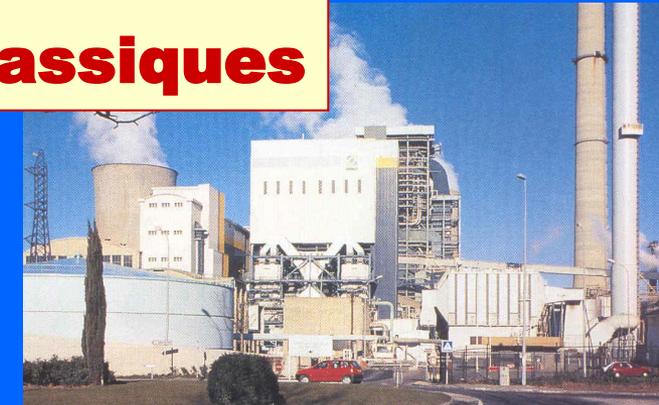


**ENERGIE,
PRODUCTION ELECTRIQUE
ET ENVIRONNEMENT**
2^{ème} partie :
les moyens de production classiques



Jacky Ruste

Ingénieur INSA « Génie Physique »
Dr Ing. Université Nancy 1
Ingénieur Senior EDF R&D



2^{ème} partie : les modes de production électriques classiques disponibles

I – Les énergies renouvelables (EnR) ou « *prétendues renouvelables* »

- L'énergie hydraulique
- Les énergies marines
- L'énergie éolienne
- L'énergie solaire
- La biomasse
- La géothermie

II – Les énergies primaires « épuisables »

- L'énergie « thermique à flamme »
pétrole, charbon, gaz
- L'énergie nucléaire (3^{ème} partie)

I - Les énergies renouvelables (EnR)

«Le plus grand dérèglement de l'esprit, c'est de croire les choses parce qu'on veut qu'elles soient, et non parce qu'on a vu qu'elles sont en effet.»

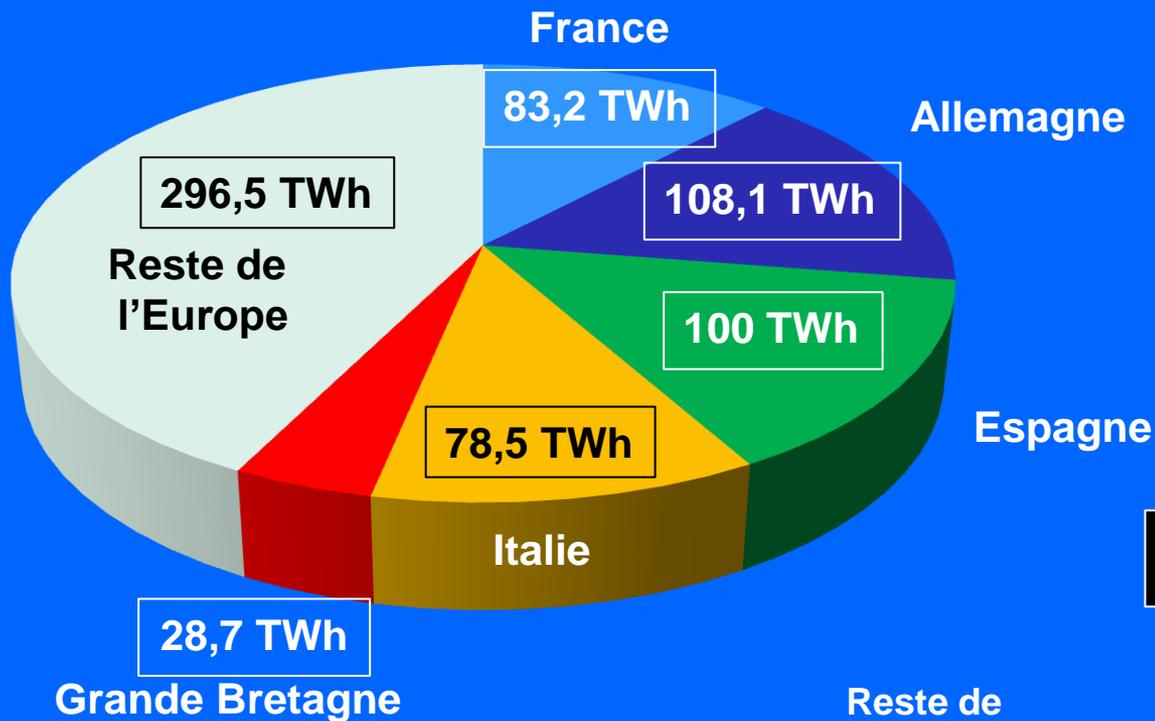
Bossuet, l'évêque de Meaux,

Il faudrait distinguer **les énergies renouvelables « garanties »** telles que l'hydraulique, la géothermie moyenne et haute énergie, la biomasse... qui peuvent fournir directement de l'énergie selon les besoins et qui peuvent être autonomes...

et **les énergies renouvelables « aléatoires »**, telles que l'éolien et le solaire qui en raison de leur intermittence ont une production aléatoire, non maîtrisable et qui nécessitent un apport extérieur d'énergie (généralement d'origine thermique, gaz ou fioul) :

Ainsi 10GW de puissance brute éolienne ne fournira en moyenne annuellement que 2GW d'énergie, les 8 autres GW devant être obtenus par des centrales au gaz naturel !

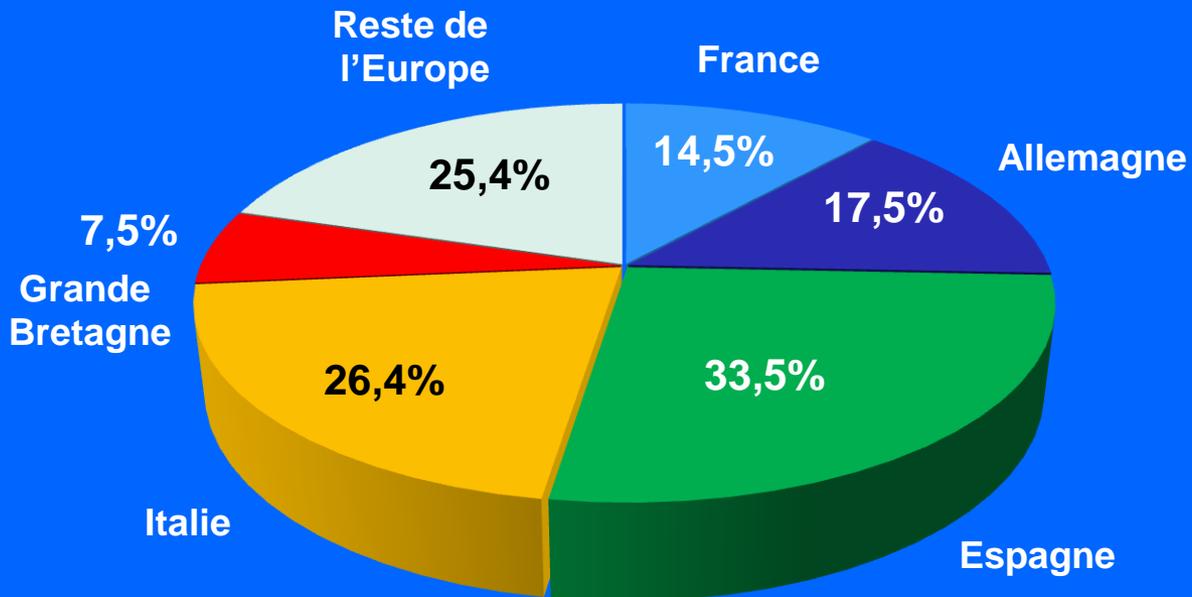
Sans oublier qu'elles font appels à des matériaux rares...



Production électrique d'énergie renouvelable (hydraulique inclus)

Données 2010

Part d'énergie renouvelable dans la production électrique (hydraulique inclus)



**Pour satisfaire la demande européenne concernant
les énergies « renouvelables » :
la France s'est donnée comme objectifs d'ici 2020 : les 3 « 20 »**

- réduire la consommation de 20%
- réduire la production de CO₂ de 20%
- porter à 23% la part des énergies renouvelables
(actuellement ~14% dont 10-11% hydraulique)

a) L'Europe, c'est moins de 10% des émissions mondiales, 20% des émissions européennes ne représentent donc que 2% des émissions mondiales (Chine + USA > 40%)

b) Avec 0,4 Gt_{CO2}/an, la France représente environ 1,5% des émissions mondiales. 20% des émissions totales de CO₂ françaises c'est l'équivalent de quelques jours de production chinoise et américaine... même pas l'accroissement annuel de leur émissions !

c) En France, les émissions de CO₂ liées à l'énergie ne représentent que 4% des émissions totales... Le paradoxe c'est que la « réduction » se fera essentiellement par le développement de l'éolien et du solaire qui en réalité les fera augmenter !

Coût estimé pour l'Union Européenne :

- 1 – Réduction de 20% des émissions de CO₂ : 106 milliards d'euros par an**
- 2 – 20% d'énergie renouvelable : 200 milliards d'euros par an**
- 3 – Réduction de 30% des émissions de CO₂ : 450 milliards d'euros par an**

En France, fortes incitations à développer des énergies renouvelables : Obligation de rachat par EDF à des tarifs avantageux durant 15 ans

- Solaire PV : 218 €/MWh
- Géothermie : 120 €/MWh
- Eolien : 86 €/MWh pendant 10ans, puis tarif dégressif selon la production
- Eolien « off-shore » 160€/MWh ! (jugé « trop faible » par les promoteurs, plutôt voisin de 260 à 270 €/MWh))
- Hydraulique : 54,3 €/MWh (non subventionné...)

Ces tarifs sont contestés et font l'objet d'un recours auprès de Bruxelles

D'autres pays (Espagne) ont renoncé aux tarifs privilégiés, l'Allemagne l'envisage...

Prix moyen de production EDF:
35 €/MWh
prix de vente du MWh nucléaire :
49,5 € (54,2€)

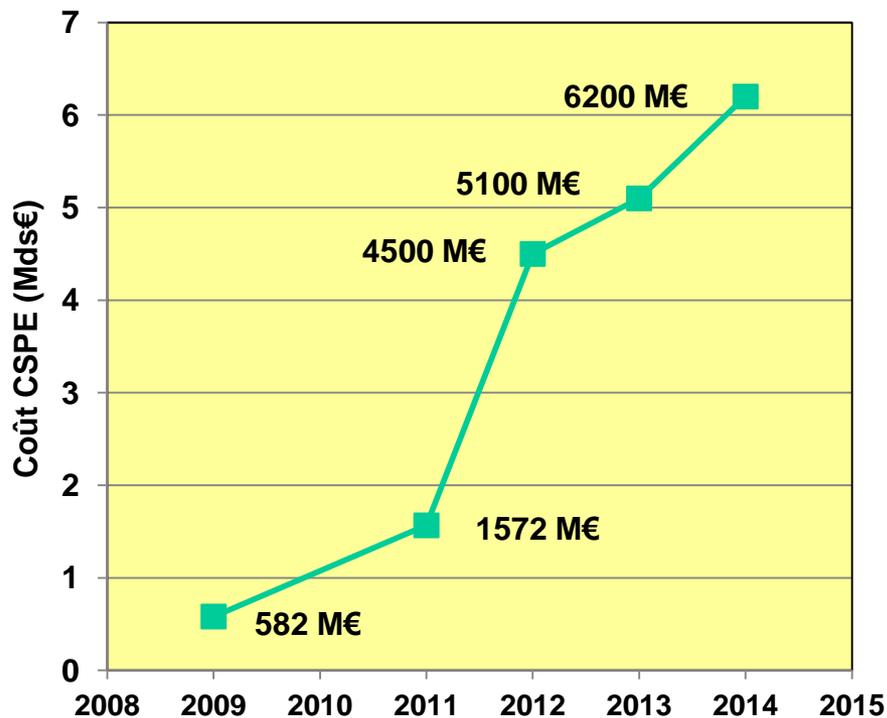
Prix moyen du marché (EPEX Spot)(*)(**):
56 €/MWh

() ne concerne que les énergies conventionnelles
pas les énergies renouvelables !*

*(**) Marché de l'électricité entre la France, la Suisse
l'Allemagne et l'Autriche*

Prix de vente public
France : 125,6 €/MWh
Belgique : 203 €/MWh
Allemagne : 237,5 €/MWh
Entreprises :
France : 74 €/MWh HT
UE (moyenne) : 102,8 €/MWh

Cela a un coût pour la collectivité...



Charges prévisionnelles Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE)

Financement :

- 1 – les énergies renouvelables
(solaire PV et éolien)
- 2 – soutien à la cogénération
- 3 – péréquation tarifaire dans les ZNI
(« zone non interconnectée » : Corse, DOM-TOM)
- 4 - Dispositions sociales (*)

(*) 2014 : revenu fiscal < 2175 €
cela va concerner en 2014 4 millions de foyers
(par an : 200€ gaz, 90€ autres moyens)

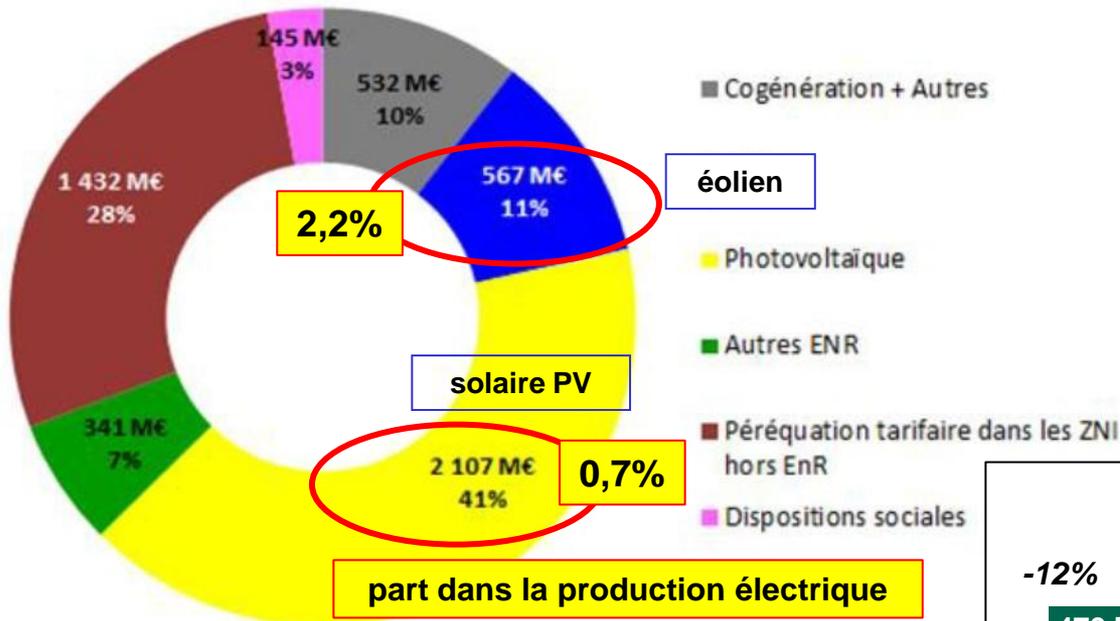
Montant de la CSPE
(facture EDF)

2003-2009 : 4,5 €/MWh
2011 : 7,5 €/MWh
→ 30/06/2012 : 9,0 €/MWh
→ 31/12/2012 : 10,5 €/MWh
au 1/01/2013 : 13,5 €/MWh
ce qu'elle aurait dû être : 18,8 €/MWh....
au 1/01/2014 : 16,50 → 22,50 €/MWh

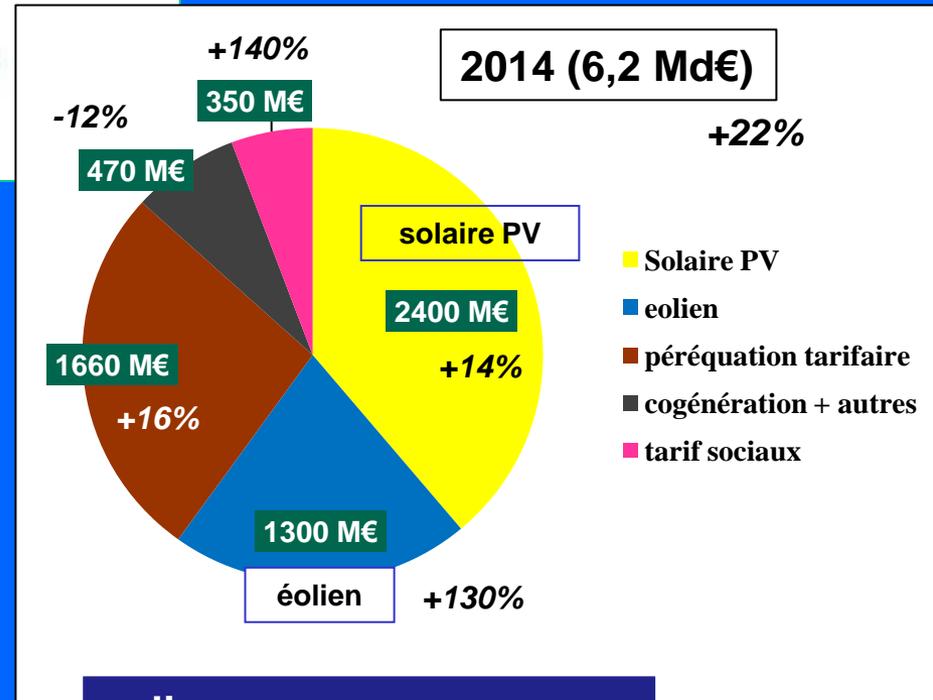
En fonction de la consommation

la consommation moyenne par foyer
est d'environ 9 MWh par an

Charges prévisionnelles au titre de 2013 (5,1 Md€)



Balance commerciale du photovoltaïque : 2010 : -1,5 Mds€



éolien :
on-shore (19GW) : 1 Mds€
off-shore (6 GW) : 2 Mds€

La CSPE ne couvre pas la totalité des charges d'EDF...

Fin 2012 la dette était d'environ 4,3 Mds€ (que l'état devra rembourser)

En 2014 elle atteindra 8,4 Mds€

CSPE : Coût estimé pour 2020 : 11 milliards d'euros

Il est à noter que la justification essentielle du développement des énergies renouvelables concerne la lutte contre « le réchauffement climatique » et la réduction des émissions de « gaz à effet de serre », principalement le gaz carbonique CO₂

Il semble effectivement que depuis le milieu du XIX^{ème} siècle, nous vivons une évolution climatique (réchauffement)



En réalité, ce que montrent REELEMENT les données climatiques (et l'avis d'un nombre croissant de scientifiques, climatologues et même écologistes réputés) c'est que :

1 – La période de réchauffement climatique que connaît la Terre depuis de début du XIX^{ème} siècle n'a rien d'exceptionnelle, elle fait suite à une période de fort refroidissement (XVI – XVIII^{ème} siècle) le « petit âge glaciaire » et qui a fait suite à d'autres périodes chaudes et froides, souvent plus intenses que celle que nous connaissons ! (*il semble que depuis le début du XXI^{ème} siècle nous soyons plutôt entré dans une phase de refroidissement : la banquise croît chaque année...*)

2 – Il n'y a aucune preuve scientifique (bien au contraire) que les activités humaines soient responsables de ce réchauffement,

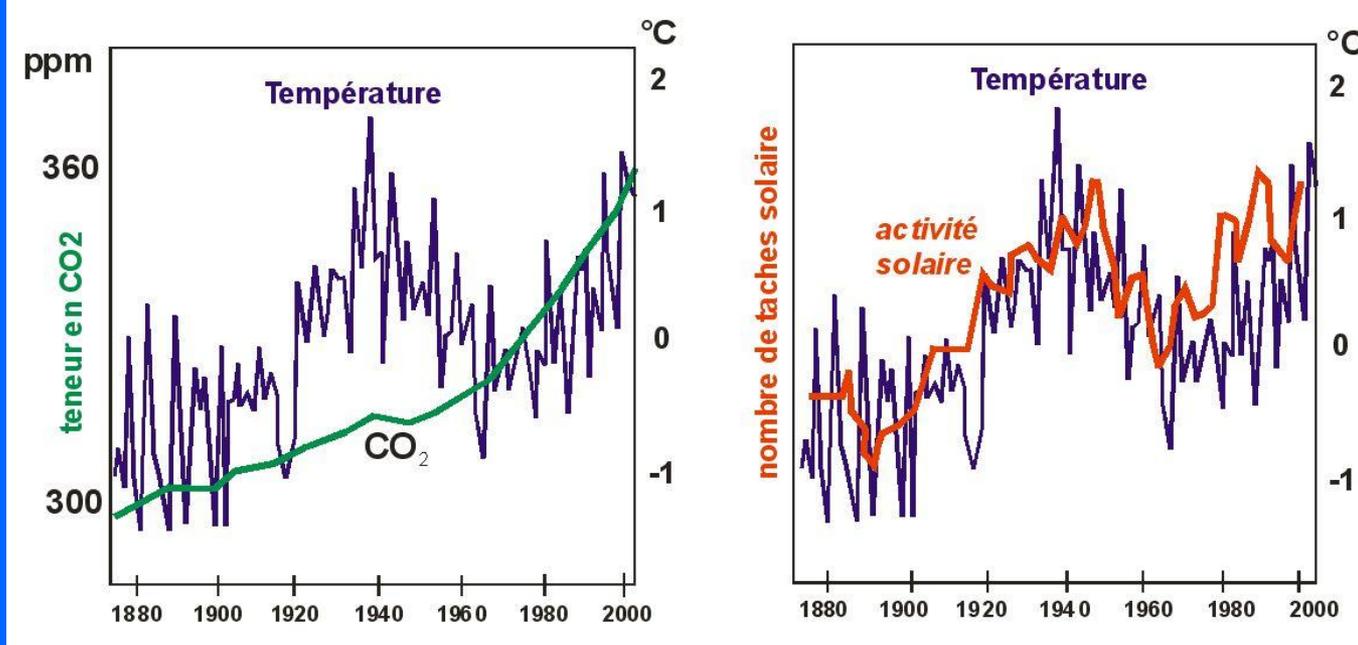
*Il n'y a aucun lien prouvé entre réchauffement global et activités humaines
Yury Izrael, vice président du GIEC (Novosti mai 2005)*

Je ne connais pas un seul météorologue d'Etat qui adhère à la théorie du réchauffement d'origine humaine

James Spann, météorologiste certifié de l'Etat d'Alabama (Février 2007)

3 – Le rôle du CO₂ dans l'effet de serre naturel est très faible, peut être même négligeable... On sait que des teneurs 10 à 15 fois supérieures à celle actuelle n'ont eu aucun effet sur le climat ! (c'est la température qui règle la teneur en CO₂ et non l'inverse!)

! Selon les dernières estimations (confidentielles !) du GIEC le climat stagne depuis une quinzaine d'années et l'élévation de température en 2100 ne serait que de 1°C (1,6°C au maximum en cas de doublement de la teneur en CO₂)



Pour en savoir plus :

<http://micro.icaunais.free.fr/climat.pdf>

Un documentaire diffusé sur la chaîne « Planète » :
« le réchauffement climatique : une escroquerie ? »

<http://www.youtube.com/watch?v=zBLTDscToOo>



Un documentaire diffusé par Arte sur une théorie de l'influence des activités solaires et des rayons cosmique sur le climat (Erik Svensmark) :

<http://www.youtube.com/watch?v=FslJIK6VNmQ&hd=1>

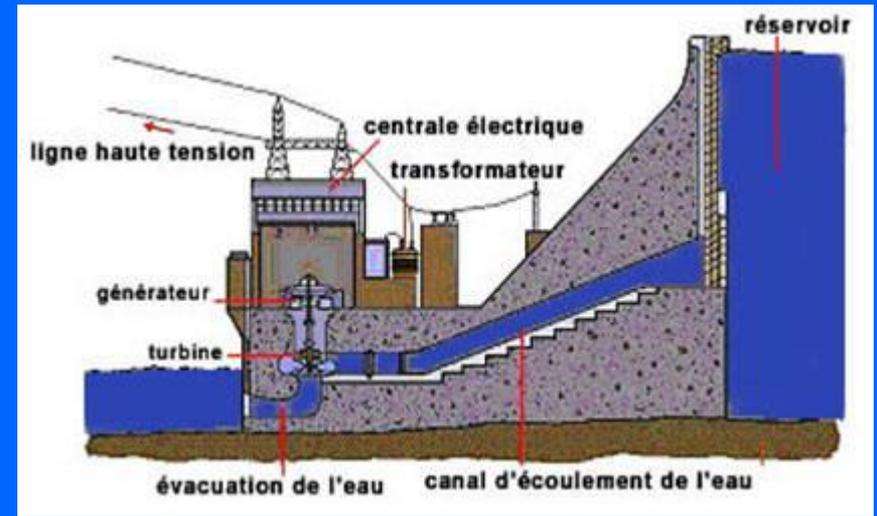
Les moyens de production électrique « renouvelables »

a) l'énergie hydraulique

La source d'énergie renouvelable la plus importante :
5% de l'énergie primaire mondiale,
17% de l'électricité (2600 TWh)...
(10 à 12% de la production française)



barrage voute
(béton armé)



centrale au fil de l'eau

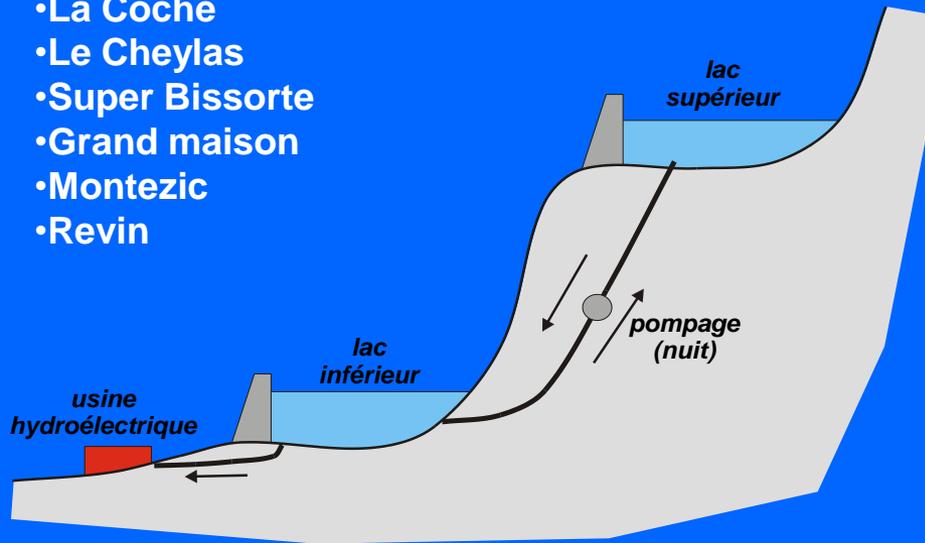
barrage poids
ou à contreforts
(terre...)



