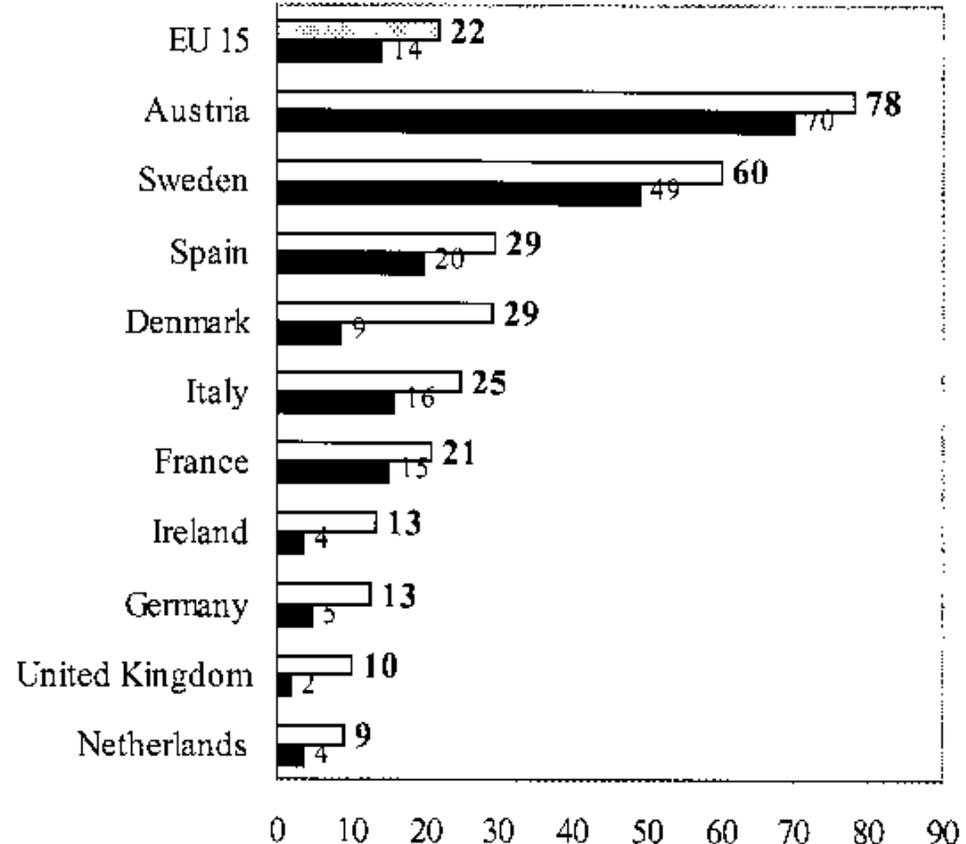
⇒ Dans les 4 ans la CE peut
exiger alignement sur
meilleures politiques
(tarifs ?) si objectif 22 %
non atteignable

□ Objectif 2010 pour l'éolien:

⇒ en 1997: 40 GW, 80
TWh/an (N°2 après
biomasse)

⇒ EWEA 2000: 60 GW
d'éolien en 2010 (dont 5
GW offshore)

Share of Power from RE in 1997 and 2010 (%)



L'application de la directive européenne (France)

- ❑ **France : passage de 15 à 21 % (y compris grande hydro: 66 TWh en 1997)**
 - ⇒ Accroissement minimum de 40 TWh/an de nouvelles ER (hors grande hydro)
 - ⇒ Requier au minimum 11 GW d'éolien en 2010 (versus 0.07 GW en 2000)
 - ⇒ L'éolien devrait représenter 73 % de l'accroissement en énergie des nouvelles ER (81% de l'augmentation en nouvelles puissances installées)
- ❑ **Ces premières évaluations doivent être discutées dans le cadre de la transposition de la directive et de celui de l'évaluation des obstacles (accès au réseau...) et avant que les engagements de la France soient décidés et publiés)**