L'énergie hydraulique est actuellement la seule solution efficace de stockage de l'énergie par double bassin (STEP station de transfert d'énergie par pompage)

France : 4.173 MW

- La Coche
- Le Cheylas
- Super Bissorte
- Grand maison
- Montezic
- Revin



Grand'Maison (près de Grenoble) : 2x900MWe

**La nuit (forte électricité disponible) pompage vers le réservoir supérieur (stockage)
Restitution le jour en cas de fortes demandes**

rendement maximum : - pompage : 65%
- production : 78% → **51%**

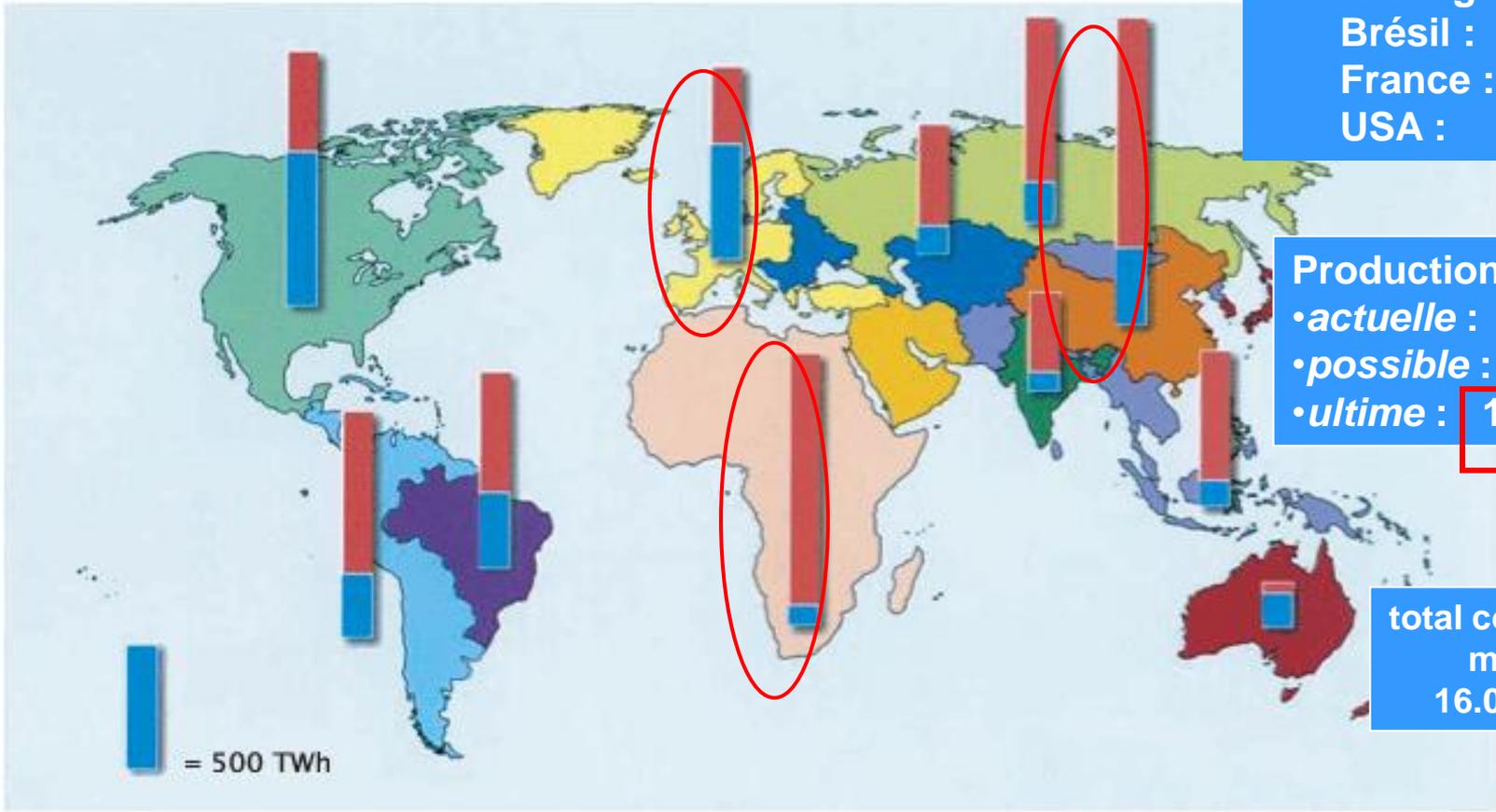
N'est valable que si l'énergie électrique à stocker est bon marché...

POTENTIEL HYDRAULIQUE MONDIAL

16% électricité mondiale
 Norvège : 99%
 Brésil : 80%
 France : 12%
 USA : 6%

Production (annuelle) :
 • *actuelle* : 3.000 TWh
 • *possible* : 9.000 TWh
 • *ultime* : 14.600 TWh

total consommation mondiale :
 16.000 TWh/an



■ PRODUCTION HYDRAULIQUE EN 2004 (TWh) ■ POTENTIEL ECONOMIQUE (TWh/an)

- | | | |
|----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| ■ OCDE AMERIQUE DU NORD | ■ ECONOMIES DE TRANSITION | ■ INDE |
| ■ BRESIL | ■ AFRIQUE | ■ CHINE |
| ■ AUTRE AMERIQUE LATINE | ■ RUSSIE | ■ RESTE ASIE EN DEVELOPPEMENT |
| ■ OCDE EUROPE | ■ MOYEN ORIENT | ■ OCDE PACIFIQUE |

Les grands barrages

retenue > 15 milliards de m³

45 000 grands barrages dans le monde...

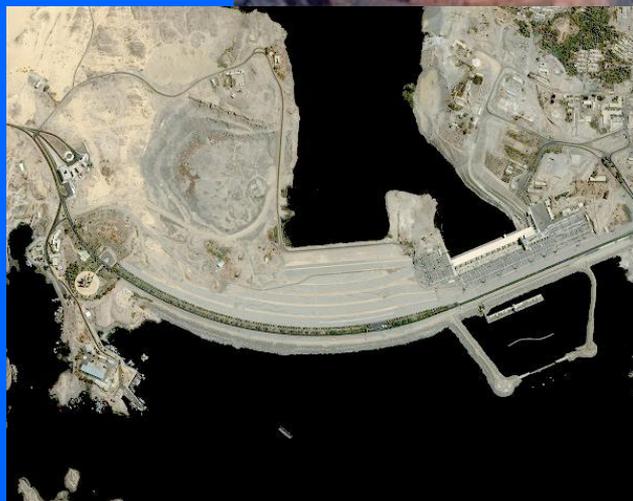
*barrages hydroélectriques (Itaipu, Petit saut...)
ou mixte (retenue d'eau + électricité)(Assouan, 3 Gorges..)*

1600 en construction

Les plus grands barrages actuels :

Itaipu (Parana)	12,6 GW
Guri (Venezuela)	10,2 GW
Grand Coulée (USA)	6,5 GW
Sayano Shushenskaya (Russie)	6,4 GW
Krasnoyarsk (Russie)	6 GW
Xiaowan (Yunnan)(2013)	4,2 GW

*le prochain champion : Trois Gorges (Chine) (17,8 GW)
Projet : au Tibet sur le Brahmapoutre : 38 GW*



barrage d'Assouan

Risques :

- modifications écologiques importantes
- déplacement de personnes
- villes, villages, sites... submergés
- risque de rupture...

- Itaipu sur le Parana

1975-1991



longueur : 8 km

hauteur : 196 m

retenue :

1400 km²

29 milliards de m³

170km de long

Puissance électrique : 18 turbines de 700MW

➔ 12,6 GW

2004 : 2 turbines supplémentaires (14 GW)

production (2003) : 89,151 TWh



*Fournit 95% de la consommation électrique
du Paraguay
et 25% de celle du Brésil*

Petit Saut (Guyane française)

1989-1994



Puissance électrique : 4 turbines de 29 MW (116 MW)
Production : théorique 560 GWh, 2001 : 432 GWh

**Le lac a englouti une vaste forêt tropicale, d'où
émission de CH_4 et de H_2S avec désoxygénation importante.
Pollution du lac par le Hg des chercheurs d'or...**

EDF a consacré 5% du budget à la protection écologique



longueur : 740 m

hauteur : 45 m

largeur :

base : 35 m

crête : 8 m

retenue :

longueur : 50 km

surface : 310 km²

volume : 3,5 milliards de m³



Production totale électrique (2009) : 520 TWh – Production hydraulique : 62 TWh

Serre Ponçons (1961- Durance) :

- longueur 600m, largeur à la base : 650m, hauteur : 123m
- lac de 3000 ha, 1,27 milliard de m³, 19km de long
- production électrique : 720 GWh/an (0,72 TWh/an)

Donzère-Mondragon (1952 – Rhône) :

22,5 m de chute d'eau

puissance électrique : 354 MW

production électrique : 2,14 TWh/an (0,5%)

Génissiat (1948 – Rhône) :

104 m de haut, 67 m de chute

puissance électrique : 6 fois 66MW (420 MW)

production électrique : 1,7 TWh/an

Tigne (1953) :

181m de haut (un des plus hauts d'Europe)

235 millions de m³, 0,9 TWh/an

Grand Maison (STEP 1800MW) : 160m de haut

A titre de comparaison :

Paluel (4x1300MW) : 40 TWh/an, EPR : 12,3 TWh/an

Solaire (2010) : 0,7 TWh

Eolien (2010) : 9,7 TWh



Un projet gigantesque : le barrage des 3 gorges en Chine



Sur le fleuve Yangtse, construction du plus gros barrage au monde (1993-2009) :

- barrage en béton à gravité
- hauteur : 185m
- largeur à la base : environ 150m
- longueur : 2300 m
- 4,1 millions de tonnes de béton
- réservoir :
 - 175 m de profondeur
 - 640 km de long
 - 1084 km²
 - 39,3 milliards de m³

production électrique :

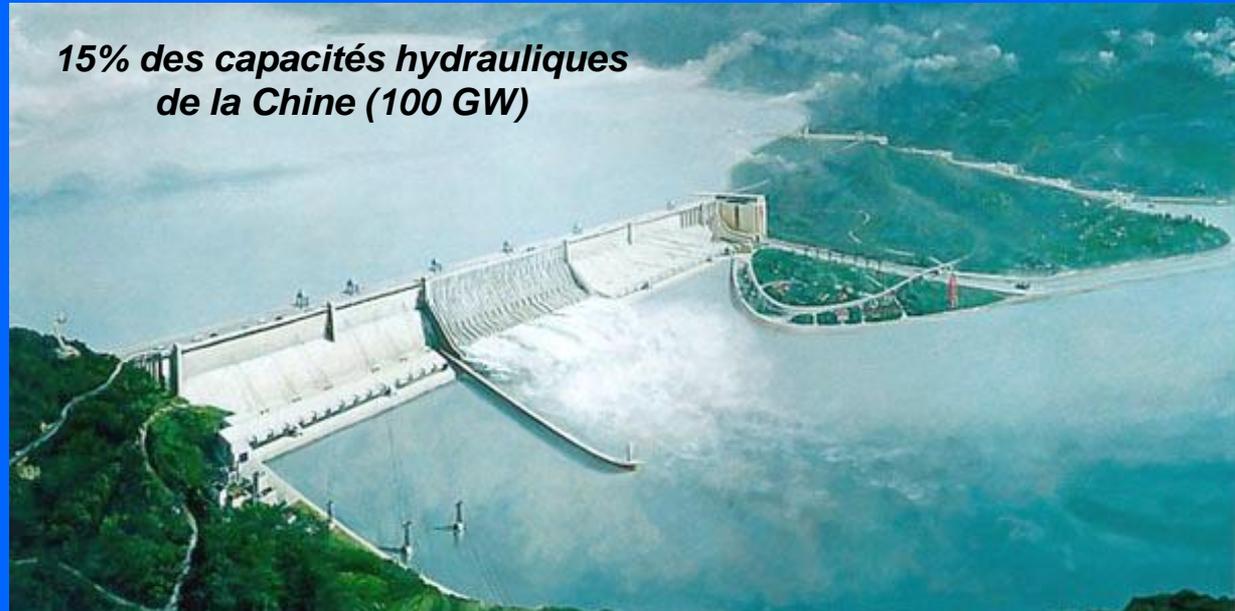
- 26 turbines de 700 MW
- total : 18720 MW
- 84,7 milliards de kWh/an (84,7 TWh)

(économie de 50 millions de tonnes de charbon)

coût :

environ 32 milliards d'euros

15% des capacités hydrauliques de la Chine (100 GW)



Avantages attendues

- production électrique propre (2010 : 85 TWh/an → économie de 50 millions de tonnes de charbon et 100 millions de tonnes de CO₂ par an)
- contrôle des crues du Yangtse :
 - en 1998, les crues ont causé la mort de 4500 personnes et fait 300 000 sans abris
 - en 2000 : 410 morts et 16 M\$ de dégâts
- adduction d'eau
- navigation fluviale améliorées
- développement du tourisme (2,2 millions de touristes/an estimé)

Conséquences néfastes

- important déplacement de population (2 millions environ) :
 - 6 villes totalement immergées et 13 partiellement
 - 4500 villages et 140 bourgs
 - 657 industries, 130 mines de charbon
- risque de pollution important :
 - 3 millions de tonnes de déchets divers
 - 300 km de latrines rurales
 - 41000 tombes
 - 1500 abattoirs
 - 178 décharges
- impact culturel :
 - 600 sites archéologiques
 - 8000 sites culturels...



**Le risque de rupture serait catastrophique !
en 1975 la rupture des barrages « Banqiao
et Shuimanqiao » sur la Huai (affluent du
Yangtse) a fait 240 000 morts...**

Le lac actuel (600km) provoque déjà des glissements de terrain, des disparitions de rivages (36km) et des déplacements supplémentaires (1,2 millions)

De plus l'électricité doit être transportée loin d'où un coût final élevé...

b – Les énergies marines

En 2006 les énergies marines n'ont produites de 600 GWh
soit 0,003% de la production mondiale d'électricité
(dont 550 GWh pour la seule centrale marémotrice de la Rance)

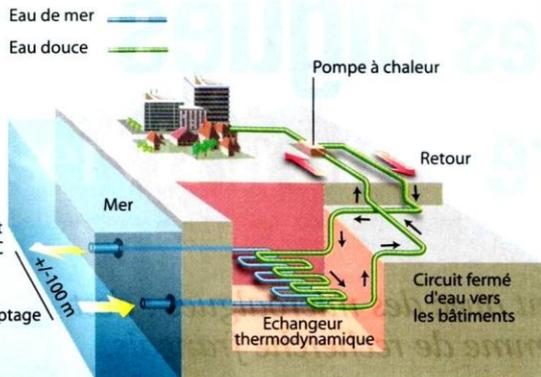
< 0,01% de la puissance installée dans le monde
(0,015% pour l'Union Européenne et 0,17% pour la France)

On distingue :

- l'énergie hydrolienne (courants de marée)
- l'énergie marémotrice (les marées)
- l'énergie houlomotrice (énergie des vagues)
- la biomasse (énergie des algues)
- l'énergie thermique des mers (ETM) (différence de température)
- la pression osmotique (gradient de salinité)

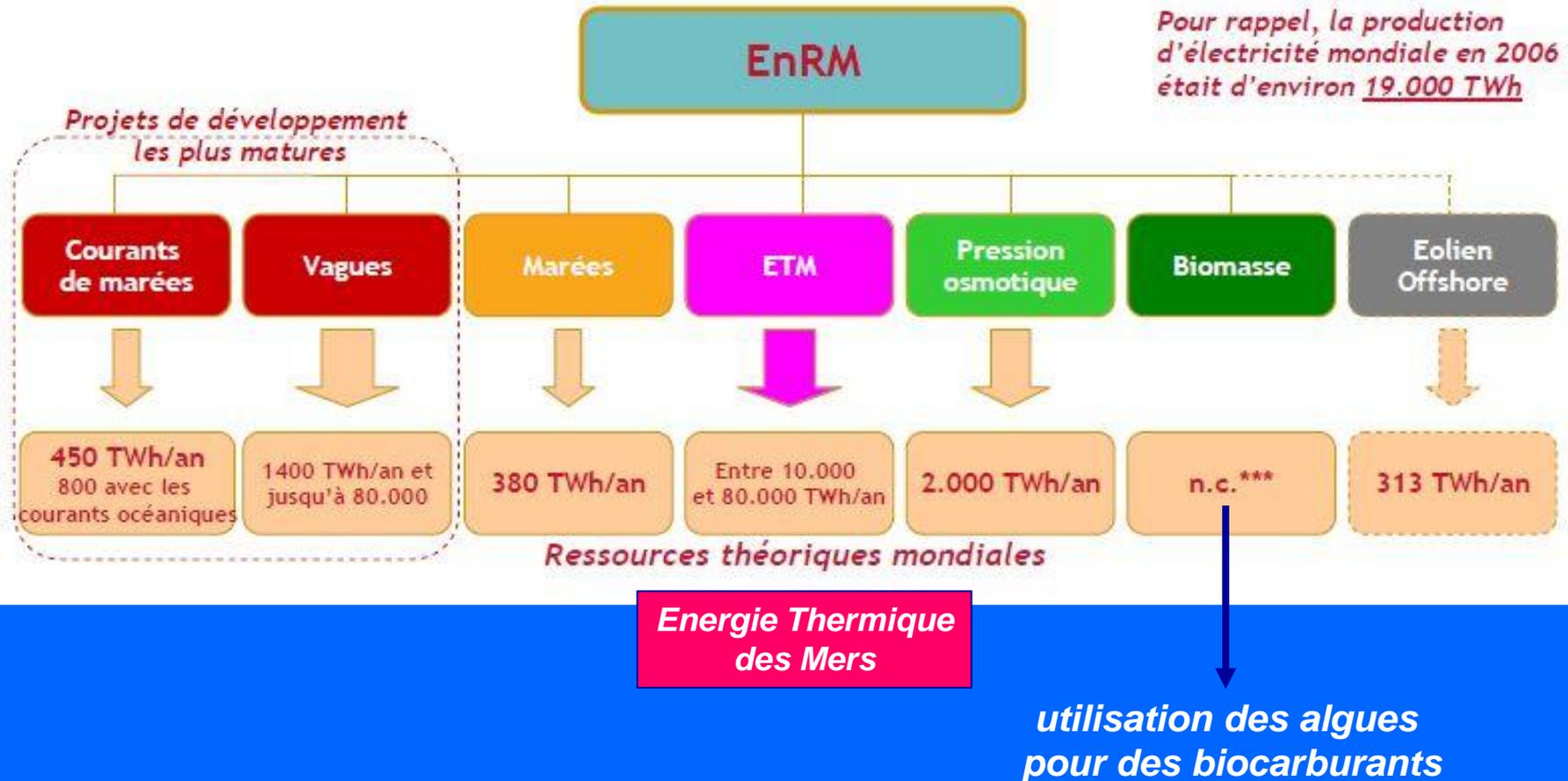
Dont les potentialités sont très variables...

Systeme de chauffage-climatisation à partir de l'eau de mer à La Seyne sur Mer



Calories et frigories sont capturées dans l'eau de mer grâce à un échangeur thermodynamique et un système de pompes à chaleur, afin de restituer chaleur ou froid selon la saison, dans un circuit où l'eau douce circule en boucle dans les bâtiments.

Énergies des mers : ressources théoriques mondiales



LES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN MER EN FRANCE : PANORAMA DES PROJETS LES PLUS AVANCÉS



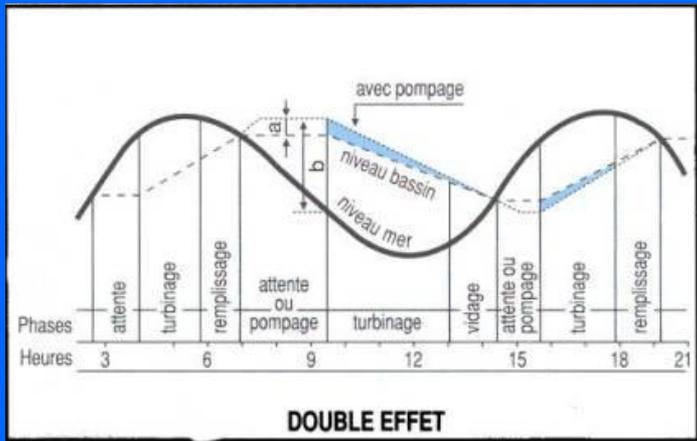
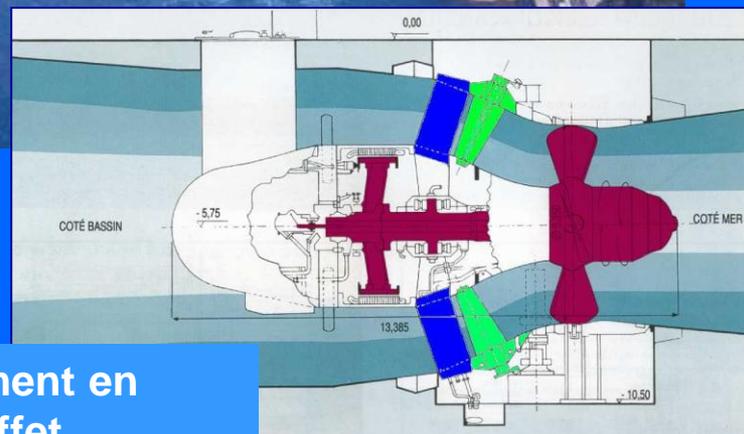
1 - L'énergie marémotrice

Une seule centrale en service dans le monde :
La Rance (1960-1966)

240 MW : 24 groupes de 10 MW
(bulbes à double sens)

production : 544 GWh/an
pompage : 64,5 GWh/an

bulbe :
∅ 5,3 m
470 tonnes



Fonctionnement en
double effet
(marée montante et descendante)

Autres :
Canada : 20 MW
Chine : 5 MW
Russie : 0,4 MW

gisement mondial : 100 à 300 GWe

- Monde : 380 TWh/an
- Europe : 15 à 35 TWh/an

La Corée du Sud : lac Sihwa (2011) , 255 MW (avec EDF) + projet de 1200 MW en 2017

Projet s:

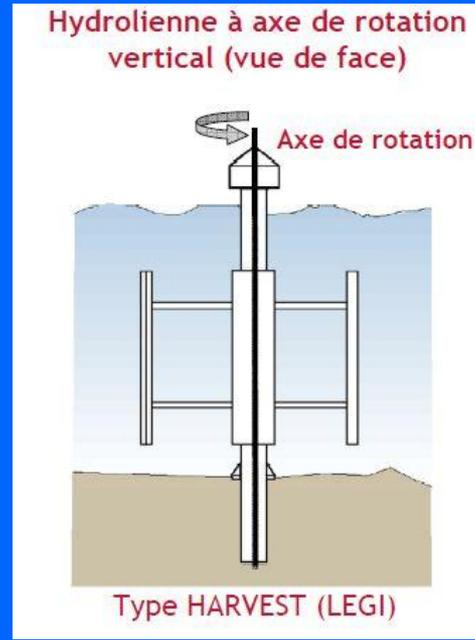
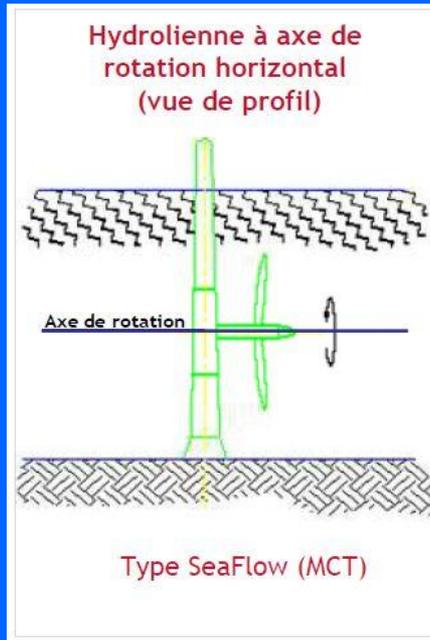
Grande Bretagne, barrage sur la Severn (18km), environ 4000 MW (5% électricité)

Canada : appel d'offre pour la baie de Fundy, 5300 MW pour 5,6 Mds€

2 - Les hydroliennes

Il existe différentes configurations :

Pour l'axe de rotation



Totalement immergée ou avec une structure apparente en surface (pour faciliter la maintenance)



et avec ou sans carénage...

Absence de carénage



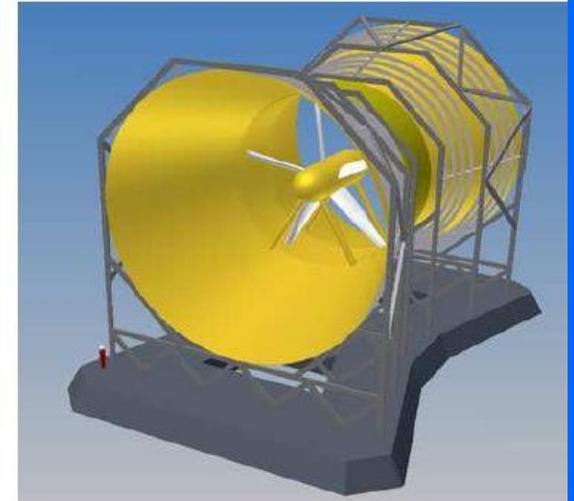
Type SeaFlow (MCT)

Carénage simple



**Type Sabella D03
(Hydrohélix)**

**Carénage avec
accélérateur de flux**



Type turbine Rotech

Qualifiées par certains de « hachoirs à poissons et à dauphins » !

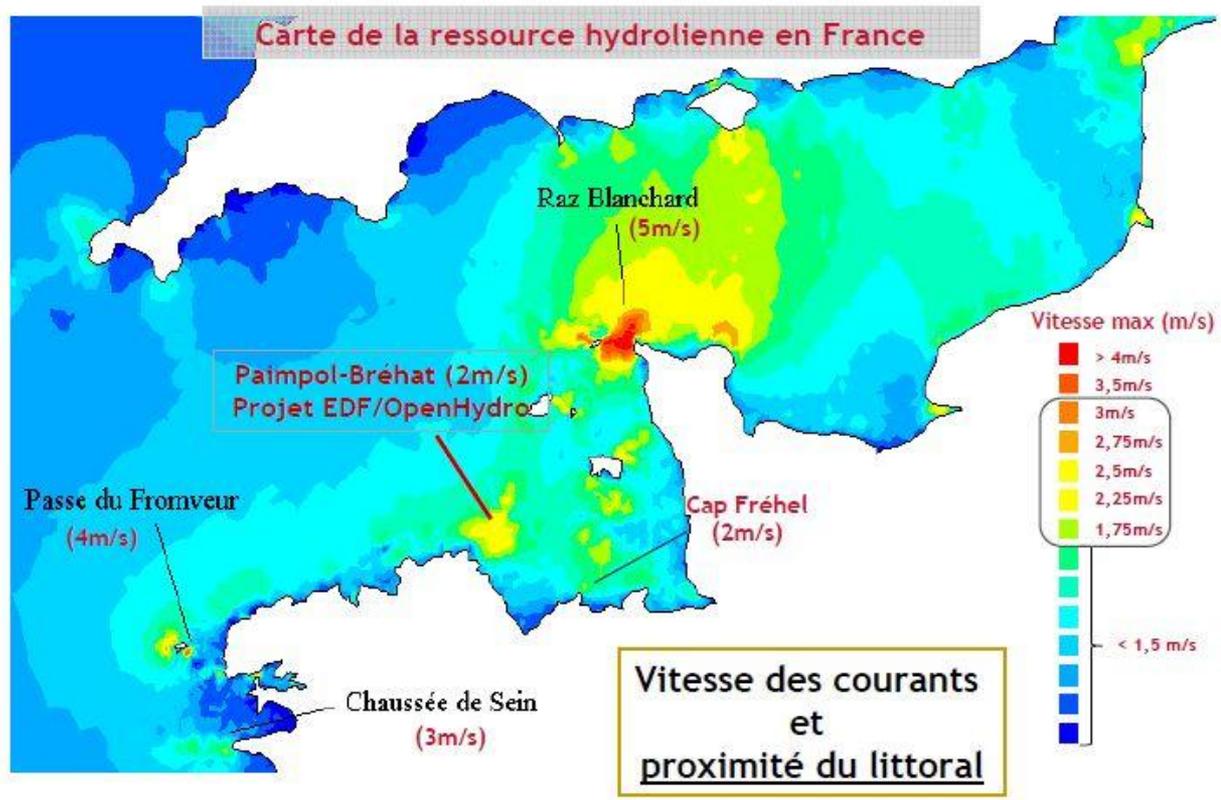
La puissance installée est égale à :

$$P = \eta \frac{1}{2} \rho S V^3$$

- η : rendement (<59%)
- ρ : densité du fluide (1)
- S : surface des pales
- V : vitesse du courant

Il faut que les courants soient > 1,75 m/s

Gisements hydrolien - Focus France



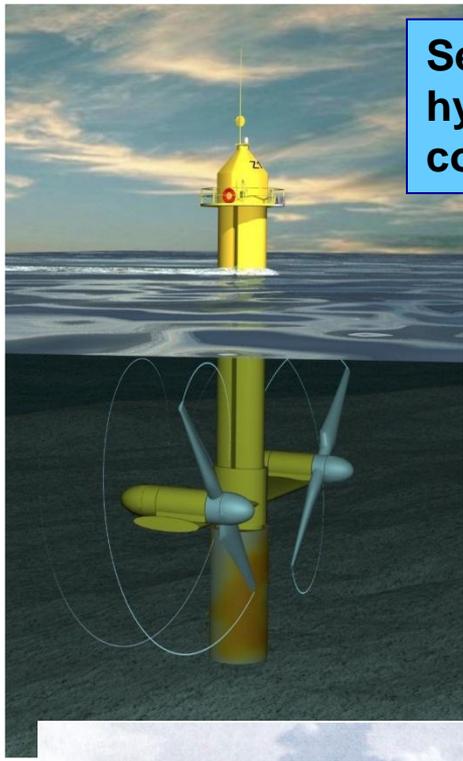
Exemple :
pour un rendement de 50%
et des pales de rayon 8m :

pour $V=1,75\text{m/s}$ $P=270\text{ kW}$
pour $V= 3\text{ m/s}$ $P=1350\text{ kW}$

Capacité : 3000 MW ?