Additional contribution of RETs in France in 2010			Nh ref h/year at Pref	P reference	
(2001 ADEME estimate)	TWhe/an	%		GW	%
Wind Power	29	73%	2 600	11,2	81%
Biomass	5,9	15%	5 000	1,2	9%
Small Hydro Power	4	10%	4 000	1,0	7%
Geothermal Energy	0,8	2%	7 000	0,1	1%
Photovoltaics	0,3	1%	1 200	0,3	2%
TOTAL new RE contribution	40	100%		13,7	100%
Total with large Hydro	107				
Total 2010 demand incl. DSM	510	21%			

Les nouveaux tarifs éoliens en France (P<12 MW)

□ Deux niveaux successifs :

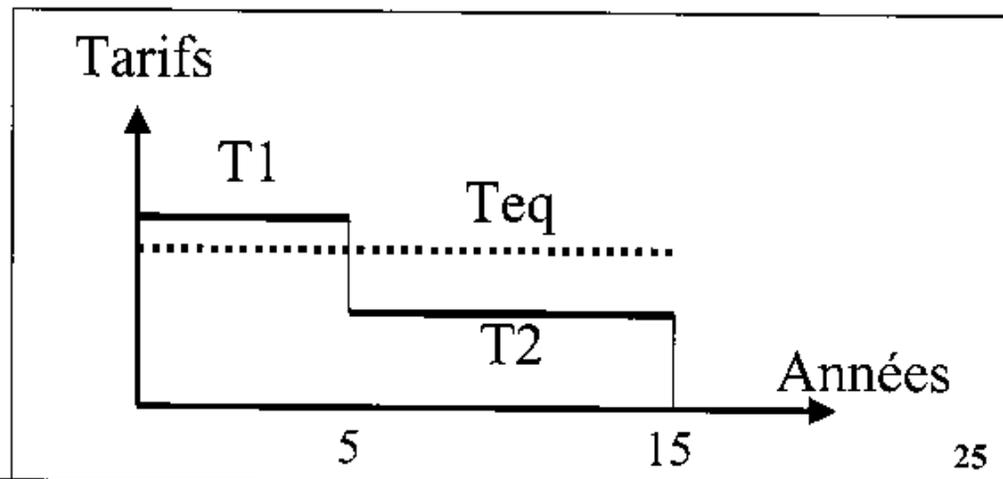
- ⇒ T1 fixe pour tous les projets pour années 1 à 5 (= Allemagne!)
- ⇒ T2 variable par projets pour années 6 à 15 (diff. Allemagne)
- ⇒ T1 + T2 définissent un "tarif équivalent constant" T_{eq}
- ⇒ N_{hmin} : $TEC = TEC_{min} \Rightarrow T_{eqmax} = T2_{max} \Rightarrow T1 = T2_{max}$
- ⇒ Ref. N_{hmax} : $TEC = TEC_{max} > TEC_{min} \Rightarrow T2_{min}$

□ Pour un projet spécifique (P < 12 MW):

- ⇒ N_h calculé sur années 1 à 5
- ⇒ T2: extrap. linéaire
- ⇒ $T_{eq} = f(T1, T2, t)$
- ⇒ $TEC = f(T_{eq}, N_h, I_u)$

□ Valeurs de référence

- ⇒ $I_u = 1067$ EURO/kW
- ⇒ $K_{em} = 4\%$, $t = 6.5\%$



Autres principes et “Détails finaux”

- **Large diff. N_{hmin} - N_{hmax} \implies N_{hint} et 2 droites T2**
- **Indexation des tarifs dans un contrat spécifique:**
 - \Rightarrow Pas parfaite \implies diminution rentabilité si inflation repart
- **Valeur N_h référence: moyenne 3 ans (5 -meilleur-pire)**
- **Valeurs T2 pour années 6-10 & 11-15:**
 - \Rightarrow Moins 25% pour kWh au delà de : $P \times N_{href} \times 5$
- **Décroissance programmée de I_u :**
 - \Rightarrow -3.3 % par an à partir de 2002 (EUROS courants)
 - \Rightarrow Formule pour correction de l'inflation à partir de 2003+
- **Deux cas pour les valeurs de N_h de référence:**
 - \Rightarrow “Favorables” tant que P contrats signés < 1.5 GW
 - \Rightarrow “Moins favorables” après 1,5 GW de contrats signés

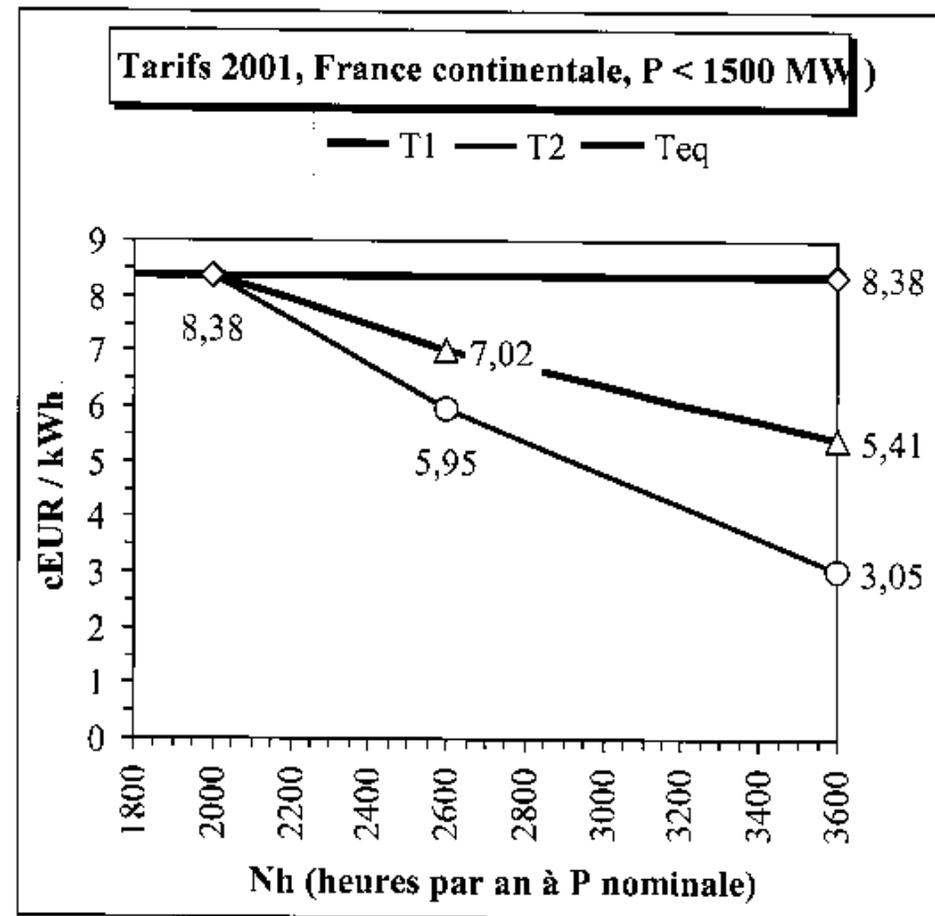
Tarifs: Arrêté du 8 juin 2001, valeurs 2001

Valeurs de référence pour tarifs					
France continentale, projets < 12 MW					
Nh:	P (MW)	P (MW)	cEURO / kWh		
			T1	T2	Teq
Nhmin:	2000	1900	8,38	8,38	8,38
Nhint:	2600	2400	8,38	5,95	7,02
Nhmax:	3600	3300	8,38	3,05	5,41
Corse & DOM. projets < 12 MW					
Nh:	P (MW)	P (MW)	cEURO / kWh		
			T1	T2	Teq
Nhmin:	2050		9,15	9,15	9,15
Nhint:	2400		9,15	7,47	8,21
Nhmax:	3300		9,15	4,57	6,59