Les Hydroliennes : exemples de projets

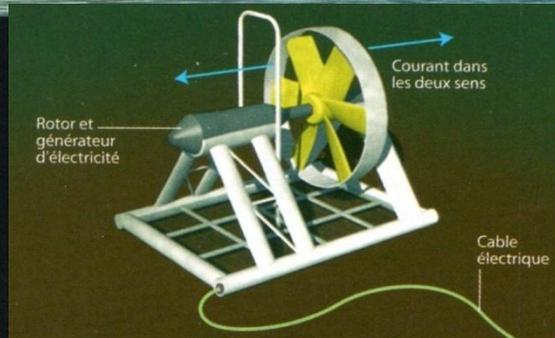
Seagen (Irlande du Nord)(2004-2006)
hydrolienne de 1 MW (2 rotors de 16m)
coût : 8 M€ (8M€/MW)



Hammerfest Strom (Norvège)(2003)
300 kW
diamètre du rotor : 20m
hauteur : 30m
coût (300kW) : 5,5 M€ (18M€/MW)



**Turbines Sabella de
la société HydroHélix**



Chaque turbine de 3m de diamètre a une puissance de 10 kW.

Un prototype est testé au large de Bénodet et intéresse EDF



Projet EDF :
au large de Paimpol- Bréhat :
4 hydroliennes de puissance
unitaire 500 kW, soit 2 MW

Coût : 24 millions d'euros
(75%EDF – 25% fonds publics)





La turbine, construite en Irlande a été posée à Brest sur son embase

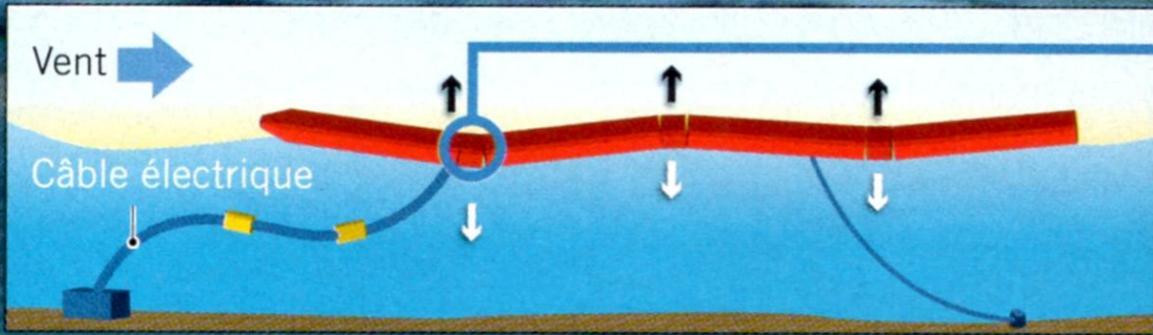
Avec sa tuyère, la turbine mesure 16 mètres de diamètre. L'ensemble pèse la bagatelle de 850 tonnes (l'équivalent de 18 semi-remorques !).

Couplage sur le réseau : prévu initialement vers 2014

Suite à une erreur, envasée dans la baie de Saint Brieux depuis la mi-septembre 2012 sans qu'on sache comment la récupérer !

question : fiabilité et maintenance ?

3 - L'énergie houlomotrice



Les cylindres de Pelamis sont reliés chacun par une articulation, dans laquelle se trouve un module de conversion d'énergie (à droite).

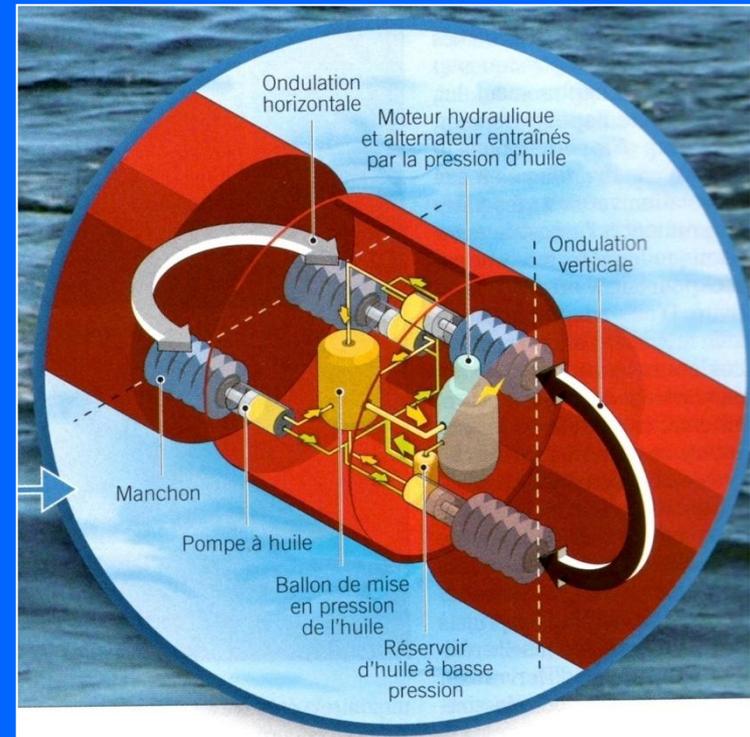
**Les vagues peuvent fournir
dans le Golf de Gascogne
40 kW/m**

Convertisseur « Pelamis » de Ocean Power Delivery

120 m de long - 750t - 2,25 MW

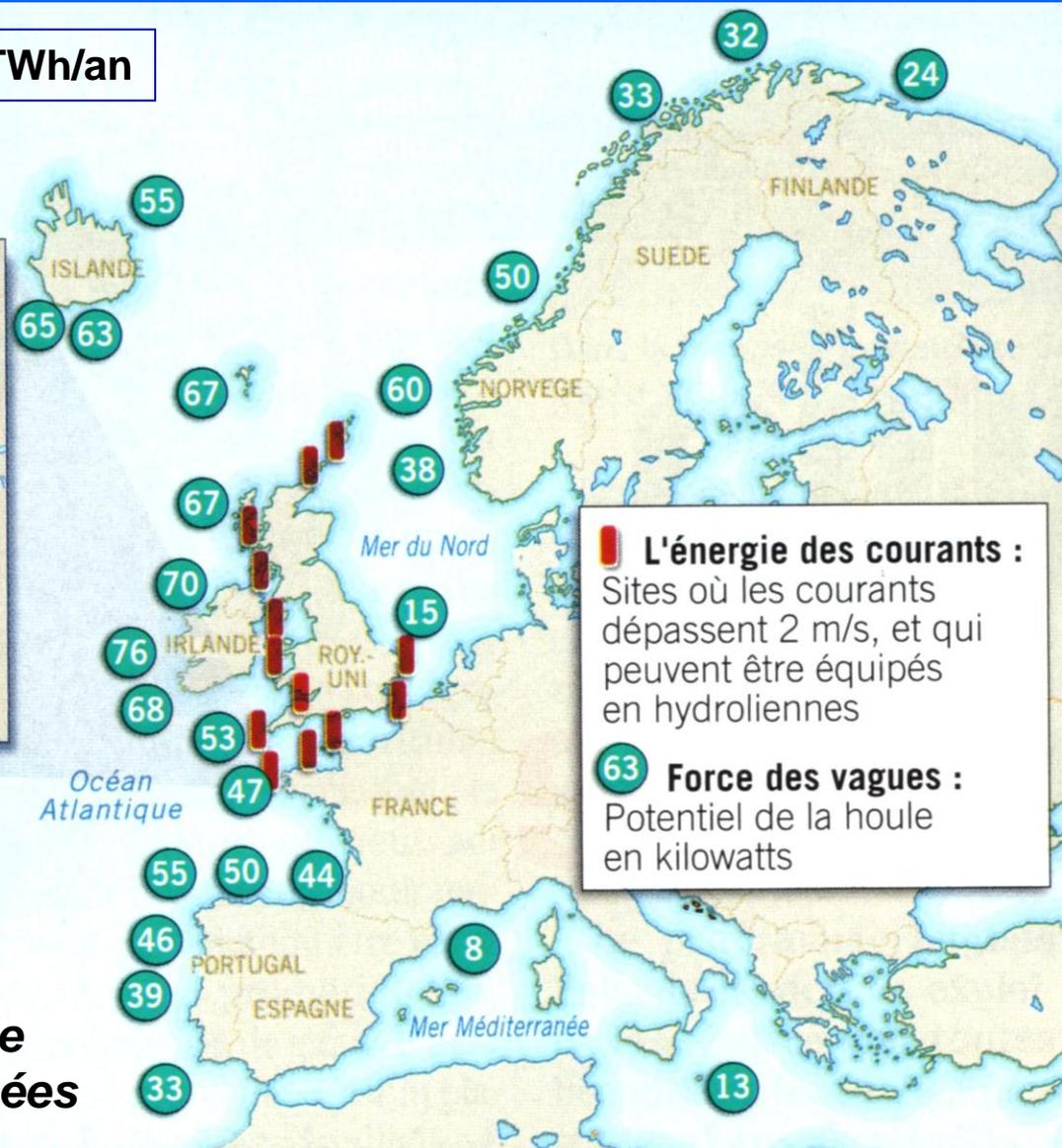
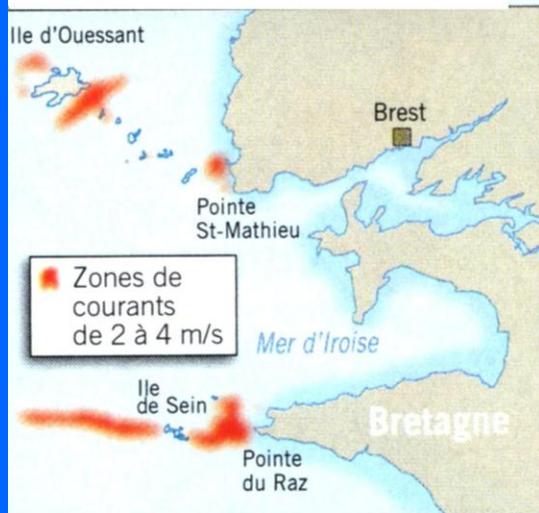


Installé depuis septembre 2008 au large du Portugal



Les vagues et les courants marins sont potentiellement énergétiques

Potentiel français : 40 TWh/an

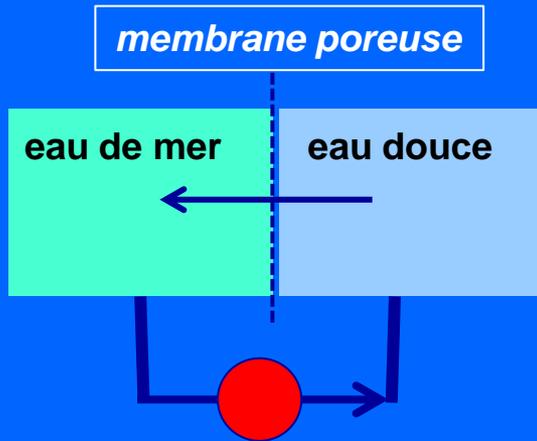


L'énergie des courants :
Sites où les courants dépassent 2 m/s, et qui peuvent être équipés en hydroliennes

63 Force des vagues :
Potentiel de la houle en kilowatts

La France et la Grande Bretagne sont favorisées

4 - L'énergie osmotique



pression osmotique pour équilibrer le taux de salinité

flux d'eau de « l'eau douce » vers « l'eau de mer »

Surpression dans le compartiment « eau de mer »

L'eau en excès sert à produire de l'électricité



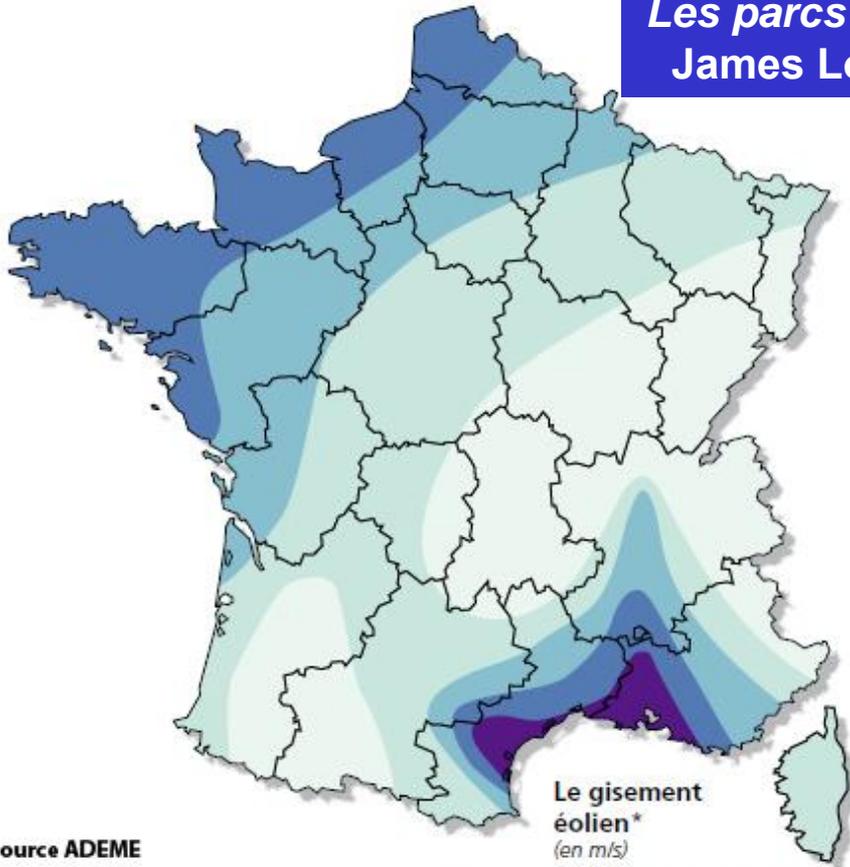
La capacité de production européenne pourrait être de 1700 TWh/an (50% de la consommation)

La centrale norvégienne de Statkraft devrait produire en 2015 166 GWh/an

La première centrale électrique fonctionnant par osmose a été inaugurée par Statkraft en novembre 2009

c) L'énergie éolienne : une énergie « dans le vent » (mais très très contestée !)

*Les parcs éoliens dévasteront la campagne en vain.
James Lovelock (créateur de l'écologie moderne)*



Source ADEME

Bocage dense, bois, banlieue	Rase campagne, obstacles épars	Prairies plates, quelques buissons	Lacs, mer	Crêtes***, collines	
<3,5	<4,5	<5,0	<5,5	<7,0	Zone 1
3,5 - 4,5	4,5 - 5,5	5,0 - 6,0	5,5 - 7,0	7,0 - 8,5	Zone 2
4,5 - 5,0	5,5 - 6,5	6,0 - 7,0	7,0 - 8,0	8,5 - 10,0	Zone 3
5,0 - 6,0	6,5 - 7,5	7,0 - 8,5	8,0 - 9,0	10,0 - 11,5	Zone 4
>6,0	>7,5	>8,5	>9,0	>11,5	Zone 5

* Vitesse du vent à 50 mètres au-dessus du sol en fonction de la topographie.

** Les zones montagneuses nécessitent une étude de gisement spécifique.



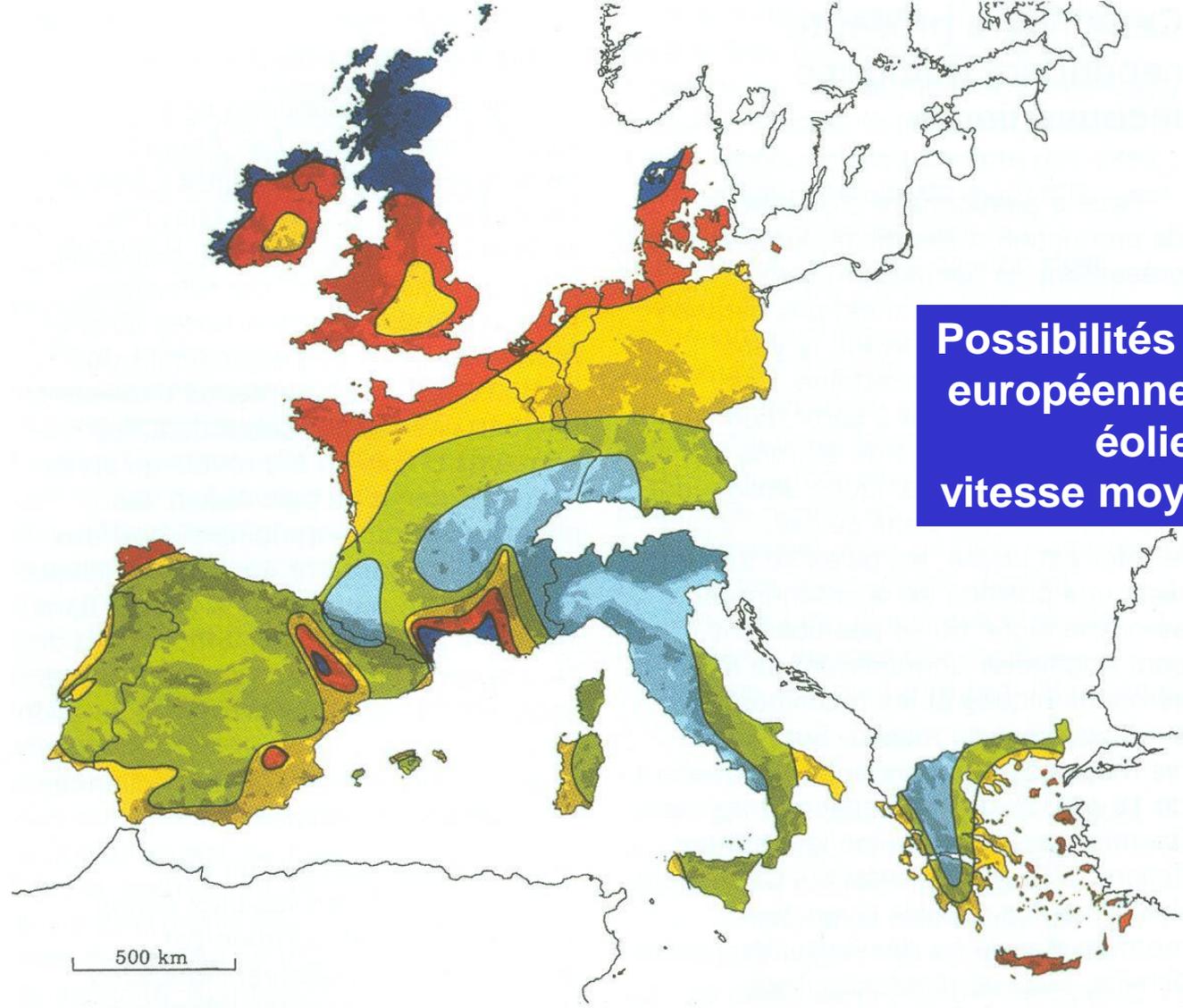
« Aérogénérateur »

**Puissance installée en France
8 GW (1 juin 2013)**

Certaines zones (Côte méditerranéenne, Manche, Mer du Nord) sont plus favorables que les régions centres.

*A l'origine, seules les zones les plus ventées, de 3 à 5, devaient être équipées...
Ce n'est plus le cas actuellement...*

Possibilités énergétiques européennes en énergie éolienne : vitesse moyenne du vent



Wind resources¹ at 50 metres above ground level for five different topographic conditions

	Sheltered terrain ²		Open plain ³		At a sea coast ⁴		Open sea ⁵		Hills and ridges ⁶	
	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²
Dark Blue	> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
Red	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
Yellow	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
Green	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0- 8.5	400- 700
Light Blue	< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

Anémomètre et girouette ultrasoniques

Caractéristiques techniques

Régulateur supérieur avec convertisseur

Alternateur

Pale

Système de refroidissement

Transformateur

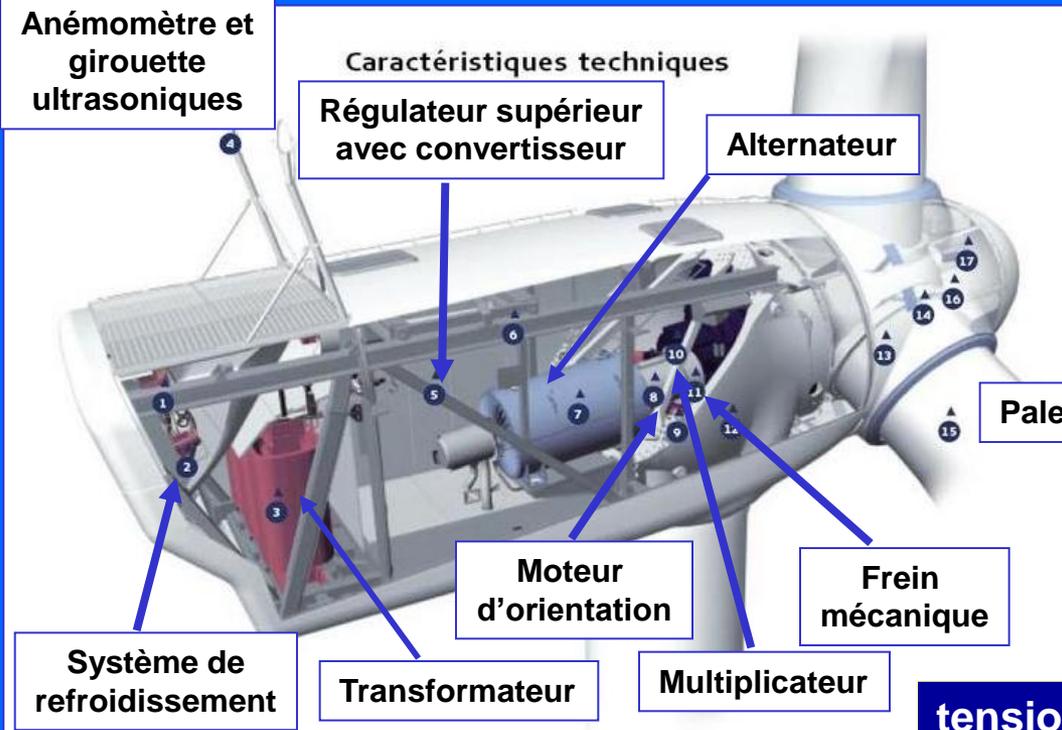
Moteur d'orientation

Multiplicateur

Frein mécanique

tension délivrée : 400 à 690 volts
énergie fournie : 4400 MWh/an (2 MW)
durée de vie : 15 ans

socle : 300m³ béton
(1.500 tonnes)
mat : 105m (280 t acier)
nacelle : 70 tonnes
pale : 45m, 50t (verre-epoxy)
rotor : 41 tonnes
2700 kg de terres rares
CO₂ : 4.600 tonnes



La puissance théorique d'une éolienne est égale à :

$$P = \eta \frac{1}{2} \rho S V^3$$

η : rendement (<55%)(loi de Betz)

ρ : densité de l'air (0,0013)

S : surface des pales

V : vitesse du vent

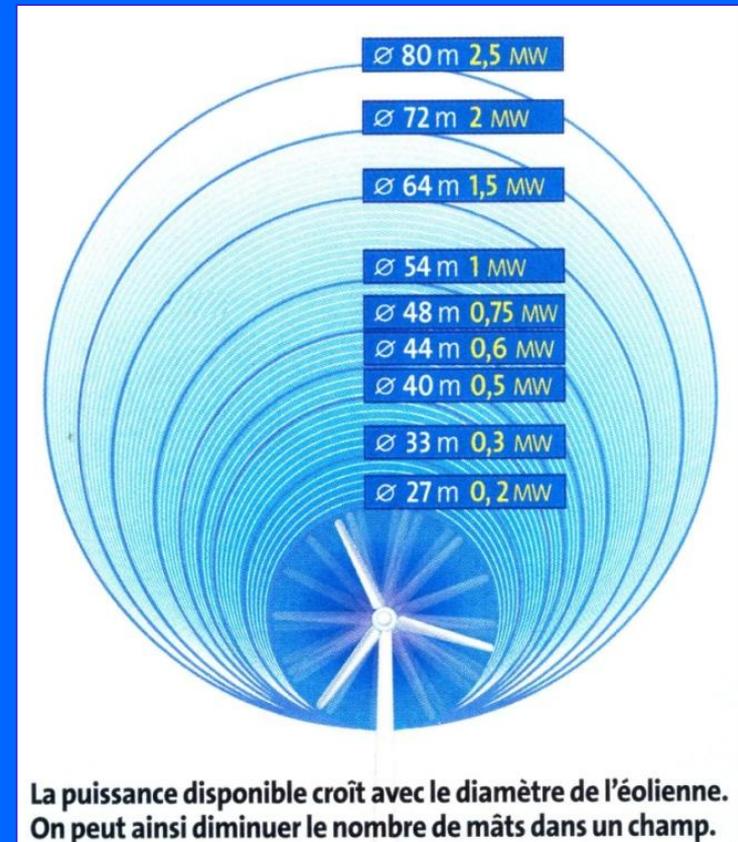
$$P \propto \phi^2$$

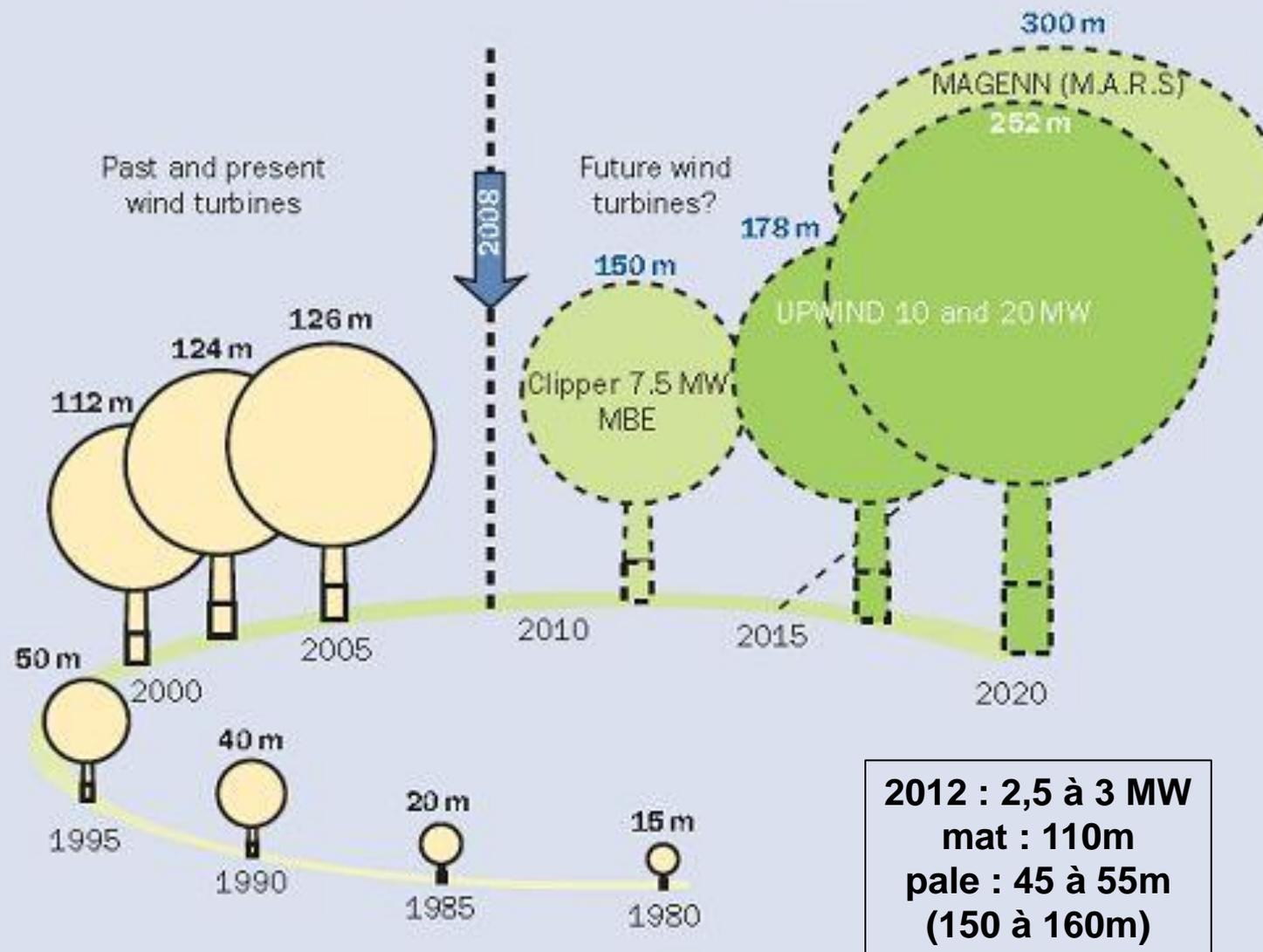
Augmenter le diamètre des pales permet d'augmenter la puissance disponible.