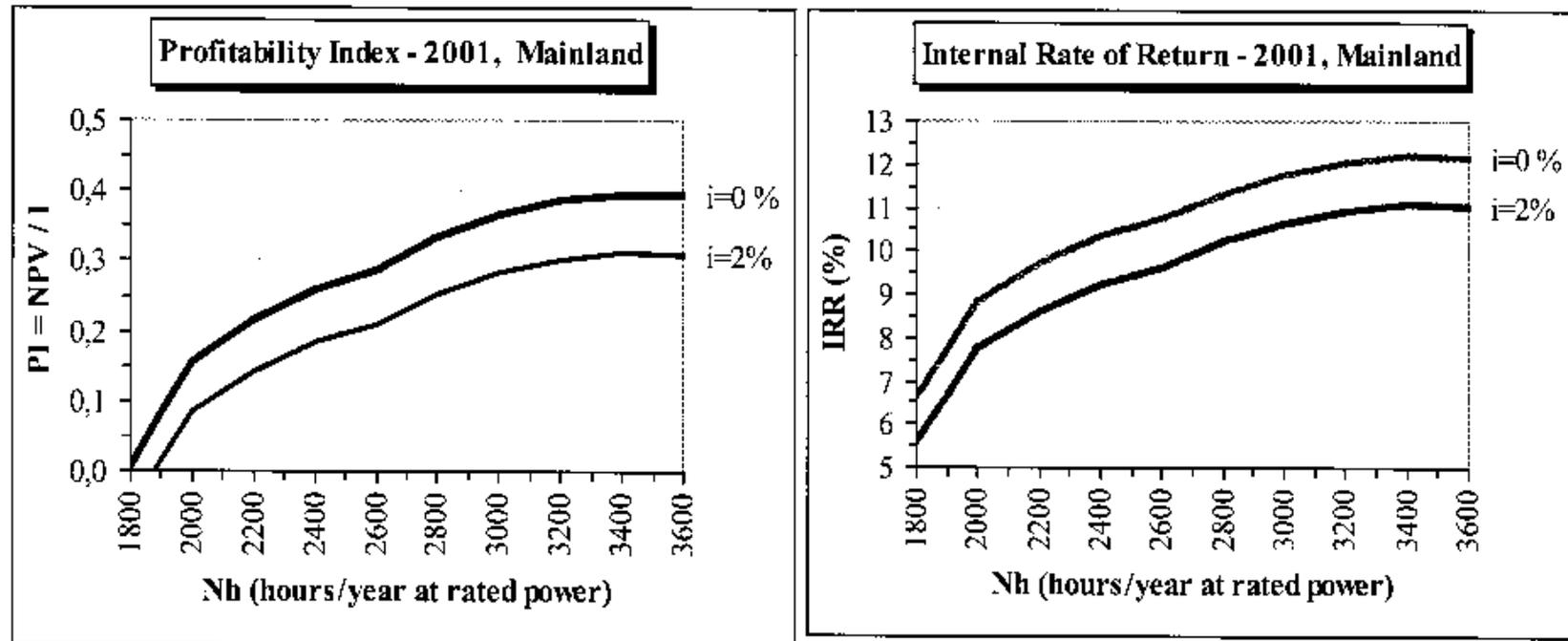
□ Hypothèses pour Teq:

⇒ Taux act. réel: $t = 6.5\%$

⇒ $n = 15$ ans



Résultats: rentabilité 2001, continent, $P < 12$ MW



□ Cas de référence ($P < 12$ MW par projet):

- ⇒ $I_u = 1067$ EUR/kW. Valeur à l'année 16: 15% de l'invest. initial
- ⇒ Coefficient dépenses E&M: $K_{em} = 4\%$ de l'investissement initial
- ⇒ Inflation moyenne 2001 - 2015: $i = 0\%$ ou $i = 2\%$ par an

Adaptation, Contrôle, suivi du système

□ Possibilité d'adapter les valeurs de référence:

⇒ D'après les atlas éoliens et les objectifs en GW:

¶ Nh min, Nh max: qualité minimum et maximum des sites

⇒ D'après le contexte économique et financier :

¶ TECmin et TECmax (accroissement rentabilité avec la productivité)

⇒ exemple en France: Corse et DOM

□ Contrôle: une "fraude" sur Nh années 1-5 est-elle profitable ??