La puissance réellement disponible varie donc fortement avec la vitesse du vent mais aussi avec la nature du relief, du sol, de l'altitude...

De plus seule une partie de l'énergie du vent peut être récupérée par l'éolienne, d'après la loi déterminée par Albert Betz en 1919 :

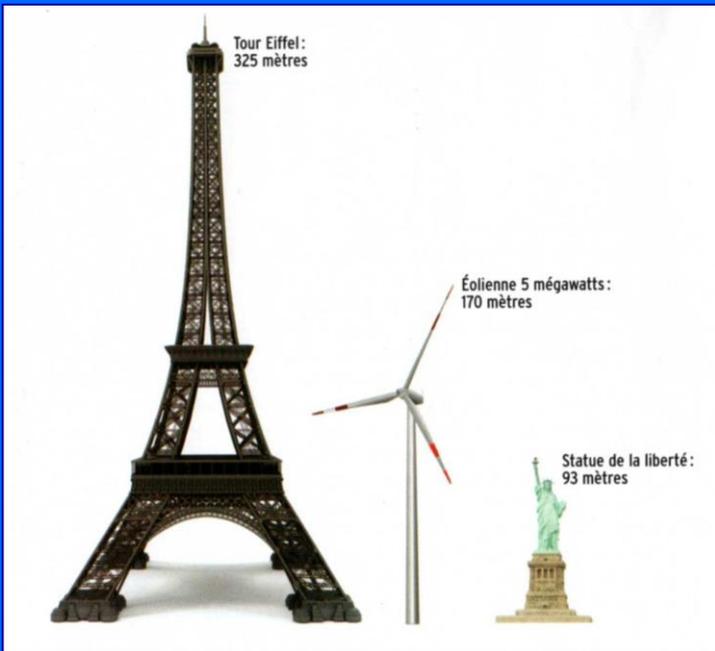
$$P_{\text{Max}} = \frac{16}{29} P = 0,55P$$





Source: Garrad Hassan

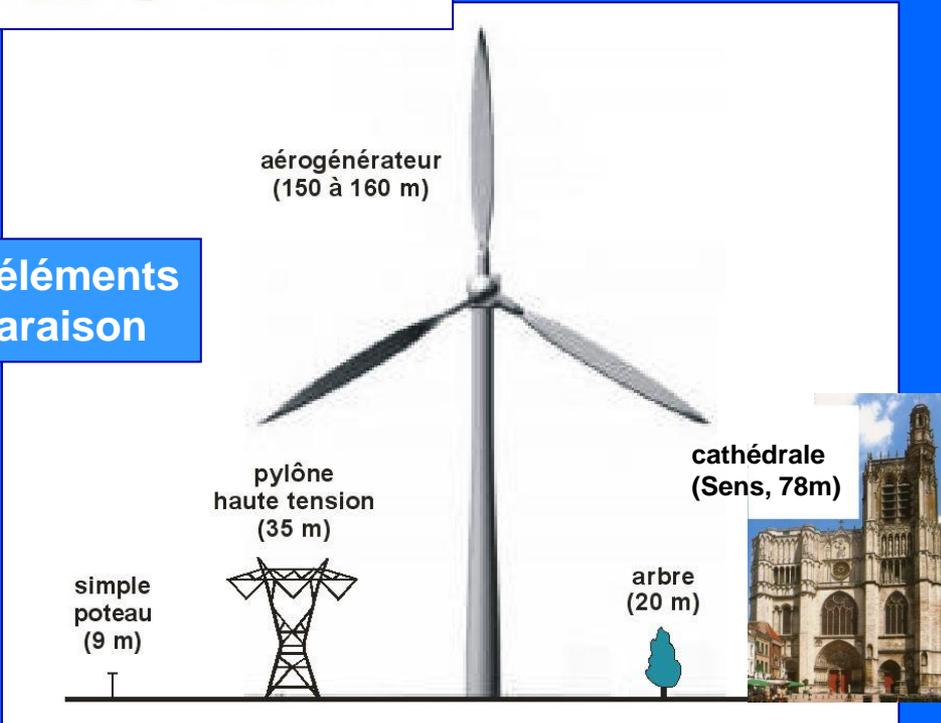
Evolutions futures de la dimensions des éoliennes

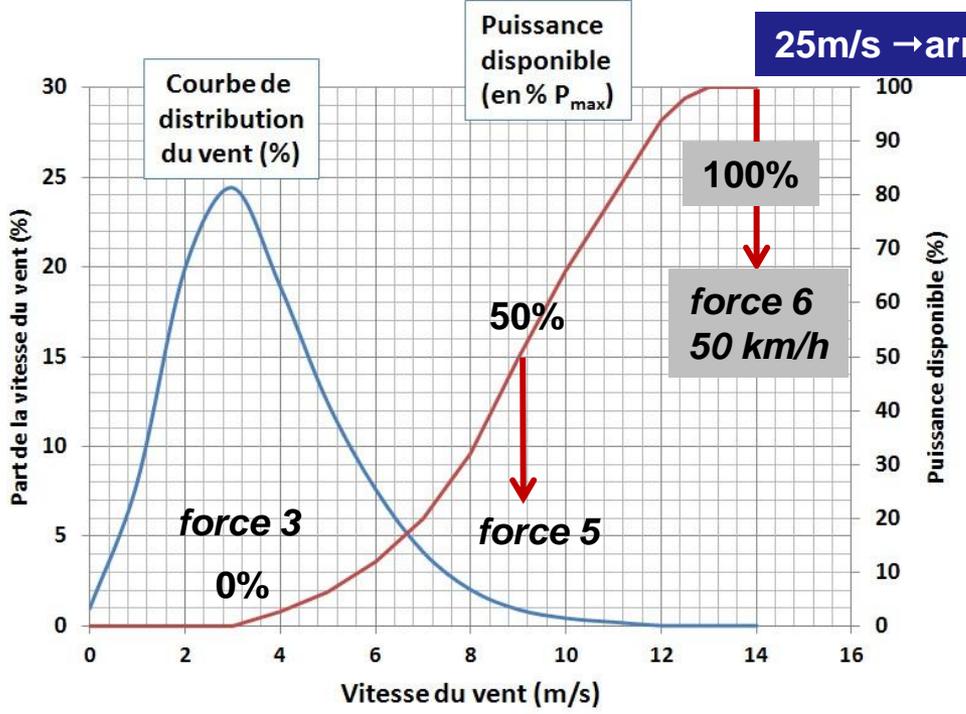


Éolienne 5M (Brunsbüttel, RFA)
 hauteur du mat : 120m
 diamètre des pales : 124m
 puissance : 5 MW
 facteur de charge : 40%



Quelques éléments de comparaison





Puissance extraite

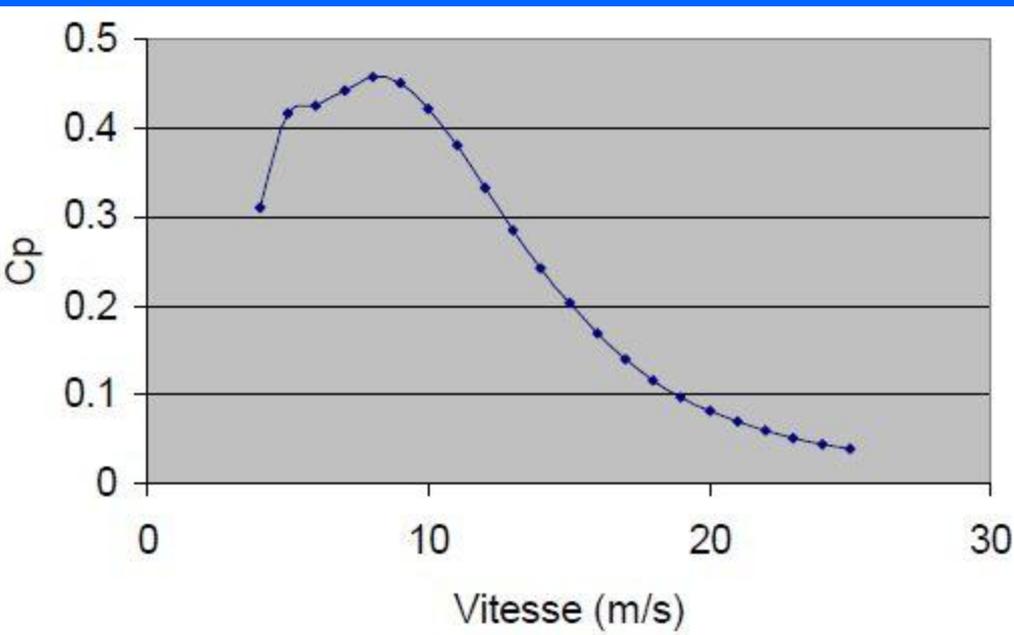
Une éolienne est efficace pour des vents entre 15m/s (50km/h) et 25m/s (90km/h) où elle doit être déconnectée, sous peine de « désintégration » !

Une éolienne qui « tourne » ne produit pas forcément de l'énergie !

Coefficient de puissance

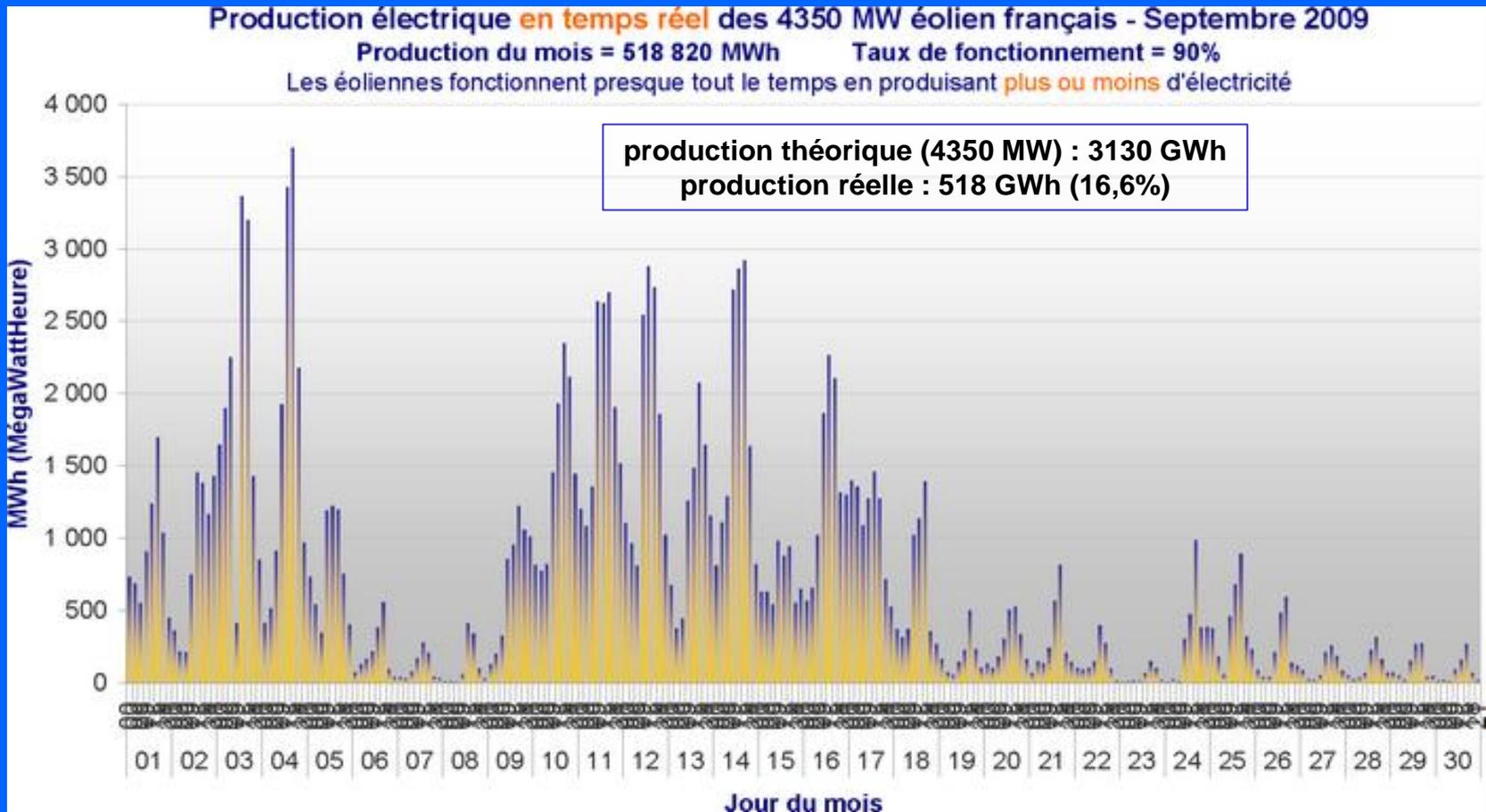
Le coefficient de puissance est le rapport de la puissance extraite à la puissance du vent.

Une éolienne sera efficace vers 8m/s (rendement de 45%) puis perd rapidement de son efficacité... rendement de 15% à son maximum de puissance.



Une conséquence importante :

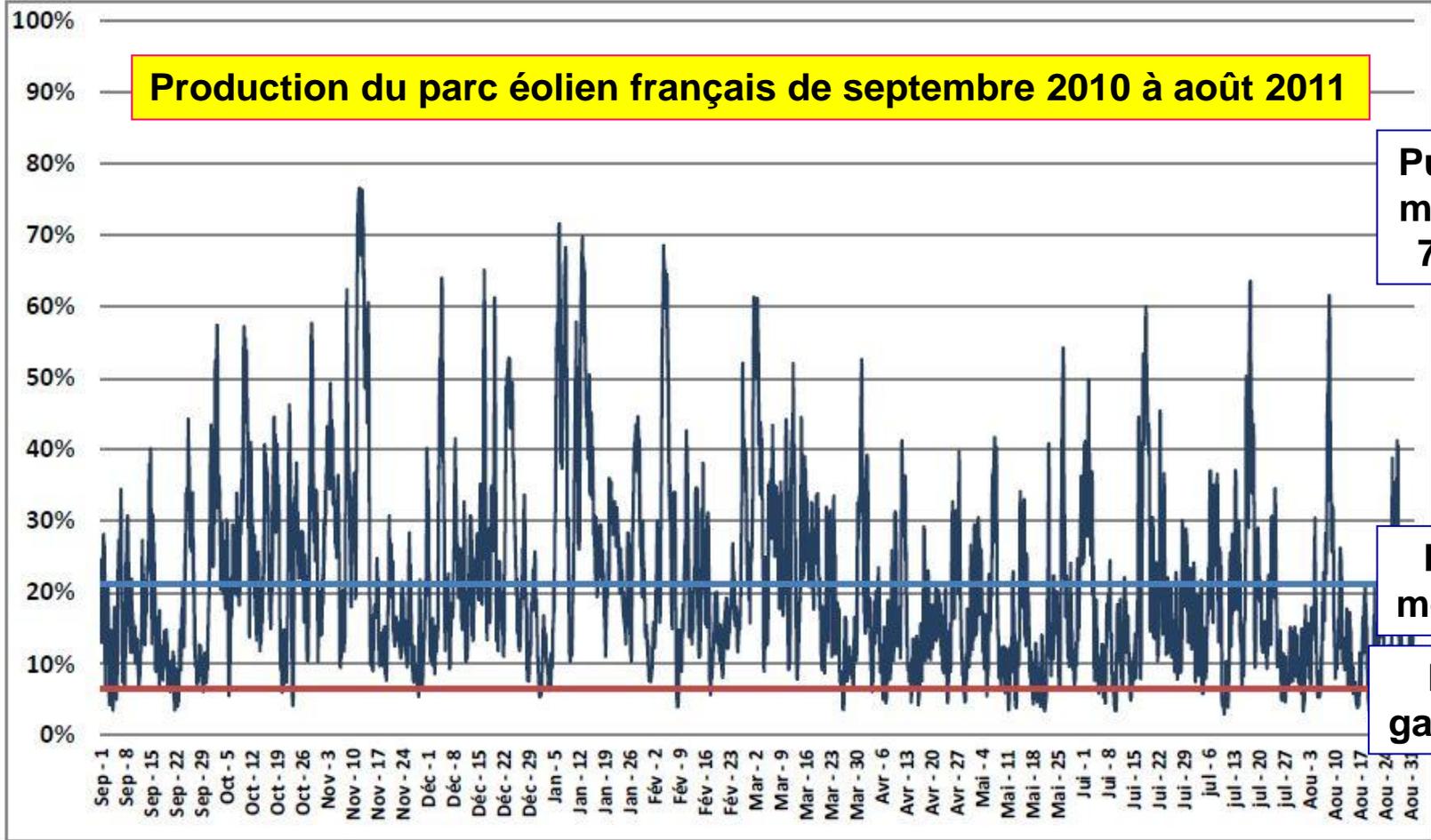
La puissance fournie varie de façon aléatoire et dans de grandes proportions !
Par exemple, durant le mois de septembre 2009, la puissance a varié d'un instant à l'autre de 0 à 80% de la puissance totale...



Si l'éolienne a fonctionné 90% du temps, sa puissance moyenne n'a été que de 17% de la puissance maximale...

et sur une année ?

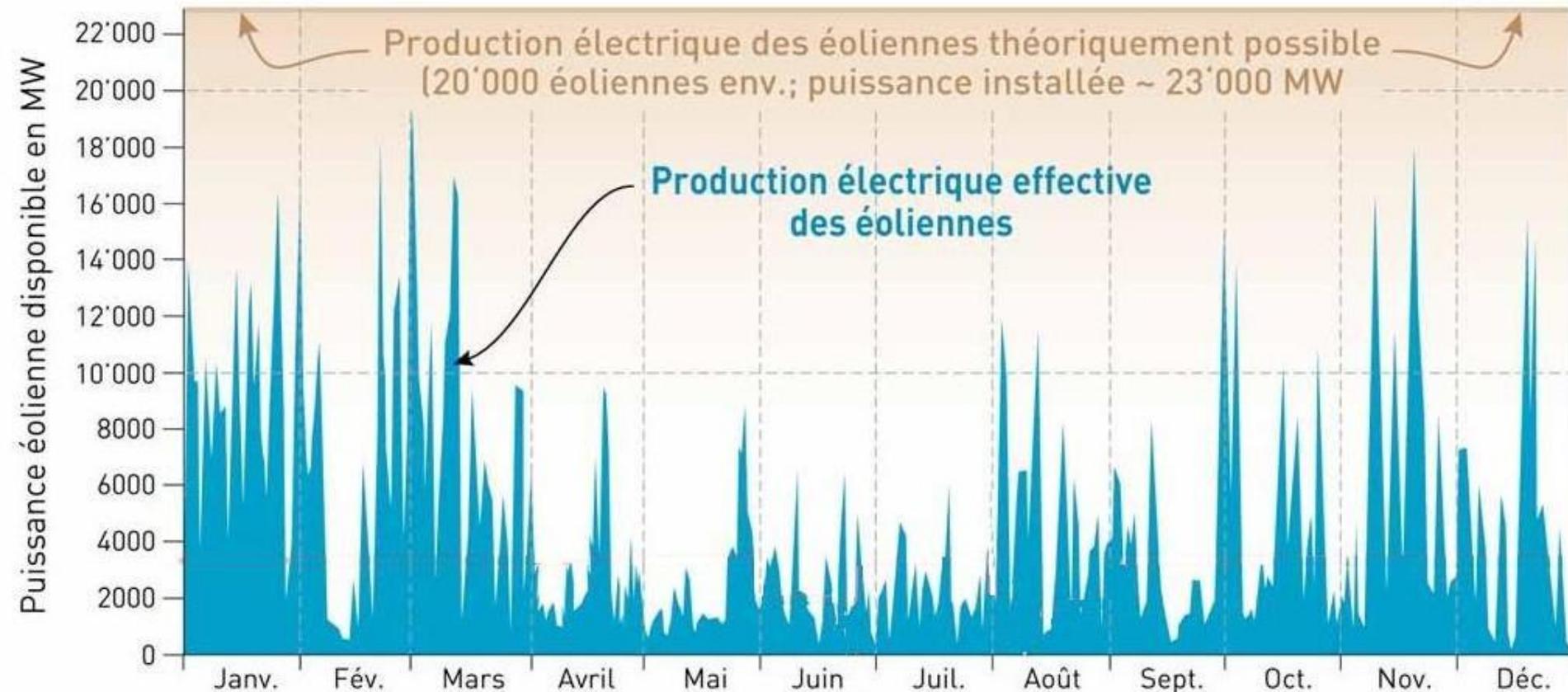
idem...



La puissance produite peut donc varier de façon aléatoire entre 5 et 70% de la puissance totale du parc...

Et si on dispose d'une plus grande puissance ? (comme en Allemagne avec 23 GW)

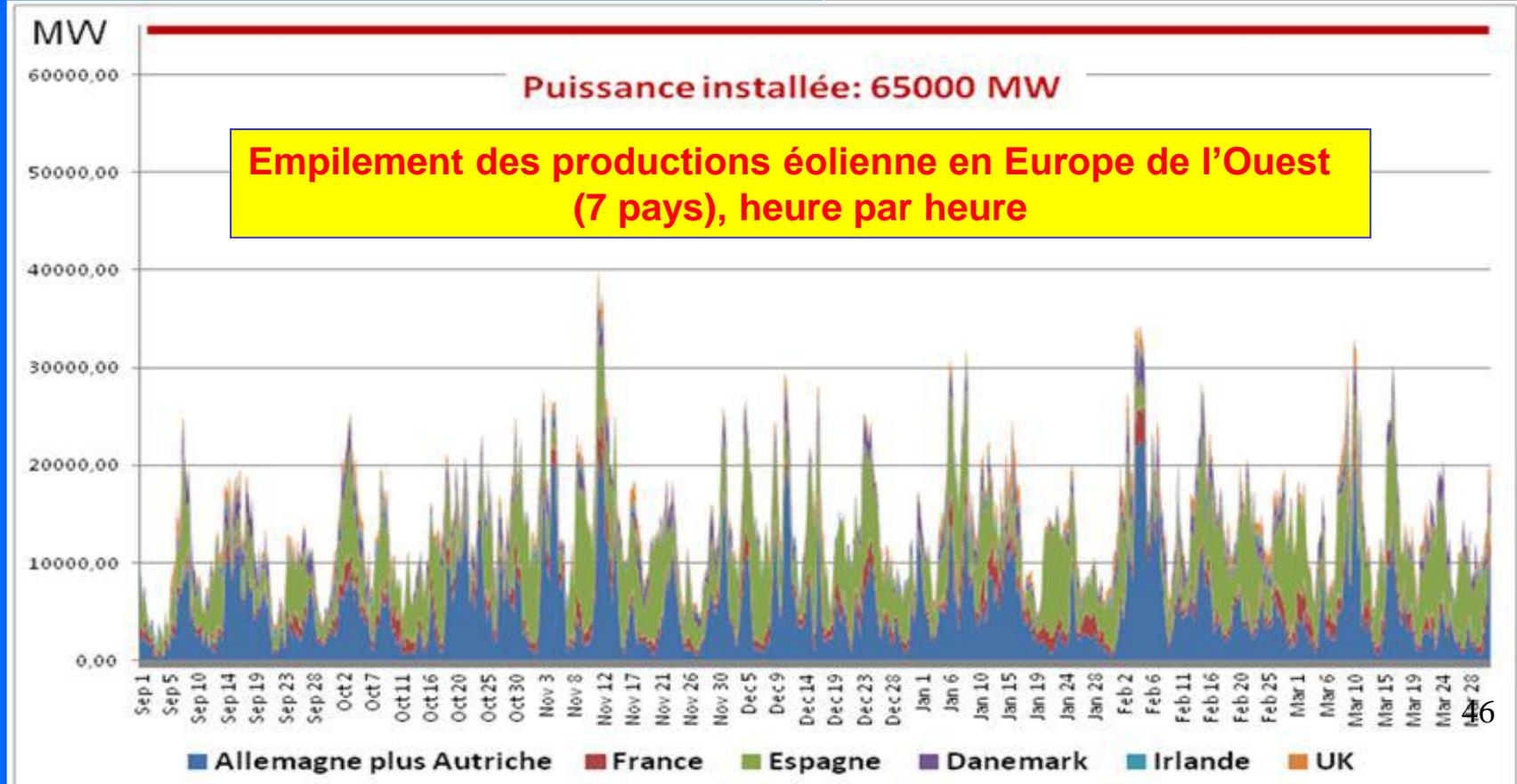
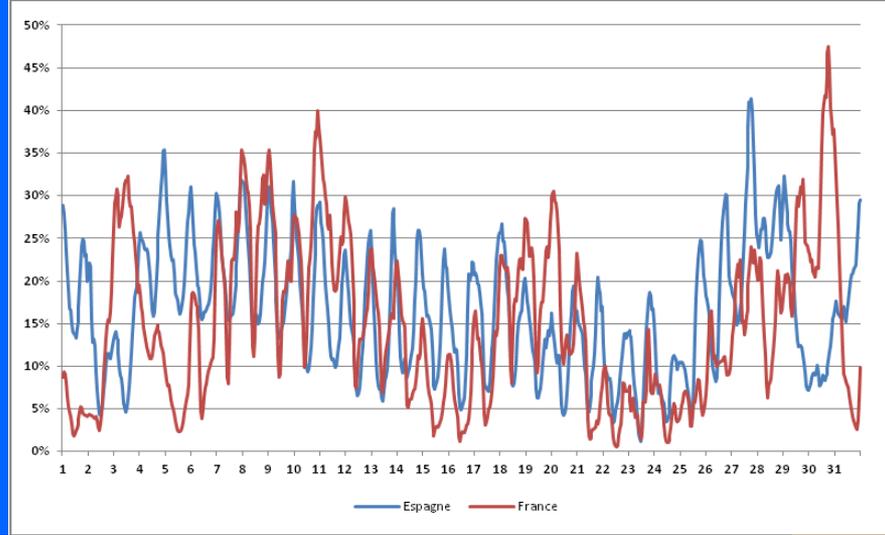
Puissance éolienne disponible en Allemagne en 2008



- La puissance théorique maximale (23 GW) n'a jamais été atteinte au cours de l'année
- La puissance maximale a été d'environ 19 GW (fin février)
- On retrouve les mêmes caractéristiques que pour le parc français :
 - Puissance garantie : environ 5% de la puissance totale,
 - Puissance moyenne annuelle : 18%,
 - Puissance maximale : 70%.

Et ne comptons pas sur l'interconnexion entre les pays européens pour palier cette versatilité de production, on observe en effet la même variabilité simultanée de production partout en Europe !

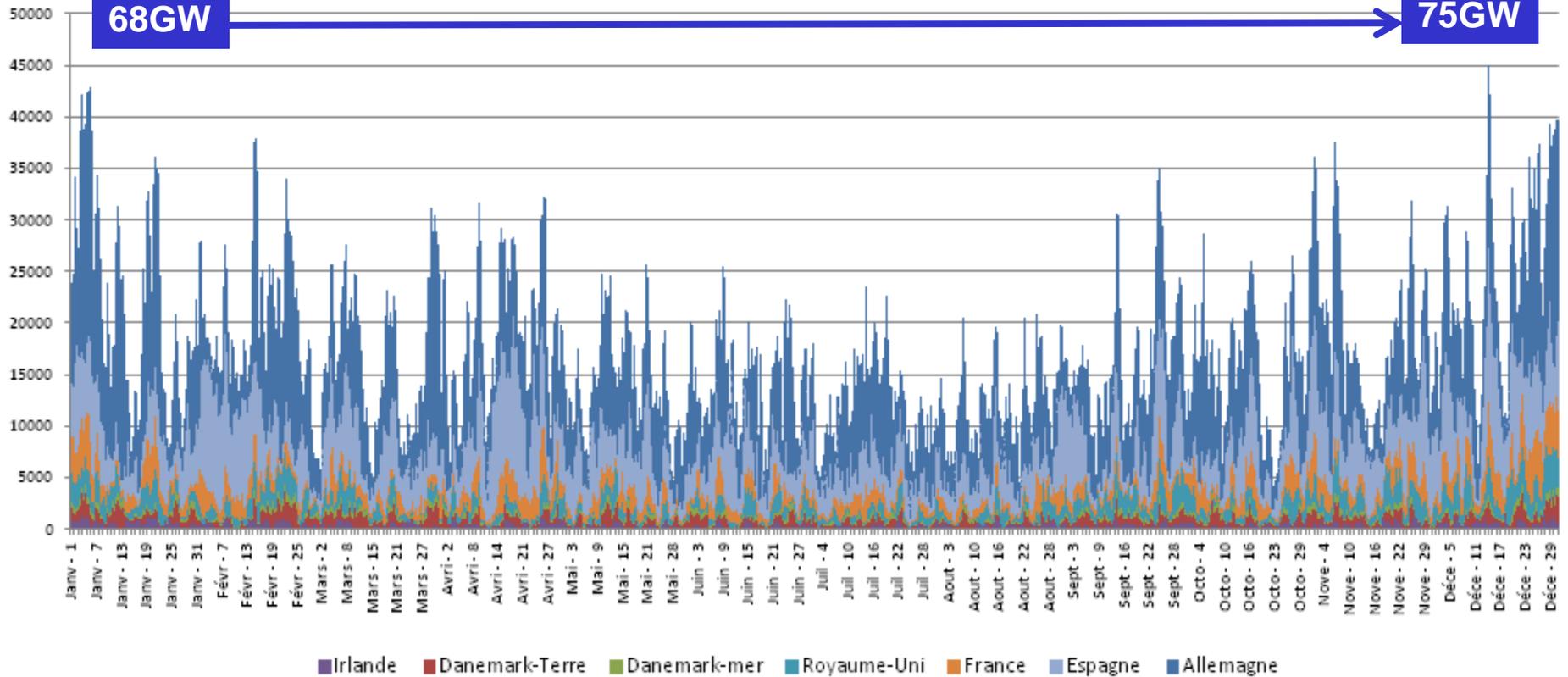
Juillet 2013 :
évolution du facteur de charge
en Espagne et en France



2012

68GW

75GW



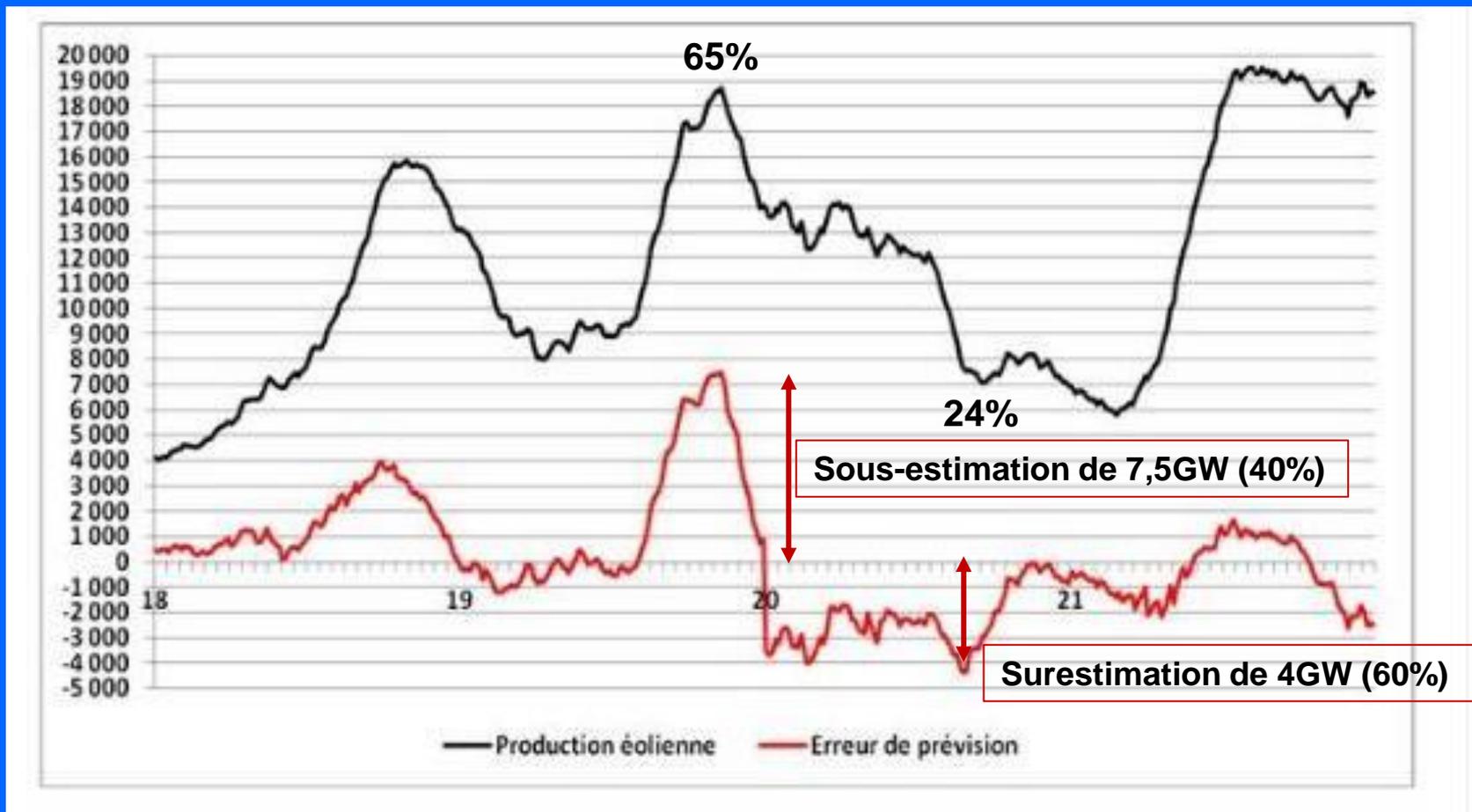
Puissance minimale : 1,7 GW (2,3%)
Puissance maximale : 45 GW (63%)(pendant 1 heure !)
facteur de charge moyen : 21%

facteur de charge :

- parc off-shore danois : 44%
- parc terrestre danois : 24%
- parc terrestre français : 23%
- parc terrestre allemand : 18%

Mais peut-on prévoir avec suffisamment de précision les vents et donc la production éolienne ?

Production éolienne allemande du 18 au 24 janvier 2012 et prévision de la production sur 24h (puissance totale 29GW)



Conséquences :

1 – Les fortes fluctuations de production sont incompatibles avec l'équilibre production – consommation... (et pose de sérieux problèmes au réseau de transport qui est incompatible avec ces fluctuations aléatoires).

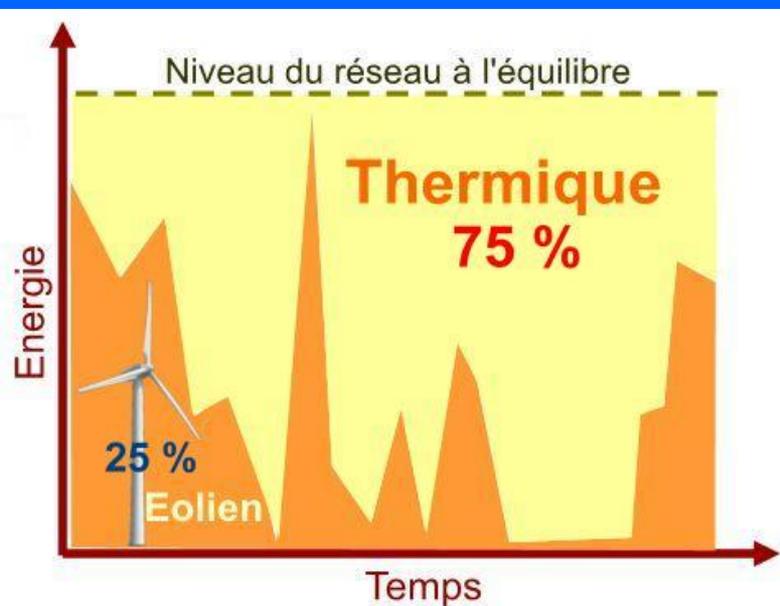
En cas de surproduction, pour stabiliser le réseau, les producteurs allemands sont contraints soit à se déconnecter, soit à brader cette énergie vers des pays limitrophes (Pologne, Autriche) et même souvent de payer jusqu'à 500€/MWh pour qu'on utilise cette électricité ! (en général par l'Autriche qui dispose de moyens de stockage hydrauliques).

Cette situation est identique pour le Danemark, où l'éolien est censé produire 20% de l'électricité mais qui doit en brader la moitié à la Norvège...

En France également , l'obligation de mettre sur le réseau la production d'électricité renouvelable commence à poser de sérieux problème au distributeur !

Lors du weekend du 15-16 juin 2013 l'afflux d'énergie éolienne a déstabilisé le réseau et sur le marché de l'électricité, le MWh a atteint des prix négatifs allant jusqu'à -200€/MWh (*pour EDF le MWh est donc revenu à 282€ pour un prix moyen de production de 40€*)

2 - Lorsque le parc éolien atteint une certaine puissance, il est nécessaire pour assurer une production constante de le compléter par un parc « thermique classique » (charbon et gaz) plus souple :



Il faut en effet palier les variations brutales de production électrique par l'emploi de moyens complémentaires pouvant être mis en service en quelques minutes :

Outre l'hydraulique (mais limité en capacité de production) seules les centrales au gaz naturel (à cycle combiné) peuvent satisfaire ces besoins !

(EDF investit dans plus de 4000 MW de thermique classique)

**" les énergies renouvelables par nature intermittentes demandent des compléments pour lesquels les centrales à gaz naturel constituent une bonne solution grâce à leur souplesse d'utilisation et environnemental".
(déclaration Gérard Mestrallet, PDG de GDF-Suez)**

Exemple : en Espagne, pour 1 kWh produit par l'éolien, il y a 2 kWh produit par du gaz

Autre conséquence : augmentation importante de la production de CO₂ !

Exemple de l'Allemagne

- A pris la décision de fermer progressivement ses centrales nucléaires
- Mise massivement sur les énergies renouvelables
- *Mais construit 20 nouvelles centrales au charbon et au lignite...*
- doit régulièrement vendre à perte son électricité...

2012 : Puissance renouvelable : 63.900 MW

Part de l'éolien dans la production électrique totale : 7,3 %
(Total des Energies renouvelables : 12%)
(Charbon 56,6%, nucléaire : 16%)

La part du thermique classique augmente avec le développement de l'éolien...

*Les importations de gaz augmentent de 7% par an !
23.000 MW de centrales thermique au charbon programmés*

Comparaison (2012)

parc EnR allemand(*) :	63,9 GW – 73 TWh - 1,17 MWh/hab
parc EnR français(**) :	36,4 GW – 83 TWh - 1,25 MWh/hab
parc nucléaire français(**) :	63,1 GW – 410 TWh - 6,21 MWh/hab

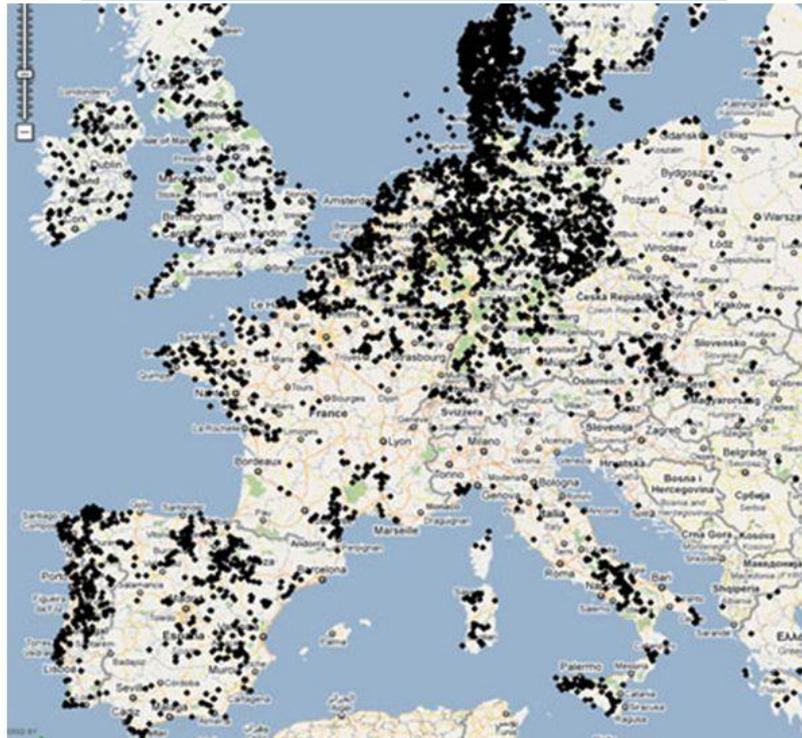
(*) *production aléatoire et imprévisible*

(**) *production constante et maîtrisée*

Ce qui n'empêche pas le développement intensif de cette énergie...

fin 2010 : L'éolien dans le monde (nb de parcs)

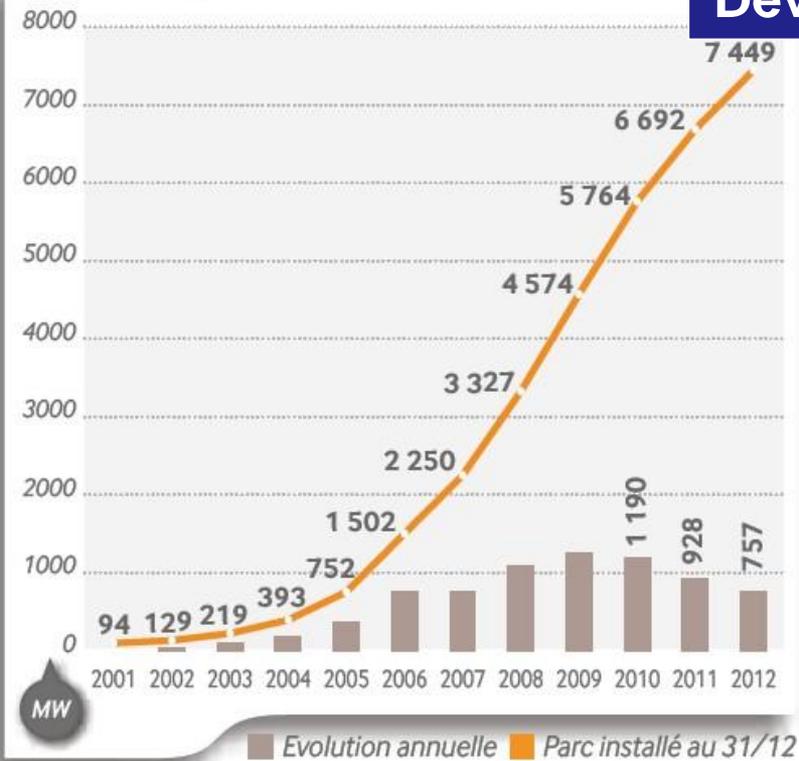
Monde :	173,3 GW (10179)
Europe :	96 GW (8436)
Amérique :	52,3 GW (996)
Asie :	25 GW (631)
Océanie :	3,9 GW (81)
Afrique :	2,3 GW (40)
Offshore :	69 GW (81)



USA :	48.850 MW (805)
Allemagne :	30.203 MW (3369)
Espagne :	22.071 MW (884)
Chine :	16.483 MW (291)
Royaume Uni :	7.034 MW (256)
France :	6.104 MW (524)
Italie :	5.885 MW (261)
Danemark :	4.227 MW (1412)
Portugal :	4.177 MW (245)
Inde :	3.451 MW (63)
Canada :	3.677 MW (95)
Australie :	2.897 MW (48)
Pays Bas :	2.804 MW (160)
Irlande :	2.083 MW (118)
Roumanie :	1.844 MW (24)
Suède :	1.820 MW (576)
Grèce :	1.388 MW (98)
Pologne :	1.311 MW (73)
Japon :	1.226 MW (149)
Belgique :	953 MW (74)

2012 : 102 GW
Prévisions européennes : 2020 : 145 GW
2030 : 213 GW

Développement du parc éolien en France



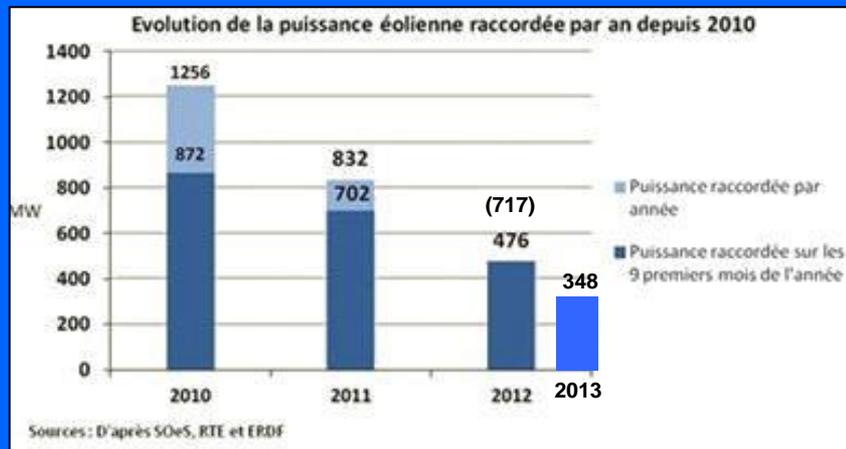
Jun 2013 :
4500 éoliennes
8 GW – 15 TWh/an
coût total : 9 Mds€

Allemagne, Espagne,
Danemark, Chine...

11.000 éoliennes : 33 Mds€

une éolienne de 2MW coûte à la collectivité
140.000 euros par an

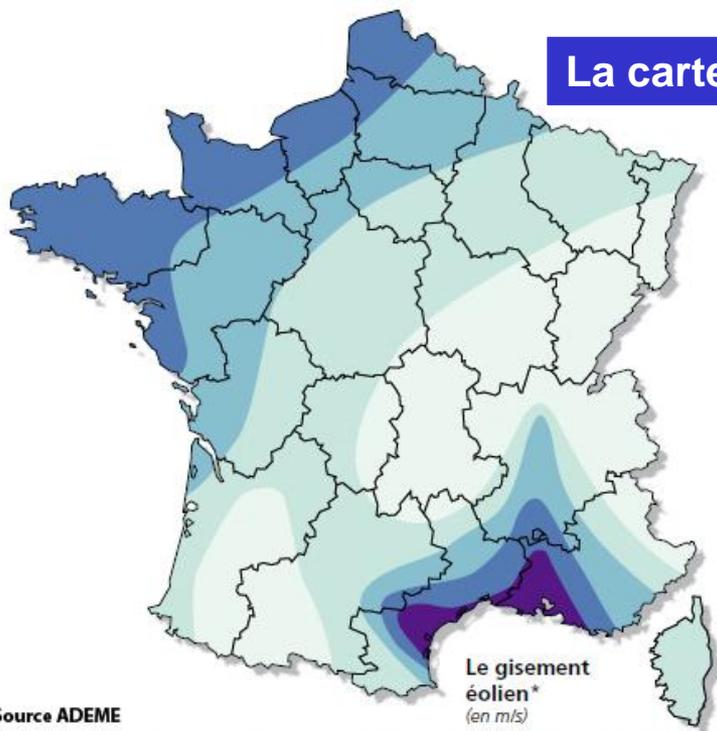
2007 1800 MW
2008 1080 MW
2009 1136 MW
2010 1256 MW
2011 832 MW
2012 717 MW
→ 9/2013 : 348 MW



On peut noter à partir de 2009 un net fléchissement des installations (dû à l'hostilité des populations concernées)

Pour atteindre l'objectif de 19.000 MW en 2020 il faudrait 1.500 MW/an...

La carte des vents



Le gisement éolien*
(en m/s)

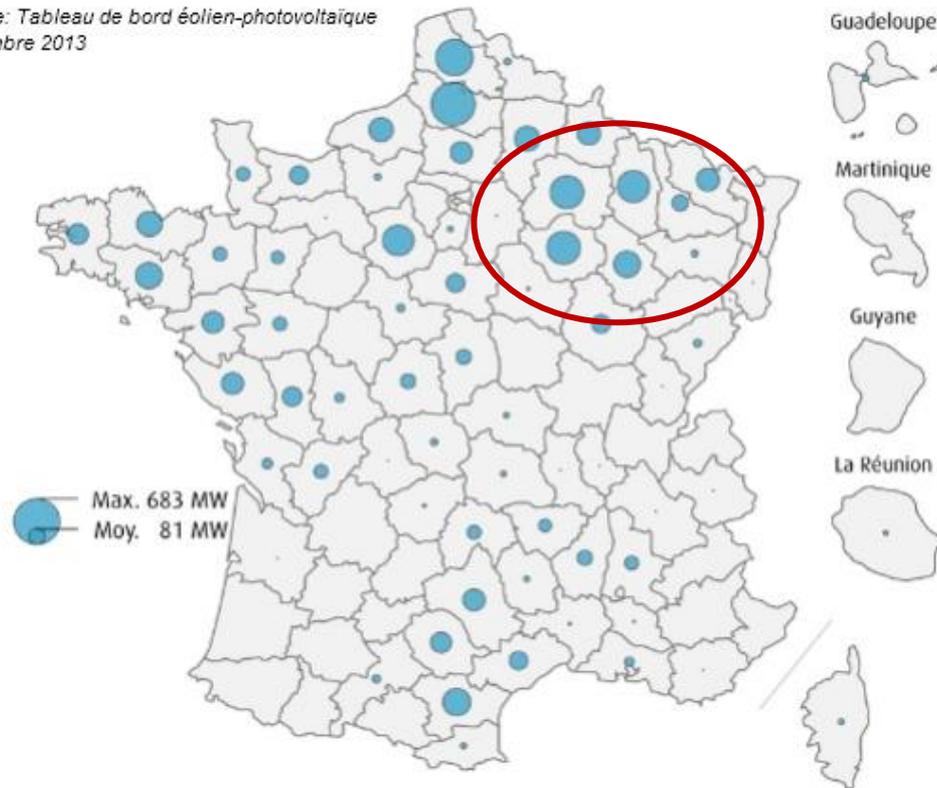
Source ADEME

Bocage dense, bois, banlieue	Rase campagne, obstacles épars	Prairies plates, quelques buissons	Lacs, mer	Crêtes**, collines	
<3,5	<4,5	<5,0	<5,5	<7,0	Zone 1
3,5 - 4,5	4,5 - 5,5	5,0 - 6,0	5,5 - 7,0	7,0 - 8,5	Zone 2
4,5 - 5,0	5,5 - 6,5	6,0 - 7,0	7,0 - 8,0	8,5 - 10,0	Zone 3
5,0 - 6,0	6,5 - 7,5	7,0 - 8,5	8,0 - 9,0	10,0 - 11,5	Zone 4
>6,0	>7,5	>8,5	>9,0	>11,5	Zone 5

* Vitesse du vent à 50 mètres au-dessus du sol en fonction de la topographie.

** Les zones montagneuses nécessitent une étude de gisement spécifique.

Source: Tableau de bord éolien-photovoltaïque
Novembre 2013



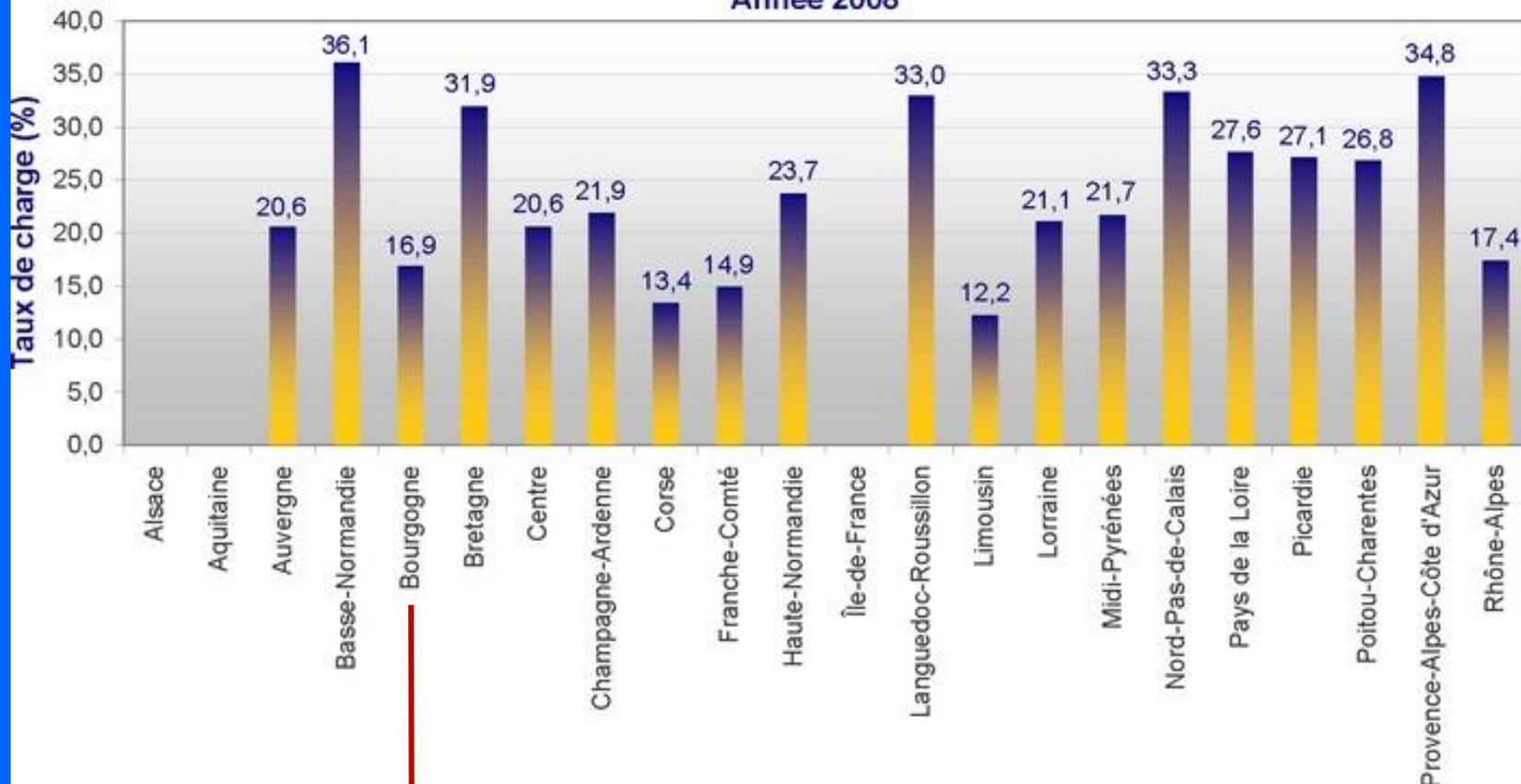
01/10/2013 : 7.991 MW

production 2013 (9 mois) : 10,1 TWh (2%)

L'implantation des parcs et les projets futurs ne correspondent plus avec la force réelle du vent...