⇒ Accrssmt rentabilité avec Nh: incitation à productivité élevée

⇒ Actualisation==> importance premiers cash flows (CFs)

⇒ Maximum rembsmt emprunts années 1 to 5-7: maximiser CFs 1 à 5

□ Suivi:

⇒ Valeurs réelles Iu, Kem, Nh (versus Vm), rentabilité économique

⇒ Est prévu par l'ADEME (projet "TOTEM") et sera public

Conséquences potentielles des tarifs Français

□ Retombées potentielles:

- ⇒ 5 à 10 GW en 2010 (comparés à 3 GW visés en janvier 2000)
- ⇒ Objectif plus facile à atteindre que par AO compétitifs ou certificats verts (pas exclus pour l'avenir)
- ⇒ Mettre l'accent sur la planification des projets, l'accès au réseau, l'acceptation des projets, la participation des populations locales dans les projets ("éolien agricole", coopératives)

□ P > 12 MW (dont offshore): futurs appels d'offres par la CRE

□ Estimation du surcoût pour objectif 10 GW en 2010:

- ⇒ Reporté sur tous les abonnés (contribution au fonds de péréquation des charges de service public)
- ⇒ Pour 9 GW en 1/1/2010 (total 2001-2025: 325 TWh)
 - ¶ Total < 5 bEUR (tx actualisation: 5%, coûts évités 4,1 cEURO/kWh)
 - ¶ Maximum en 2017: <1cF/kWh (<0.15 cEURO/kWh), <12 EUR/habitant.an
 - ¶ Création d'au minimum 10 000 à 15 000 emplois

La Suisse: des possibilités et des opportunités

- **L'éolien a toute sa place dans un mix d'ER en Suisse**
 - ⇒ 30 fermes Jura, 1 à 3 éoliennes 1,8 MW ⇒ 100 MW
 - ⇒ Plus de 200 GWh/an, équivalent à 100 000 toits PV 2 kW
- **Industrie : ex. ABB: composants, aéros, parcs, offsh.**
- **Secteur bancaire : financement projets (+assurances)**
 - ⇒ + 40 GW = +60 GCHF requis d'ici 2005 (70% en UE15)
 - ⇒ 20 à 30% fonds propres, 70 à 80 % emprunts
- **Synergie Eolien / Hydroélectricité:**
 - ⇒ Pompage-turbinage: besoins MT Allemagne, France, Italie
 - ⇒ Améliore gestion réserves d'eau (Hydroquébec, Norv/Dk)
- **Commerce des « certificats verts éoliens »**
 - ⇒ Besoins nationaux: achat ou « importation » projets \$ CH
 - ⇒ Investissements internationaux pour certifs Carbone évité

Conclusions

❑ **Le succès de l'énergie éolienne fut "inattendu" et sera pérenne:**

⇒ Passé récent: extension cercles vertueux: DK, Allemagne, Espagne

⇒ Futur proche: extension France en cours, directive UE, accords Kyoto...

❑ **L'énergie éolienne va jouer dans la cour des grands:**

⇒ Déjà la deuxième source d'électricité primaire en marché mondial, derrière l'hydro et devant le nucléaire

⇒ 50 à 100 Gtep de charbon et gaz naturel économisés dans le secteur électrique mondial au XXIème siècle

❑ **La France est maintenant prête à jouer un rôle à sa hauteur:**

⇒ Excellent potentiel (> 60 TWh/an à terre, > 100 TWh/an offshore)

⇒ Système tarifaire pouvant attirer les investisseurs (10 GEUR requis)

⇒ L'éolien aura un rôle majeur à jouer pour obtenir les 21% de la directive assignés à la France: 5 à 10 GW voire 13 GW d'éolien en 2010

⇒ Développeurs de projets expérimentés, industrie potentiellement forte

⇒ Mais R&D à remobiliser, garantir accès réseau et acceptation sociale