« les éoliennes ne s'installent pas là où il y a du vent mais là où il y a des subventions » (Christian Gérondeau, expert indépendant)

Taux de charge moyen des zones éoliennes industrielles régionales françaises Année 2008



**Facteur de charge moyen (coefficient de disponibilité) en 2008
du parc éolien en France, selon les régions (moyenne 23%)
minimum : Limousin 12,2%
maximum : Basse Normandie 36,1%**

2020 : 1500 MW soit 600 éoliennes prévues

Une solution pour « limiter » (?) l'impact environnemental : l'éolien offshore



En forte croissance depuis 5 ans... mais :

- **coût d'investissement très élevé**
- **maintenance difficile et problème de fiabilité**
- **impact environnemental important**

➔ contestation croissante

**Exemple : parc off-shore de Thorntonbank
(large d'Ostende) (2012)**

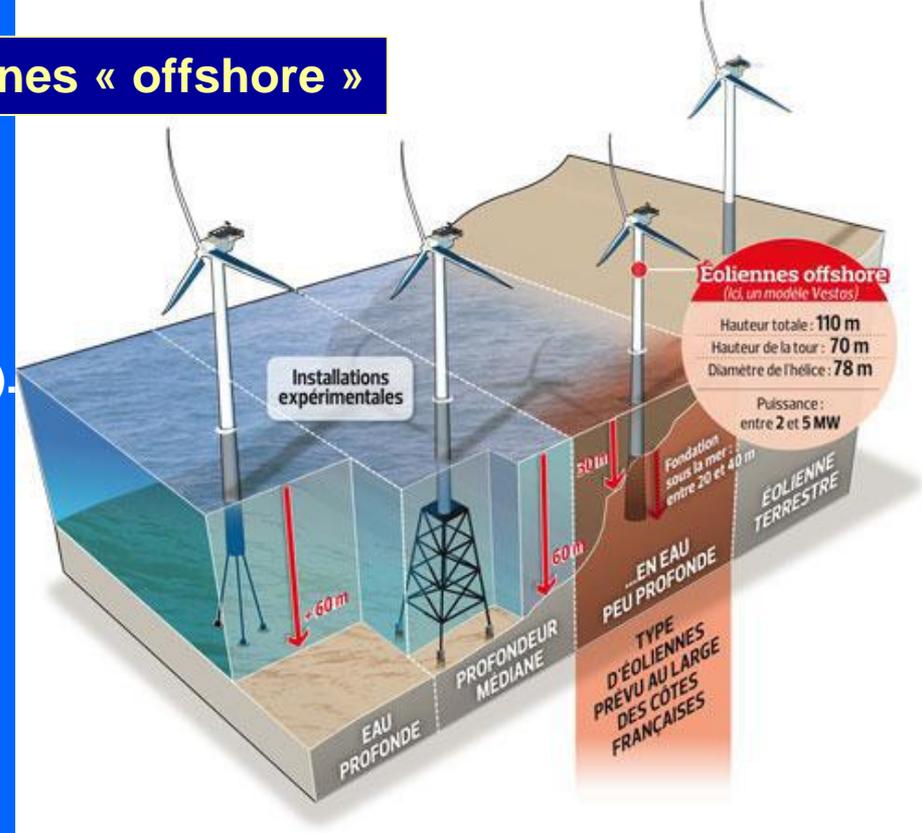
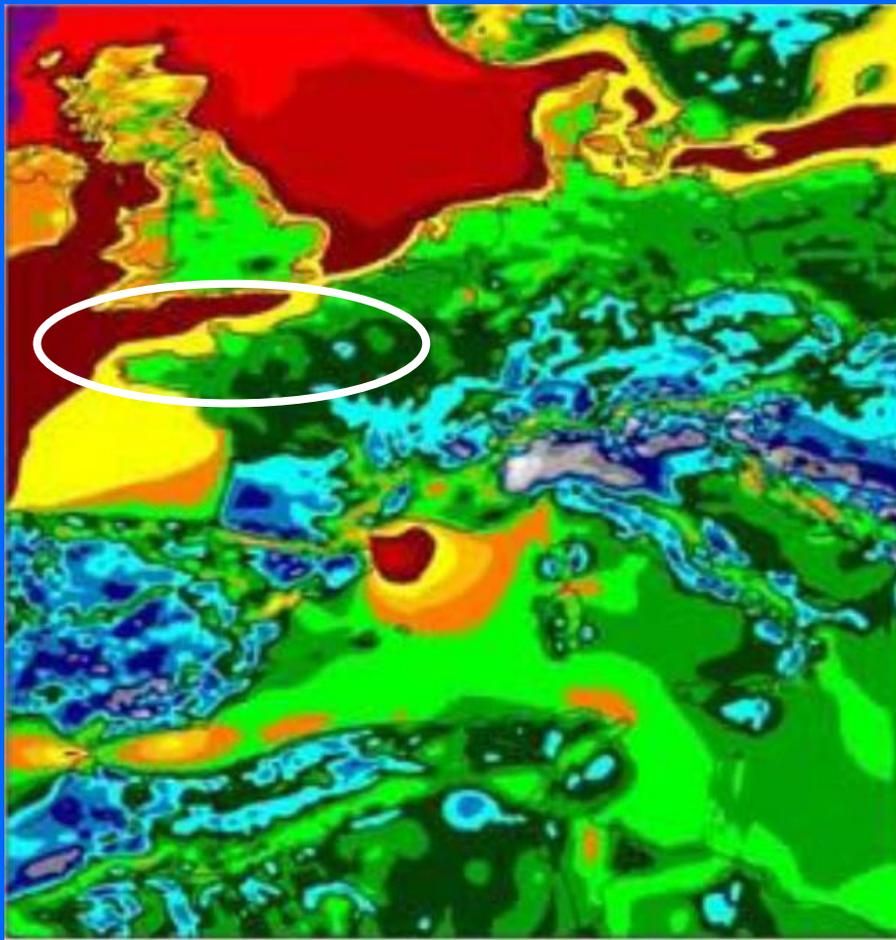


54 éoliennes de 6,4 MW, soit 350 MW
Coût : 1,5 milliards d'euros (soit 4,3 M€/MW)
Production électrique : 1000 GWh/an
soit un facteur de charge de 32%



Les éoliennes « offshore »

Dans certains pays européens la distance à la côte doit être de 30 à 50 km, ce qui ne sera pas le cas en France où on a choisi l'implantation en eau peu profonde (donc très visible des plages et perturbation des activités de la pêche).

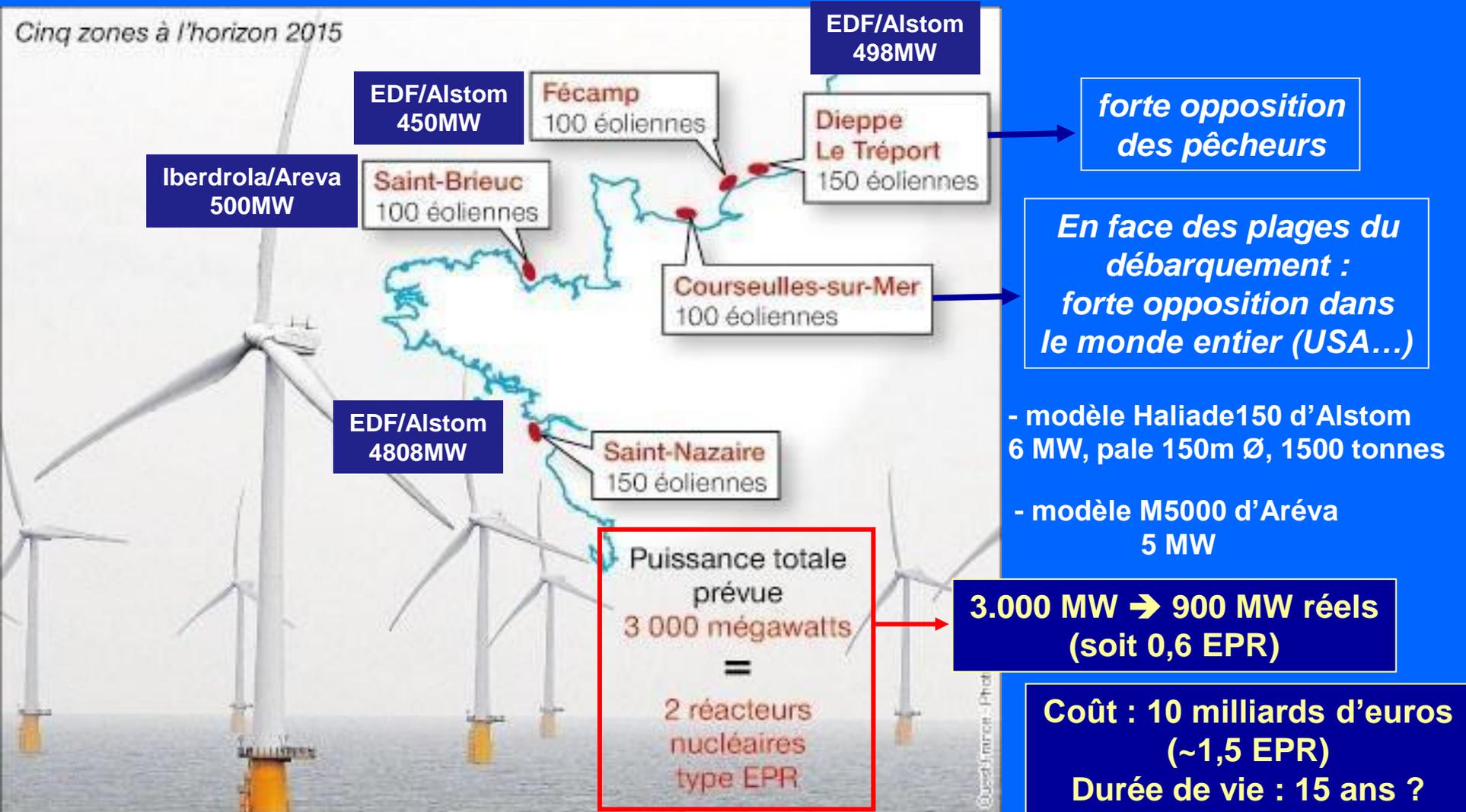


Carte du rendement des parcs « off shore »

Les côtes françaises ne sont pas particulièrement parmi les plus efficaces !

Projets d'implantation d'une première tranche de 600 éoliennes « off-shores » de 5 MW dans la Manche et l'Atlantique (3 GW)

*problèmes de sécurité pour la navigation, problème d'environnement marin etc.
600 navires par jour, 100 à 150 navires à la dérive par an...*



Vue future d'Etretat, Fécamp, les Petites Dalles (76)



Photomontage montrant les futures éoliennes de 150 m de haut situées à quelques km au large du Pays de Caux (Fécamp- Etretat)

Cape Cod (Massachusetts). Distance du rivage : 6,5 miles, soit 10,46 km



Projets éoliens : Coût de l'investissement

- Eolien terrestre : 1,5 à 2 M€ par MW
- Eolien offshore : 3 à 4,5 M€ par MW

- Durée de vie : 15 à 20 ans
- disponibilité : 20 à 30%

EPR : 4 à 5 M€ par MW

- Durée de vie : 80 ans
- disponibilité : 90%

Objectif 2020 : 25 000 MW (voire 35000 MW !)

19.000 MW sur terre: soit environ 10.000 éoliennes de 2 MW
6.000 MW en mer soit 2.000 éoliennes de 3 MW

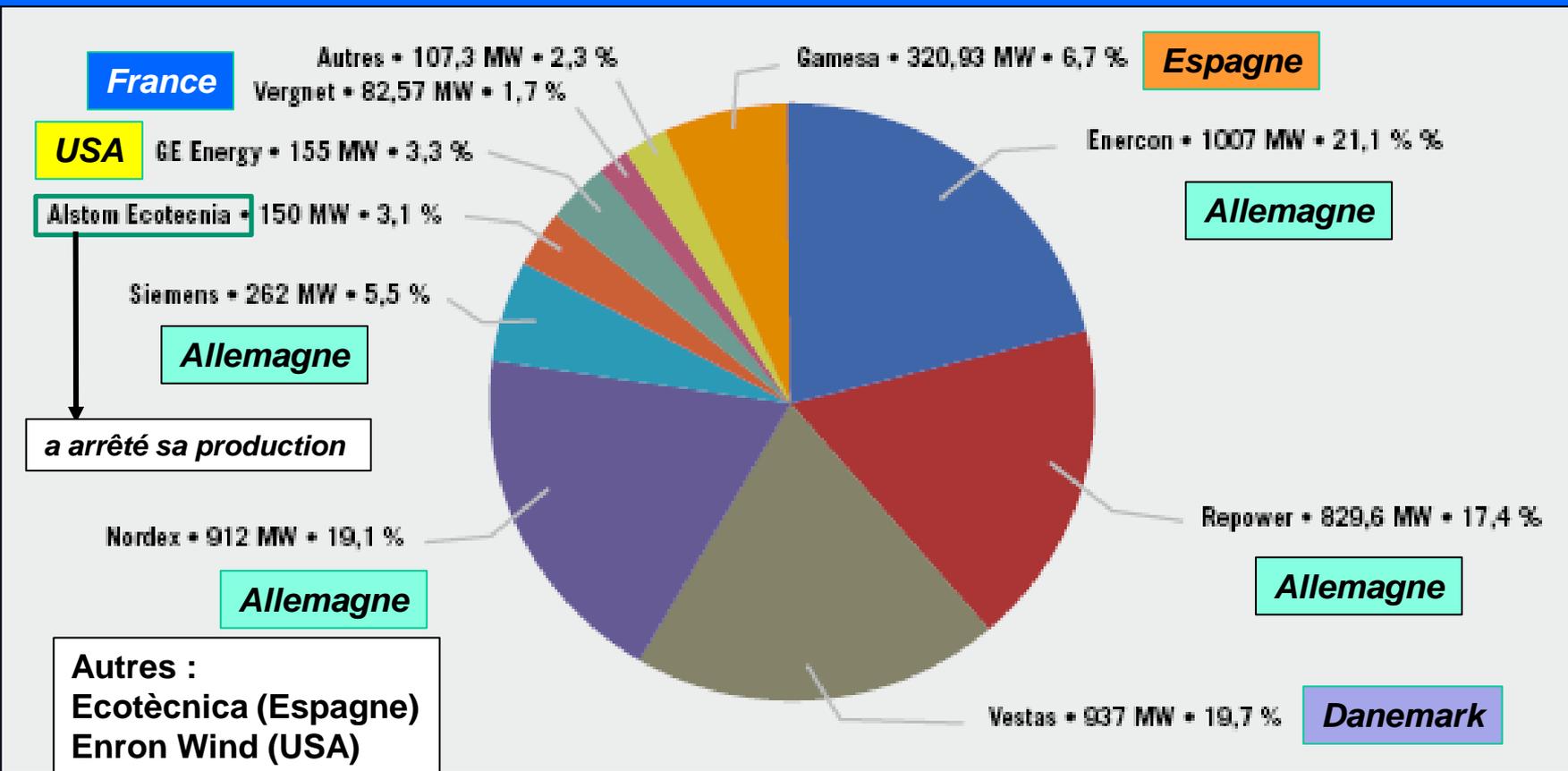
2010 : 5 000 MW

2015 : 17 000 MW

2020 : 20 000 MW

Coût total : 35 à 50 milliards d'€ + 3 milliards d'€ pour le réseau électrique

Qui va construire ces éoliennes ?



Répartition par constructeur du parc cumulé en France à la fin 2009

- Autres :**
- Ecotecnica (Espagne)
 - Enron Wind (USA)
 - Dewind (Allemagne)
 - Sinovel (Chine)
 - Goldwind (Chine)
 - Suzlon (Inde)

- Il n'y a pas de fabricant français... et peu de chance qu'il y en ait !
- Les entreprises européennes (Vestas...) licencient et délocalisent
- La Chine prend avec l'Inde une place prépondérante...
- Pour le Offshore, AREVA fait construire en Allemagne...

Conséquences écologiques de l'éolien

Falaise (calvados)



1 - Impact visuel sur l'environnement

Champs d'éoliennes



En Allemagne

<http://mark-duchamp.spaces.live.com>

Plouvien les Bains (Finistère)(*)



() condamnées à être démontées*

Ouest-France

Langenhorn, Schleswig-Holstein, Allemagne





**La Palme (Corbières Maritimes) –
Parc Naturel Régional de la Narbonnaise
en Méditerranée**

**Diminution de la valeur des biens
immobiliers (de 20 à 100%)**

**Autre nuisance :
les flashes lumineux
permanents**

**Vue du village de LA CHAMBA,
balisage de deux douzaines
d'aérogénérateurs implantés sur
la commune de ARDES SUR COUZE
(Puy De Dôme) à 65km.**

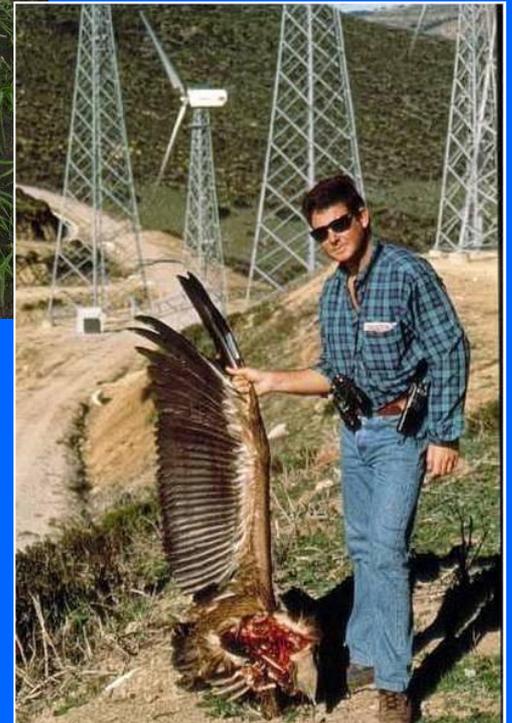


Quelques victimes des éoliennes

directement ou indirectement...

*des millions d'oiseaux
sont tués tous les ans*

*Forte mortalité chez
les chauves-souris*



Les oiseaux sont au courant

Quand les défenseurs de la nature se vendent à EDF...

On sait qu'après des décennies à fond dans le tout-nucléaire EDF s'est lancé dans l'éolien, dont l'avenir semble plus prometteur. Question : comment ne pas fâcher les écolos, qui accusent les éoliennes de tuer moult volatiles ?

En 2001, pour constituer le dossier d'enquête publique portant sur l'installation de 11 éoliennes sur le causse d'Aumelas (Hérault), la filiale spécialisée EDF Energies nouvelles demande à la Ligue de protection des oiseaux (LPO) de l'Hérault une étude d'impact sur la faune.

Après tout, la LPO n'est-elle pas riche d'ornithologues passionnés, qui veillent sur les espèces en danger, comme le busard cendré ou le faucon crécerellette, revenu vivre dans la région ? Elle est même chargée d'un programme national de réintroduction de ce faucon (qui a, entre autres, la particularité d'aller hiverner au Sénégal), pour lequel le ministre de l'Écologie l'a subventionnée à hauteur de 36 000 euros...

A la suite de l'enquête publique (forcément positive...), les éoliennes sont sorties de terre en 2006, suivies par 13 autres en 2009, adoubees

elles aussi par une étude d'impact de la LPO. Seulement voilà : depuis 2010, 7 busards cendrés, 28 chauves-souris et 13 faucons crécerellettes ont été retrouvés morts à leur pied. « Ces chiffres sont inquiétants, sachant qu'en raison de la forte prédation au sol on retrouve très peu de cadavres », explique un ami des oiseaux.

Sans nier ces chiffres, la LPO refuse de les évoquer publiquement. « Nous avons une clause de confidentialité avec

Effaroucher les oiseaux

EDF », reconnaît, penaud, Nicolas Saulnier, son directeur régional. Combien l'électricien rémunère-t-il l'association pour son suivi ? Secret industriel. Mais les gens bien informés avancent un ordre de grandeur de 500 euros par jour, à raison de deux jours par semaine...

« C'est hallucinant : d'un côté, la LPO reçoit de l'argent public pour sauvegarder le faucon crécerellette, et, de l'autre, elle travaille pour un opérateur qui les massacre ! » s'indigne notre ami des oi-

seaux. Lequel s'énerve aussi du fait que la LPO se fasse muette quand EDF s'apprête à ajouter sept éoliennes à son parc du causse d'Aumelas... Et ce sans avoir aucunement suivi ses recommandations : la Ligue préconisait en effet, dès le mois de mars, la mise en place sur toutes les éoliennes de DT Bird, un système qui détecte les oiseaux et émet un bruit pour les effaroucher. Pour l'instant, il n'en existe que deux. Mais l'électricien promet que les prochaines éoliennes en seront équipées...

A force de se fréquenter, les écolos et le géant du nucléaire ont fait ami-ami. Non seulement Henri-Pierre Roche, ancien directeur de la LPO Hérault, a accepté en 2007 le poste de « responsable environnement » à EDF EN, mais Pierre Gitenet, l'ornithologue chargé du suivi de mortalité sur les éoliennes, s'y est fait embaucher en août dernier.

« Des décisions personnelles », assure-t-on du côté de l'association, qui n'envisage pas pour l'instant d'installer son siège dans une centrale nucléaire.

Brasser de l'air, c'est tout un art...

Professeur Canardeau

Le parc de 24 éoliennes de la Causse d'Aumelas (Hérault), a provoqué de 2010 à 2013 la mort de :

- 7 busards
- 28 chauve-souris
- 13 faucons crécerellettes (dont la réintroduction a été financée par une subvention de 36.000 €)

l'article dénonce la collusion entre la ligue de protection des oiseaux (LPO) et EDF Energies Nouvelles...

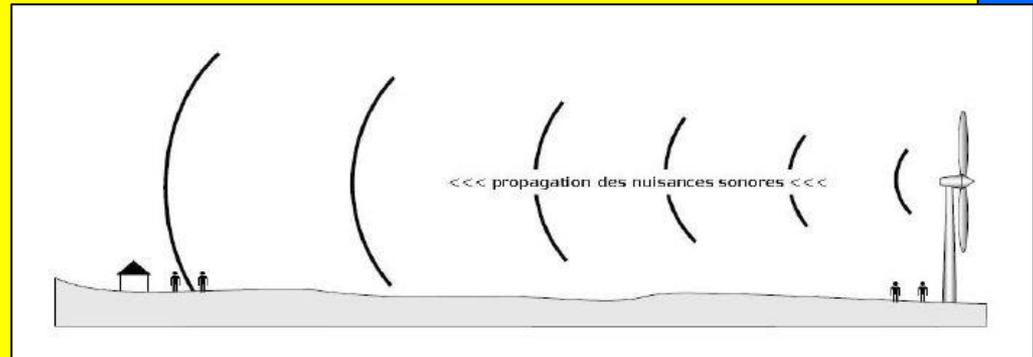
2 - Impact sur la santé : Nuisances sonores audible et inaudible...

Le bruit généré par une éolienne se situe vers 45dB (à 500 m), qui provoque chez les riverains une gêne importante.

De plus il y a émission d'infrasons, inaudibles mais qui provoquent des troubles importants et un impact sur la santé (jusqu'à 10km...).

Troubles de la santé rapportés jusqu'à plusieurs km d'aérogénérateurs industriels
In Dr Nina Pierpont, « Wind turbine syndrome », (« le syndrome éolien »)
(Santa Fe, NM: K-Selected Books, 2009)

- Vertiges
- Nausées
- Maux de tête
- Troubles du sommeil
- Irritabilité
- Tachycardie
- Acouphènes
- Troubles de la vue
- Angoisse et palpitations.
- Problèmes de concentration et de mémoire
- Sensation d'augmentation de la pression intra auriculaire



L'académie de médecine recommande une distance minimale de 1500m
(comme c'est le cas dans beaucoup de pays)...

l'OMS préconise une distance minimale de 2.000 m des habitations...

En France on peut les implanter jusqu'à 500m des habitations !

3 – Sans compter les risques



ça brule...



ça explose...



et en hiver, ça projette de la glace...

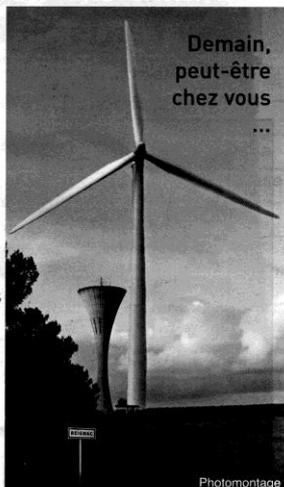
Les implantations d'éoliennes suscitent de plus en plus d'hostilité dans la population, d'où un nombre croissant d'associations de défense (819 sont regroupées dans la FED Fédération Environnement Durable) et avec la création d'une « plateforme européenne contre les éoliennes » (EPAW) qui regroupe 437 associations de 21 pays.



VIGI EOLE Aujourd'hui, à Reignac (33)

<http://www.vigieole.fr>

Association Vigi-Eole
(loi 1901)
n°4 Le Grand Chemin
33860 Reignac
vigieole@yahoo.fr



Un projet :

- insensé
- inutile, production insuffisante
- avec des nuisances sonores et visuelles
- Efficacité non prouvée dans la lutte contre l'effet de serre
- Hausse de votre facture d'électricité
- Rente financière scandaleuse accordée au promoteur exploitant.

* voir les propos de Patrick Ollier, député, à la séance du 24 septembre 2008 d'une Commission à l'Assemblée Nationale.

Imprimé par nos soins, ne pas jeter sur la voie publique

<http://epaw.org/>

*Journées du Patrimoine
14 et 15 septembre 2013*



L'2RIEN Association loi 1901 n° W362063247

NON aux 22 éoliennes géantes
sur la Communauté de Communes du pays de Valençay
Notre avenir est en jeu !

3 pales de 40 m (Eolien)
Un mât de 100 mètres

750 tonnes de béton et 400 tonnes d'armature, à jamais dans le sol

Pour vous donner un ordre de grandeur :

Echelle
100 m
50 m
10 m

Un tracteur (3 m)
Une vache (1,6 m)
Un homme (1,8 m)
Clocher épilée de Lucy (30 m)
St. Pierre.com

Venez vous informer, le 28 mai 2010 à 18 h 30, Salle "Saint Mandé" à Villentrois

* Imprimé par nos soins
Ne pas jeter sur la voie publique

ACPEM

Association Contre Les Projets d'Eoliennes en Mer

REUNION PUBLIQUE

**NON aux éoliennes
devant nos côtes.**

**Jeudi 4 Mars à 20h30
Salle Communale
Créances**

Avec la participation de la FED, BNE, ACLEM et AQABBA

MPAUBERT GRAPHIC - Créances

Ce qui ralentit fortement les mises en chantier

Cette année la Compagnie du Vent a été condamnée à démanteler 10 éoliennes dans le Nord Pas de Calais pour nuisance...

2011 : en France, les parcs éoliens ont été classés ICPE (Installations Classées Pour l'Environnement) c'est-à-dire présentant un risque pour l'environnement

*ce qui n'est pas forcément l'avis de tout le monde !
(beaucoup d'intérêts économiques en jeu !)*

Ces éoliennes qui sèment la tempête



Une éolienne de 3 MW rapporte par an :
430.000 euros au promoteur (15 ans !)
25.000 euros de taxe (région, commune...)
~5.000 euros au paysan (location)...

*Un maire du Pas de Calais est accusé de
« prise illégale d'intérêt » ayant fait installer
10 éoliennes sur ses terres qui lui rapportent
108.000 euros par an !*

Ainsi le sénateur Philippe Dominati est membre de la commission des affaires économiques du Sénat, chargé des textes et lois sur les énergies renouvelables ainsi que du tarif de rachat... il est membre du conseil d'administration de Théolia et d'un site d'appels qui lui rapporte 230.000 euros par an (*)

() S. Coignard et R. Gubert « l'oligarchie des incapables » (Albin Michel)*

*portail tagué d'un militant anti-éolien...
(novembre 2013)*



En résumé que penser de l'énergie éolienne ?

Les arguments des promoteurs (relayés par les médias) sont :

1 – L'énergie éolienne est une énergie gratuite

faux car si le vent est gratuit, l'éolienne c'est du béton (1300 tonnes), de l'acier, des matériaux composites etc. environ 2M€/MW pour l'on-shore et plus de 4M€/MW pour l'off-shore (outre le prix de rachat imposé)

*Le réseau de transport actuel devra être étendu pour relier les parcs aux lignes à haute-tension mais surtout profondément modifié pour faire face à une production présentant de fortes variations et pour lesquelles il n'est pas adapté...
coût : plusieurs milliards d'euros*

2 – L'énergie éolienne est une énergie « verte »

faux...

1 – la fabrication d'une éolienne est très polluante :

- 300 m³ de béton
- 280 tonnes d'acier
- 50 tonnes de verre époxy,
- de l'huile (300 à 500 l),
- 2700 kg de Terres Rares (très polluantes à produire et risque de diffusion)
→ 4500 tonnes de CO₂ (6 ans de fonctionnement)

2 - la production électrique est aléatoire, donc il faut pouvoir la compenser par l'ajout d'une énergie complémentaire compensatoire et « instantanée », le gaz par exemple

3 – L'énergie éolienne est la solution aux problèmes énergétiques futurs...

*Compte tenu de leur capacité de production très aléatoire, de l'impossibilité de stocker l'énergie électrique, l'éolien et le solaire PV ne peuvent être des sources prépondérantes dans le mix énergétique... ni remplacer le nucléaire (même en partie !)
Quant à l'indépendance énergétique ? obligation d'importation massive de gaz !*

4 – L'énergie éolienne (comme l'énergie photovoltaïque) est génératrice d'emplois

1 – Peu d'industrie en France dans ce domaine (~7.000 emplois)

2 – Les Allemands, les Danois, les Espagnols sont sur le marché depuis longtemps

3 – La Chine prend une part de plus en plus grande dans ce secteur

4 – Les industries européennes délocalisent ou licencient massivement (VESTAS)...

5 – Aucune chance de pouvoir créer une industrie compétitive !

6 – Par contre, le développement de l'éolien terrestre et off-shore va tuer de nombreux emplois dans le tourisme, la pêche, la restauration etc...

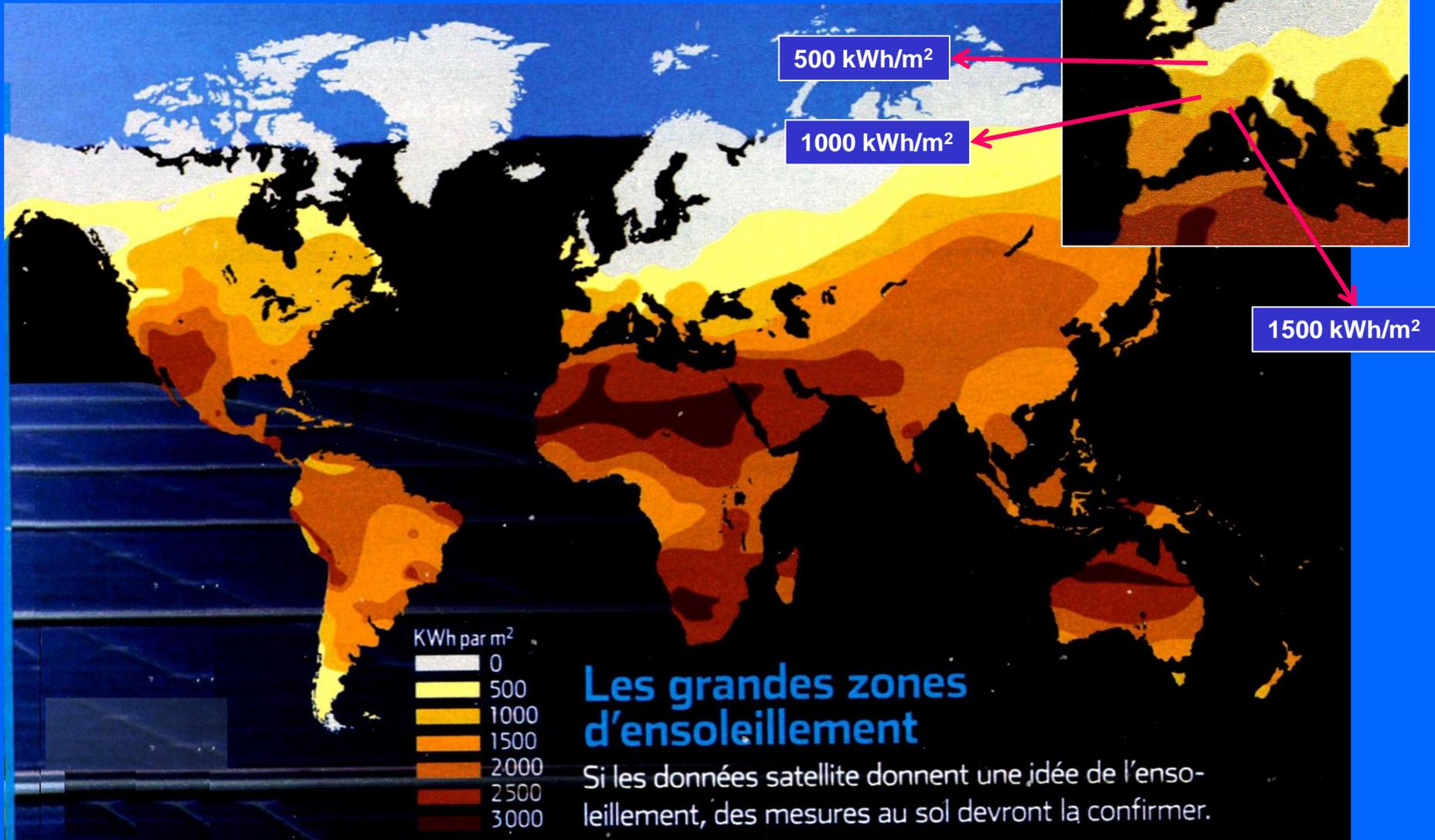
En conclusion : Limites de l'énergie éolienne

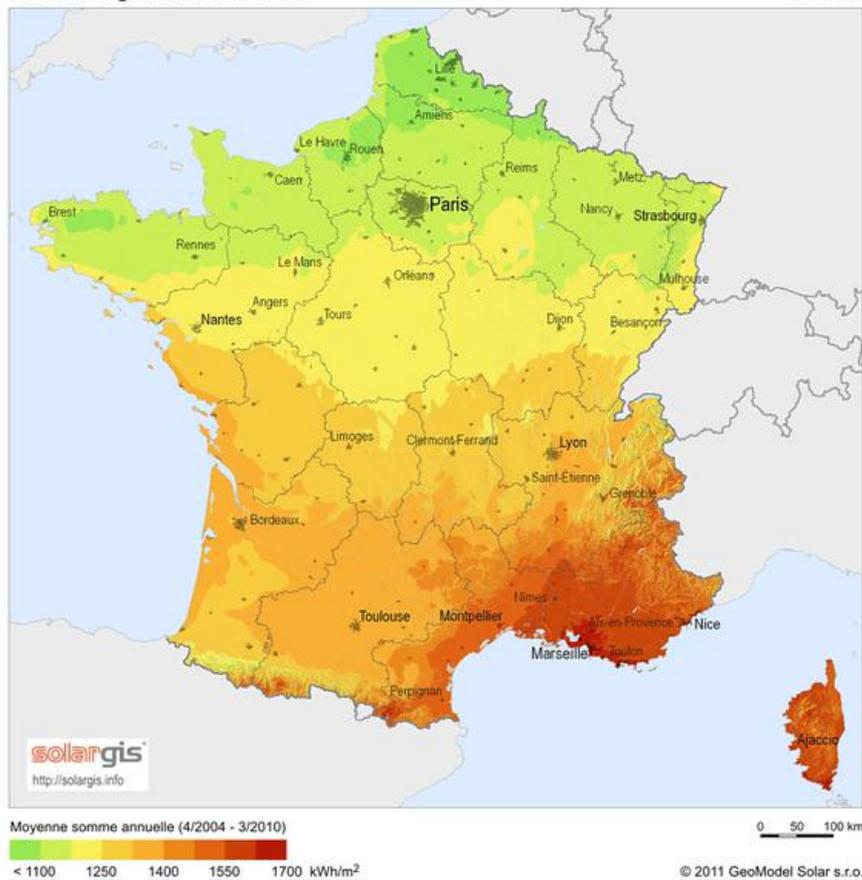
- faible taux de disponibilité (15 à 35%) aléatoire
(ne peut s'intégrer dans la production de semi-base ou de pointe)
- faible puissance par unité (1 à 5 MWe)
- forte nuisance environnementale
- nécessité de stockage (difficile sinon impossible)
- risque d'emballement et de rupture brutale
- coût du démantèlement : 1 M€ pour une éolienne de 3 MW
- coût élevé du kWh
- accentue fortement le déficit commercial de la France
(achat d'éoliennes et importation massive de gaz naturel)

Vis-à-vis des énergies renouvelables, l'Europe est de plus en plus considérée dans le monde un exemple... *à ne pas suivre !*

d) L'énergie solaire

puissance reçue en moyenne par la Terre : 1 kW/m^2





Ensoleillement en France

Puissance réelle :
(moyenne)

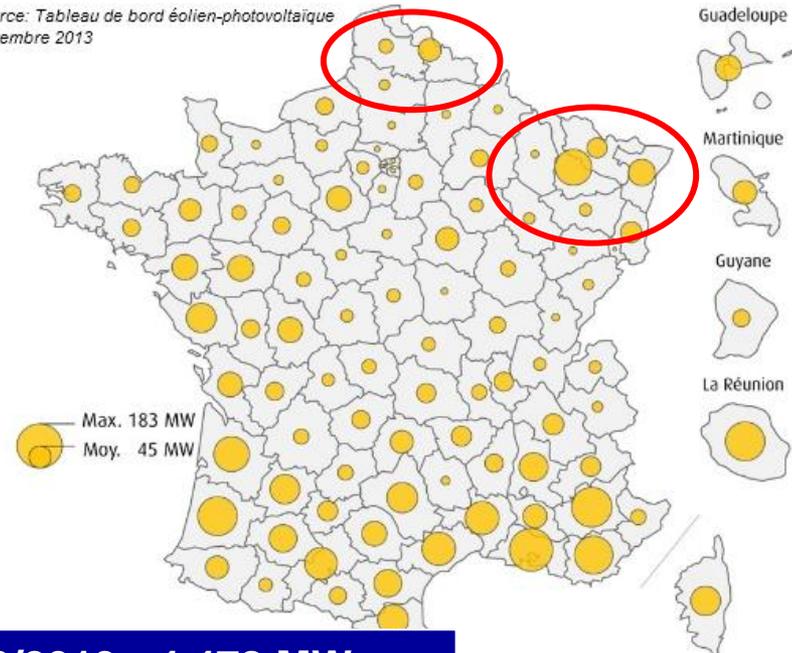
Lille : 115 W/m²
Paris : 125 W/m²
Toulouse : 143 W/m²

Energie reçue en moyenne : 1350 kWh/an/m²

Nord, RP : 1100 kWh/an/m²
Côte d'Azur : 1700 kWh/an/m²

*Le faible ensoleillement n'empêche pas
l'implantation de panneaux PV !*

Source: Tableau de bord éolien-photovoltaïque
Novembre 2013

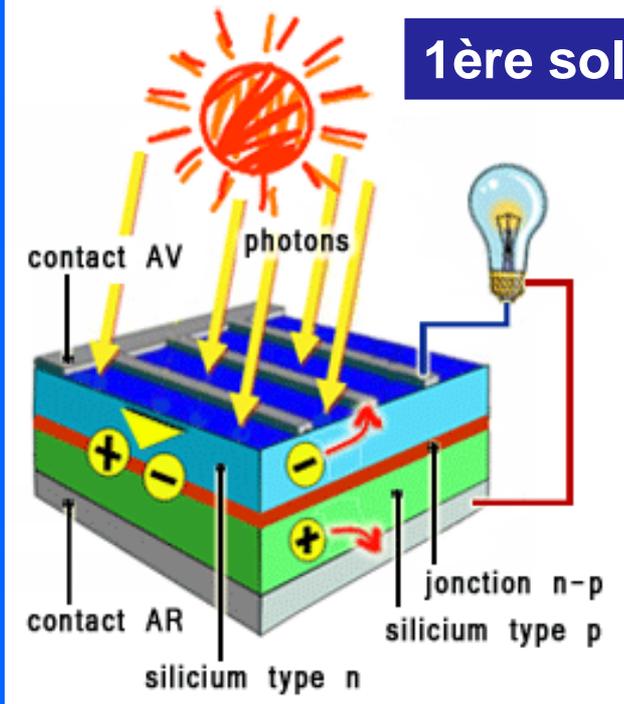


en France :
Juin 2013 : 4000 MWC
30 millions de m² de panneaux
Coût total : 18 Mds€
2012 : 4 TWh (0,7%)
5400 MW en 2020

→ Chine
Allemagne...

au 1/10/2013 : 4.478 MW
production 2013: 3,7TWh (0,8%)

1ère solution : la conversion directe photovoltaïque



Principe de la cellule photovoltaïque

La cellule est constituée d'une jonction Si (n) / Si (p)

Les photons du Soleil provoquent la formation de paires « trou-électron », les électrons étant récupérés pour créer un courant continu

Types de cellules :

- a) Si cristallin (78%)
 - polycristalline (30%) : rendement 13 à 15%
 - monocristalline (48%) : rendement 15 à 18%
- b) en couches minces (22%)
 - Si amorphe
 - CdTe polycristallin
 - CIS polycristallin

rendement : 5 à 7%
- c) GaAs : rendement très élevé (25%) mais très chères

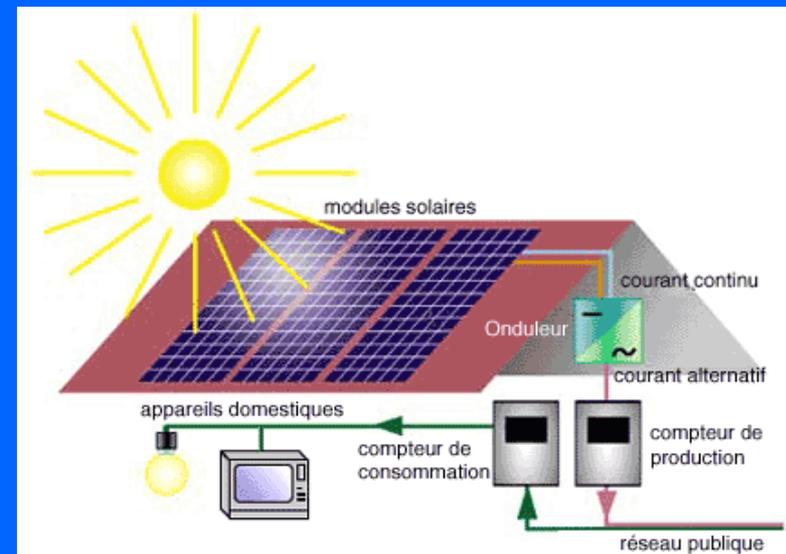
**Rendement maximum :
45% (60% avec concentrateur)**

Concernant les cellules photovoltaïques, on les qualifie par leur « puissance crête », environ 140 Wc/m^2

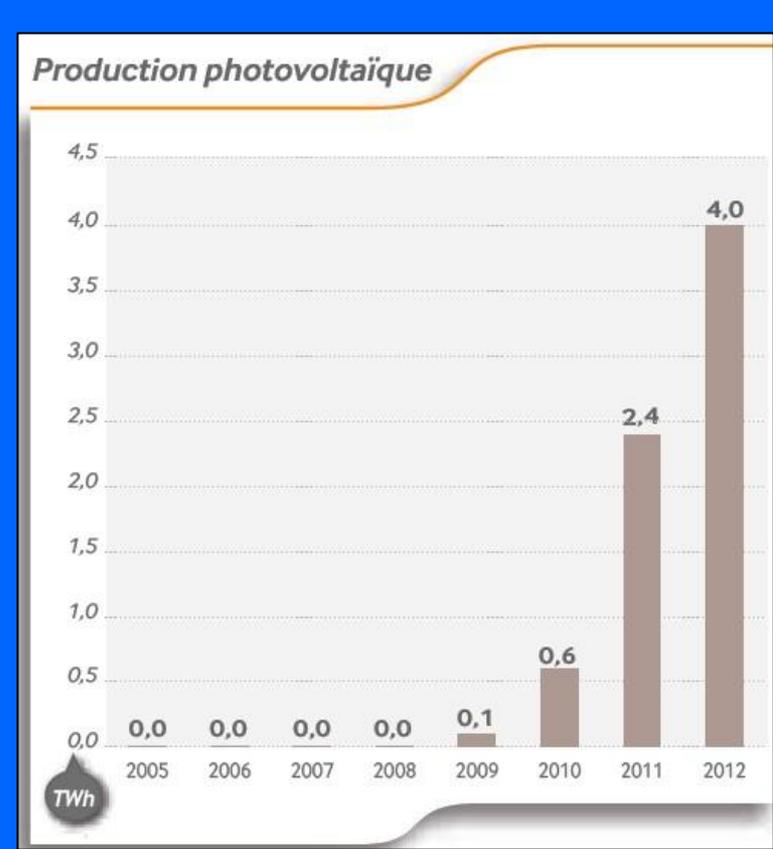
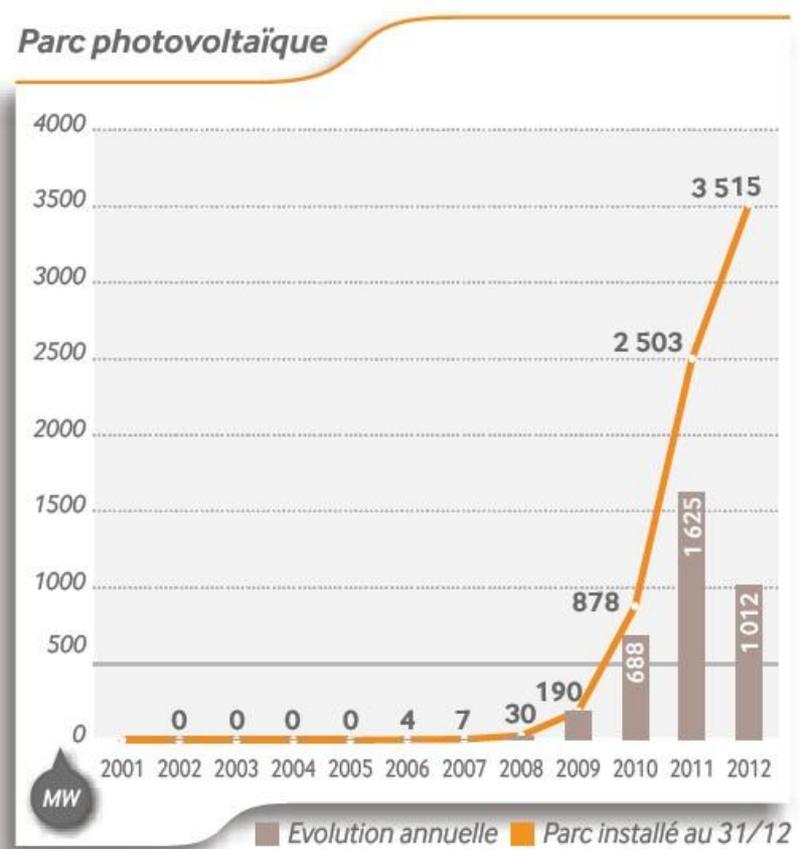
*Fin 2012, en France la puissance totale PV était de 3.515 MWc
Elle a produit 4 TWh (0,74%) soit un facteur de charge de 13%
c'est à dire une puissance réelle efficace de 456 MW*

Actuellement, pour des cellules commerciales, le rendement garanti est d'environ 13% la première année mais diminue régulièrement (-10% au bout de 10ans et -20% au bout de 25ans)

Rendement garanti des cellules



Utilisation domestique de panneaux PV

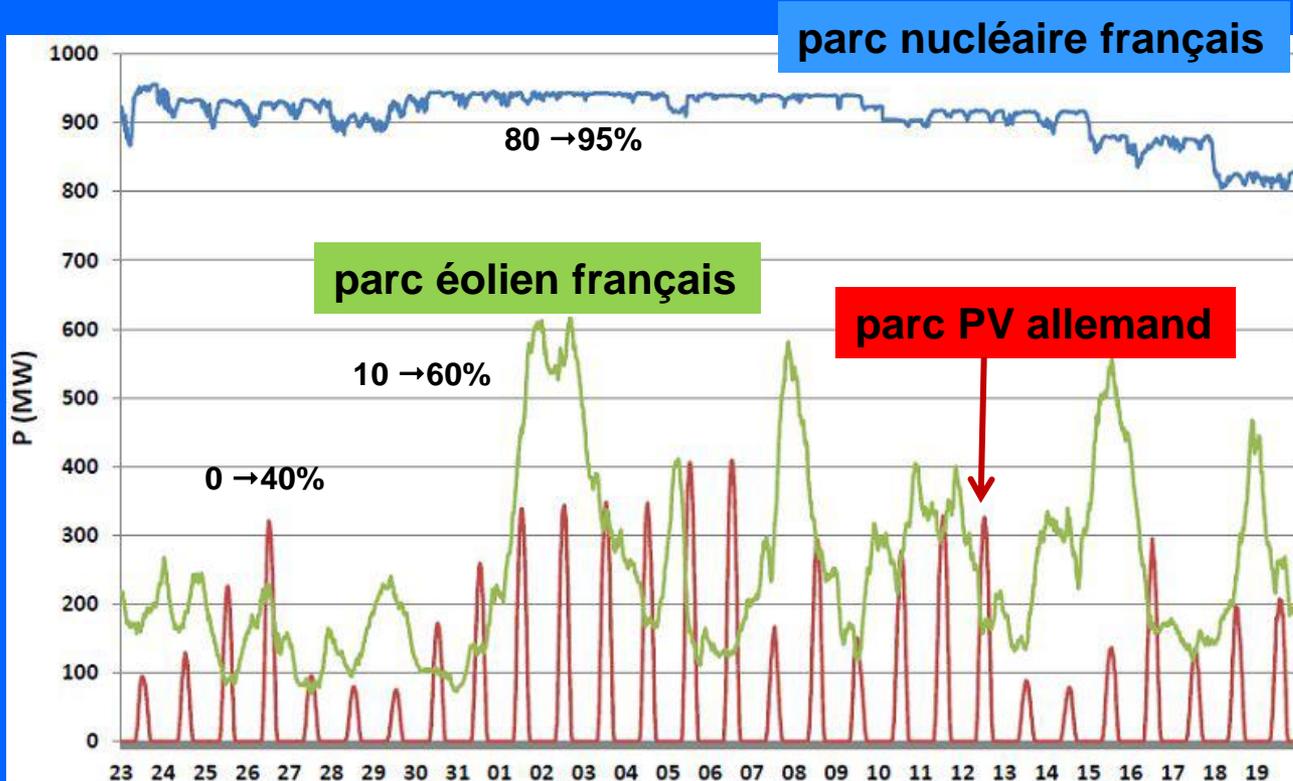


Le parc photovoltaïque connaît une très forte croissance qui n'est pas sans poser de problème compte tenu du très grand nombre de production (plusieurs centaines de milliers) et de faible puissance de chaque installation...

La progression du parc subit un net ralentissement...

Caractéristiques :

- faible énergie reçue par unité de surface (grande surface de capteur)
- faible disponibilité (1500 à 4000 h/an d'ensoleillement en France)
- faible rendement des cellules photovoltaïques (10 à 25%) ———→ 5 à 10 W/m²
- génération de courant continu et non alternatif
- dégradation et recyclage très polluants
- coût très élevé de l'électricité produite (>200€/MWh)
- production irrégulière et difficilement prévisible



**Production par GW
installé
du 23/01 au 19/02/2012**

*production localisée
autour de 12h*

**novembre 2013
(Allemagne)**

12h	10.000 MW
13h	8.000 MW
16h	100 MW
au-delà	0

Question : Les cellules actuelles étant réalisées principalement à partir du Si (provenant de l'industrie microélectronique) combien de temps faut-il à une cellule photovoltaïque pour restituer l'énergie nécessaire à sa fabrication ?

réponse : environ 5 ans (ratio de 4 pour une durée de vie de 20 ans)

**Cette valeur dépend aussi naturellement du lieu d'implantation (ensoleillement)
Quant à l'impact écologique, il dépend du lieu de production :
entre la France et l'Allemagne ou la Chine, sa valeur est très différente !**

**Qui produit des
cellules
photovoltaïques ?**

**Japon : 48 %
Europe : 25 %
USA : 14 %
Autres : 13 %**

**Allemagne : 57 %
Espagne : 28 %
France : 9 %
Autres : 6 %**

**pays où l'électricité
est très polluante !**

Données anciennes !

La Chine est en passe de devenir le 1^{er} producteur de panneaux solaires :

En 2012, 70% de la production est chinoise

Sur les 70GW installés dans le monde en 2012, 17 l'ont été en Europe dont 12GW venaient de Chine !

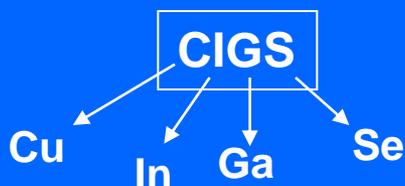
**Dans le cas où on remplacerait une centrale nucléaire par des panneaux photovoltaïques,
pour compenser le CO₂ produit en Chine pour les fabriquer , il faudra 30 ans
d'utilisation en France, soit plus que la durée de vie !**

⇒ bilan négatif !

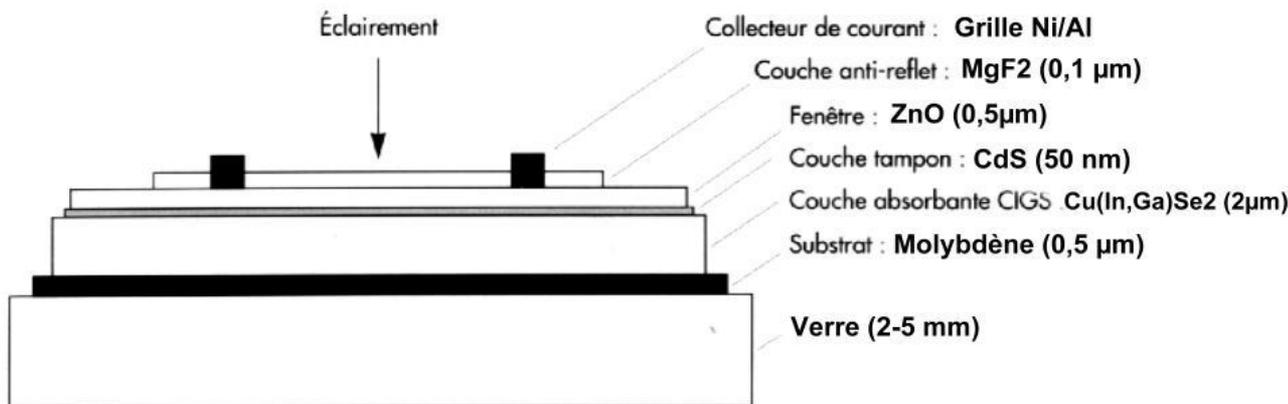
- Études en cours : - amélioration du rendement
- diminution du coût :
- silicium amorphe
- nouveaux concepts :

Projet CISEL

projet piloté par EDF



Vue en coupe d'une cellule photovoltaïque à base de CIGS



● Le matériau absorbant à l'origine de la conversion photovoltaïque est le CIGS. Il est déposé sous forme de couche mince sur un substrat en verre recouvert d'une couche de molybdène.

Une usine pilote a été mise en service début 2009 à Aix-en-Provence

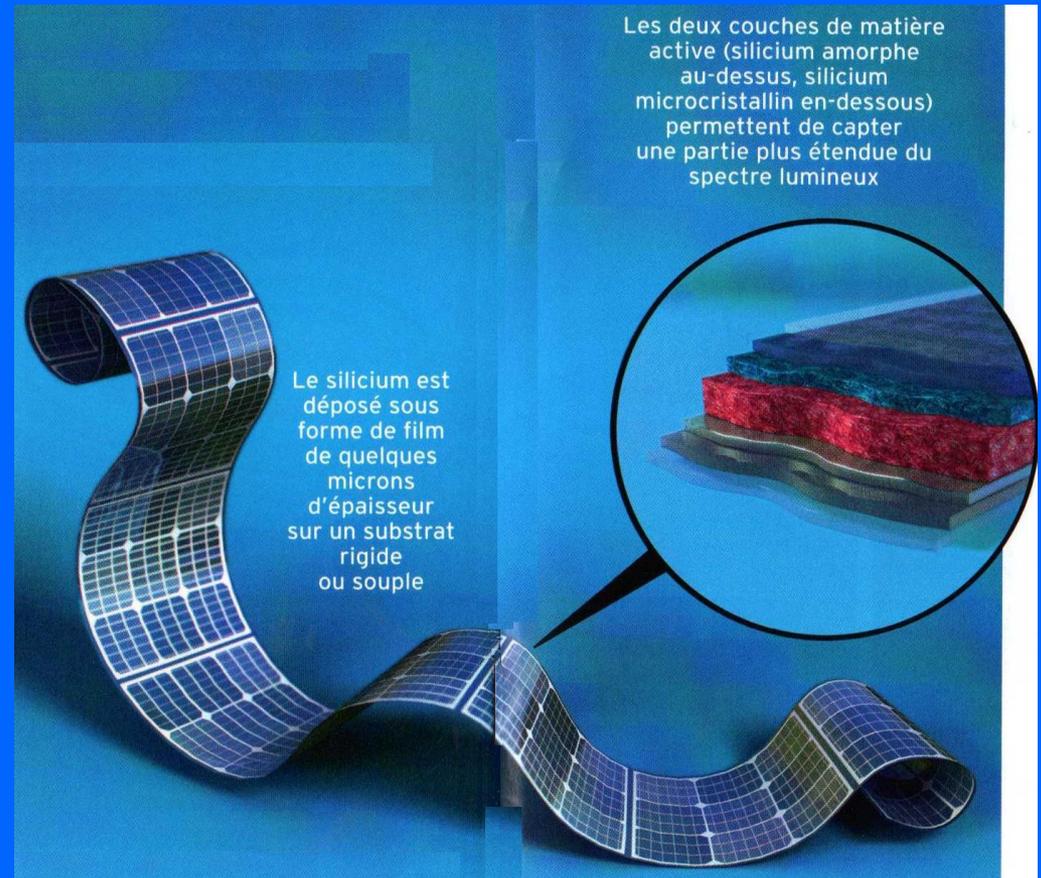
Couches minces de silicium amorphe

Les cellules à base de Si amorphe présentent un rendement faible : 7%

Projet Polysil

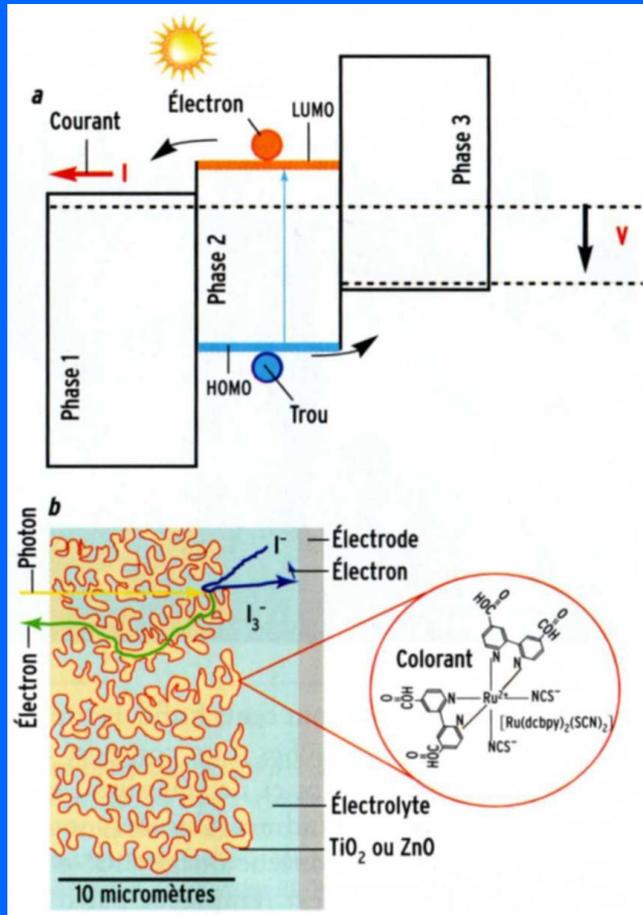
Il s'agit de cellules « tandem » où on superpose 2 cellules de matière active différente, couches minces de Si amorphe, polymorphe, polycristallin... chacune ayant une sensibilité pour différentes longueur d'onde.

Le but est d'obtenir un rendement de 12%



cellules à colorant/nanoparticules de TiO_2

(travaux de Michael Grätzel, Lausanne)

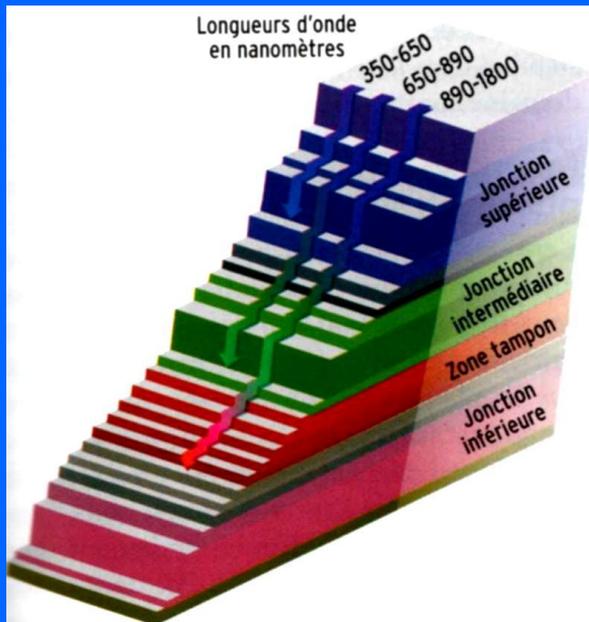
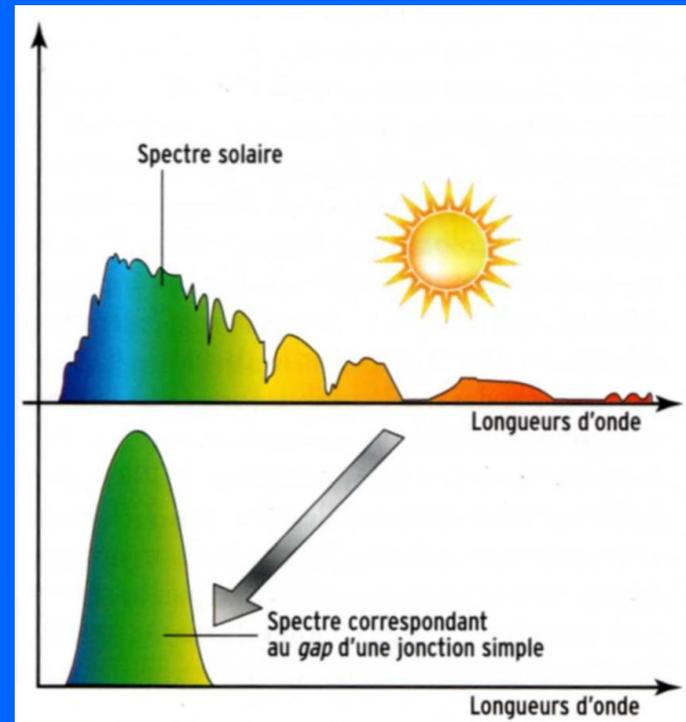
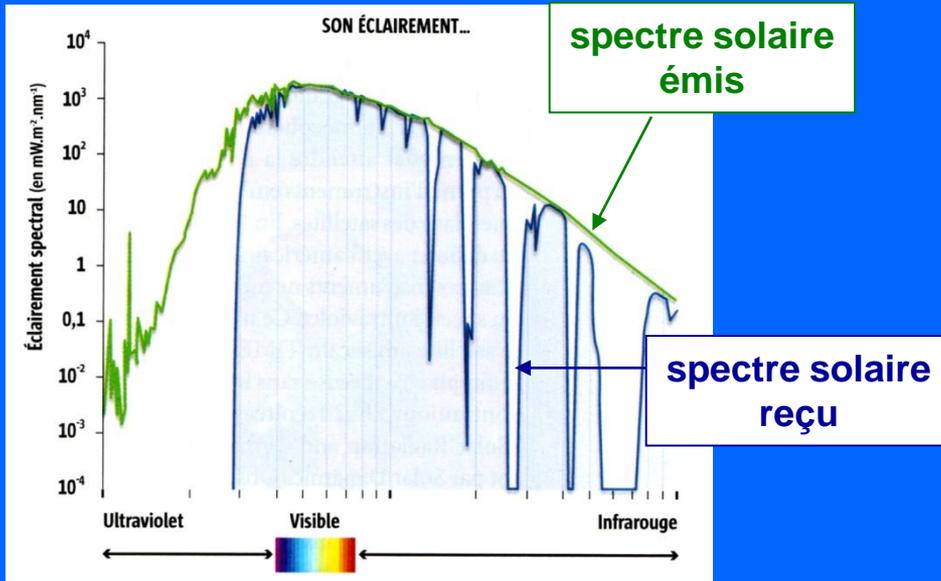


- sur la base de la photosynthèse
- efficace (90% de collection, 11% de rendement global)
- peu chères (rentabilité énergétique : quelques mois)
- transparentes (vitres « énergétiques »)

- 1) absorption d'un photon par le colorant (rouge)
- 2) l'électron est transféré dans la bande de conduction d'un matériau nanoporeux (TiO_2 ou ZnO)(en jaune)
- 3) le trou est transféré dans un autre matériau adjacent (électrolyte) où ils oxydent des ions triodures I_3^- qui sont ensuite réduits en I^-

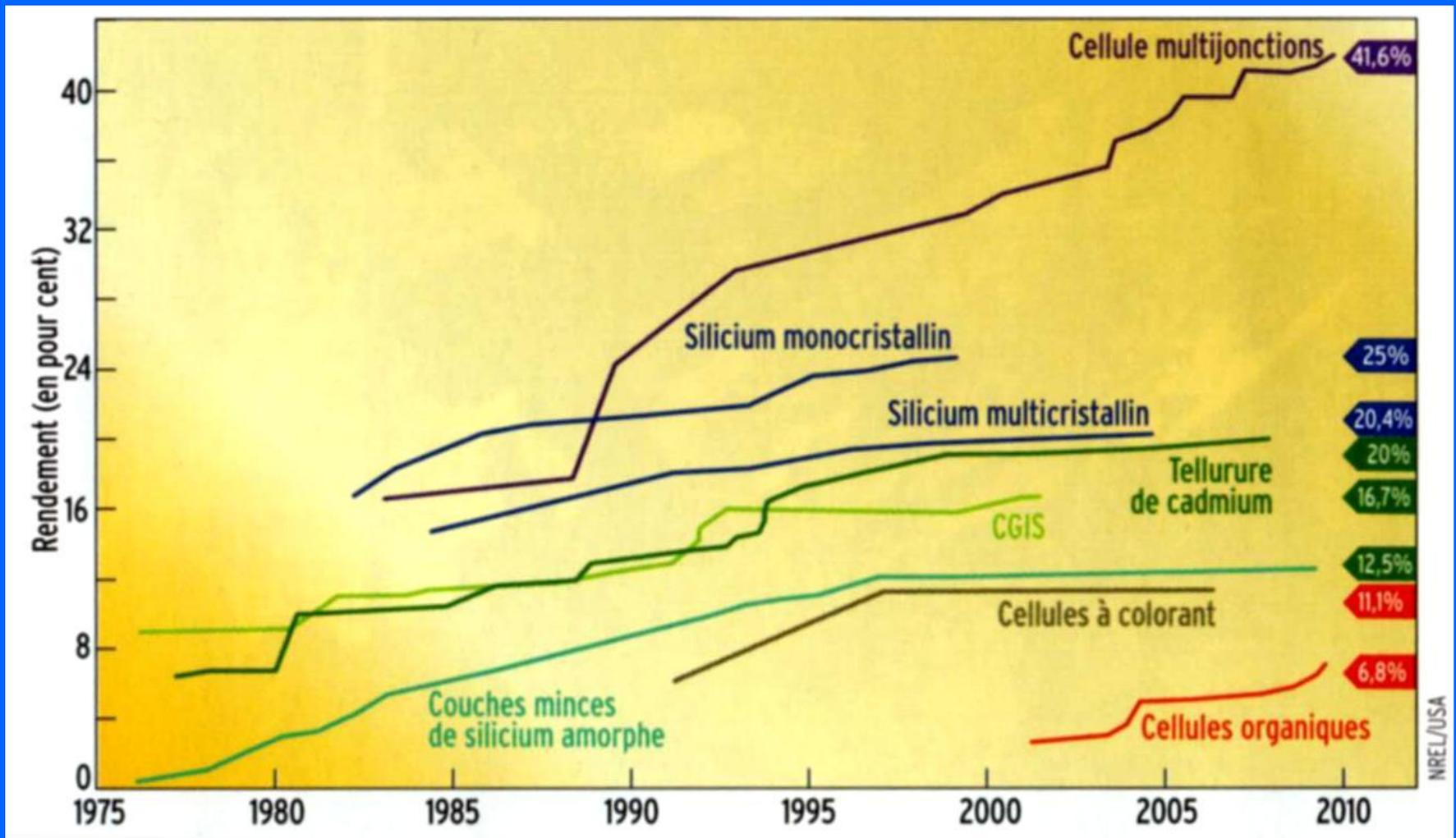
durée de vie encore trop faible ! (quelques mois)

Cellules Multi-gap



Cellules multicouches pour exploiter au mieux le spectre solaire

Projet européen « Full-spectrum » :
rendement de 39,7%
NLREL (USA) : 40%



Les rendements records en laboratoire des différentes filières photovoltaïques

Le rendement des cellules commercialisées est plus faible...

L'avenir des Cellules photovoltaïques

Actuellement

I. 1^{ère} génération

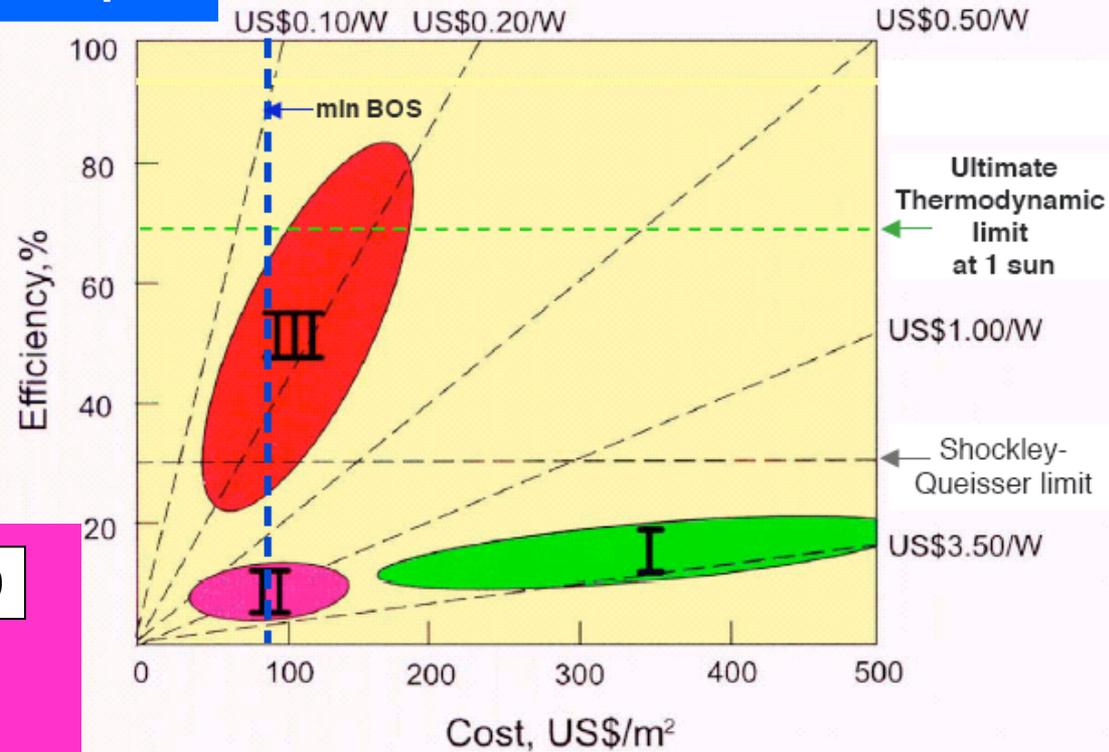
- Si monocristallin
- Si polycristallin

- Faible rendement (10 à 15%)
- Coût élevé (6 €/Wc)

II. 2nde génération

2010 - 2020

- Si amorphe
- Si en couche mince
- CuInSe₂
- CdTe
- Cellule à SC photosensibilisé (hybride: inorganique/organique)
- Tout organique



- Faible rendement (10%)
- Coût réduit (1,5 €/Wc)

2020 →

III. 3^{ème} génération ($\eta_{théo} > 31\%$ (limite de Queisser-Shockley))

- Cellule tandem à multi-gap
- Cellule à multiplication de porteurs
- Cellule à quantum dots

- Rendement élevé (→40%)
- Faible coût (0,3 €/Wc)

Pour sourire... le panneau solaire se porte-il bien ?



Entreprises en faillite ou en redressement judiciaire et donc l'activité est liée aux panneaux solaires

En Allemagne, le nombre de personnes employées dans le solaire est passé de 111.000 en 2011 (avec un CA de 12 Mds€) à 87.000 en 2012 (et un CA de 7,3 Mds€)

*tiens ?
il n'y en a pas en Chine !*

Le prix de revient du panneau chinois est 20% moins cher qu'en Europe mais vendu à perte (2,5 fois moins cher)



2ème solution : la conversion indirecte par miroir (héliostats)

Des miroirs réfléchissent la lumière vers un récepteur qui convertie la chaleur en vapeur

Thémis (EDF) : mise en service 1983
arrêt : 1986...

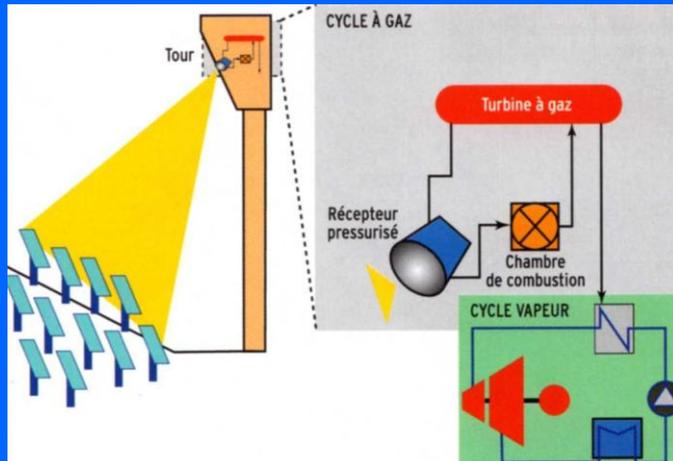


Les miroirs renvoient les rayons du soleil vers la tour pour chauffer de l'air qui activera ensuite une turbine.



Central solaire Thémis d'Odeillo (EDF)

390°C – 100 bars – rendement 15%



Projet (CNRS) :
centrale hybride solaire-gaz naturel (80-20%)

- flux solaire : chauffe l'air à 800°C
- chauffage complémentaire au gaz → 1000°C
- turbine + alternateur

- **Andalousie : centrale de 150MW (Andasol) avec 400.000 héliostats (110 ha), avec stockage de l'énergie et utilisation complémentaire de gaz naturel (Compagnie Sener – Boeing, Alstom, Saint Gobain, Ghera)**
- **Province de Grenade : 2 centrales de 50MW avec concentration sur des tubes où circule un fluide : production annuelle 157 GW/h (disponibilité prévue 36%) (ACS-Cobra – Millenium Solar AG)**

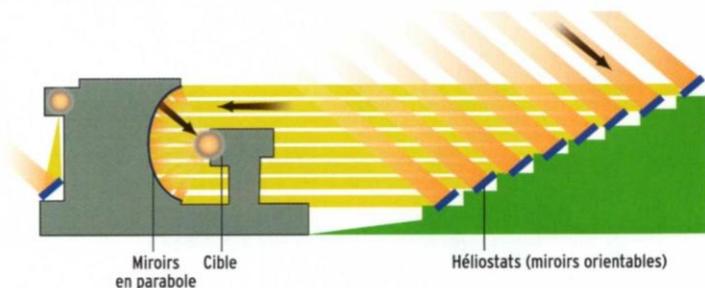
**Maroc : Ouarzazate (2011) une centrale de 500MW (3040 ha)
coût : 2 milliards d'euros
Projet Desertec : 2000 MW d'ici 5 ans**

USA, Australie...

- Projet français Solenha (2010, Haute Alpes)

200 000 m² de miroirs chauffent à 400°C un fluide
puissance attendue : 20 MW

Four solaire d'Odeillo (Font Romeu)



*La température atteinte
sur une cible de 40 cm de
diamètre est de 3.000°C*

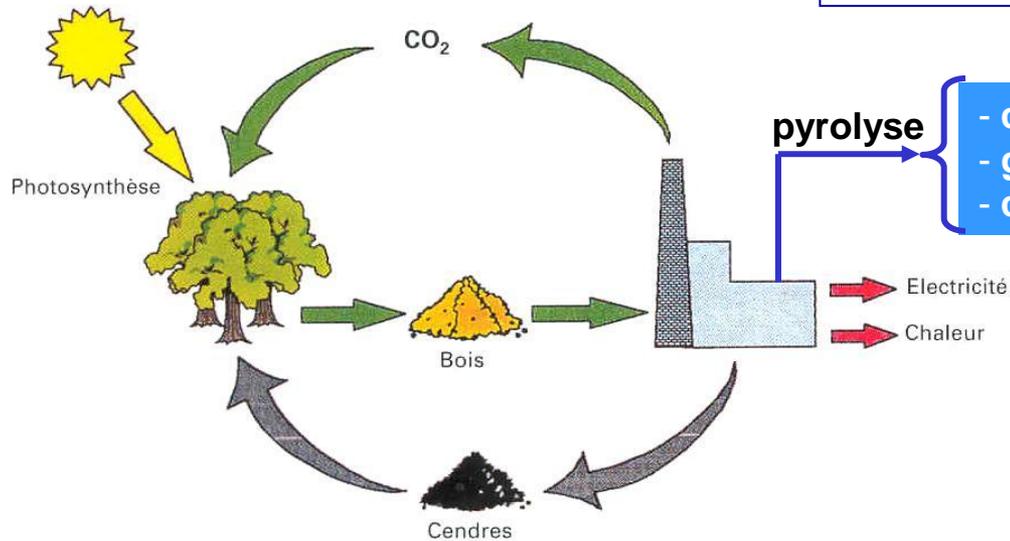


coût du MWh :
- actuellement : 140 €
- vers 2025 : 50 à 70 €

en résumé...

Source	Puissance unitaire	facteur de charge	durée de vie	investissement (M€/MW)
hydraulique	qq 10 ² MW	100%	10 ² ans	1,2 à 1,5 M€/MW
éolien terrestre	1 à 5 MW	15 à 25%	20 ans	1,5 à 2 M€/MW
éolien off-shore	qq MW	30 à 40%	20 ans ?	3 à 4,5 M€/MW
hydrolienne	>1 MW	~100%	?	8 à 20 M€/MW
houlomotrice	2 MW	40%	?	3 à 6 M€/MW (?)
Solaire PV	qq 0,1 MW	<10%	40 ans	5 à 7 M€/MW _c
Solaire CSP	qq MW	<25%	?	4 à 6 M€/MW
EPR	1600MW	90%	80 ans	2 M€/MW

e) La biomasse



peut être une solution d'avenir pour les bio carburants :

- utilisation de surfaces agricoles en jachère
- coût élevé (nécessite une baisse importante des taxes, d'où un faible enthousiasme de l'état !)

source probable de matière première pour les industries chimiques (polymères) en remplacement du pétrole...

Objectif européen :

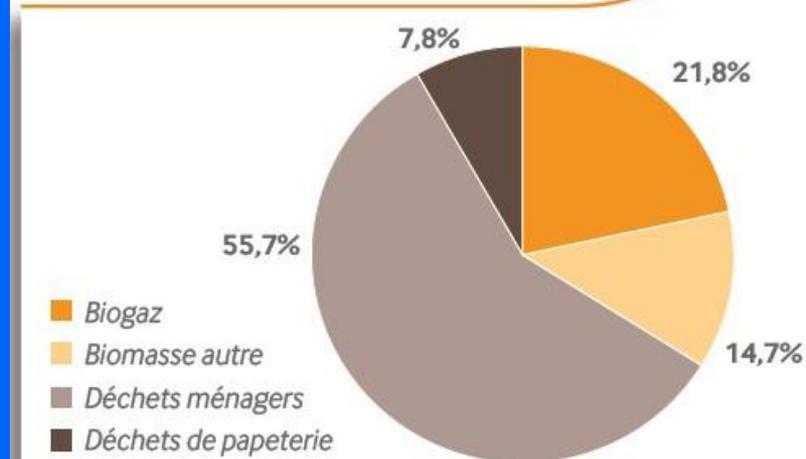
1990 : 37 Mtep

1998 : 58 Mtep

2010 : 135 Mtep

*En France, 320 000ha produisent
410 000 T de biocarburant
(consommation 90 millions de T)*

*Composition du parc des centrales
thermiques à combustible renouvelable*



2012 : 5,9 TWh (1,1%)

! Energétiquement, la production de biocarburants est déficitaire

Première génération

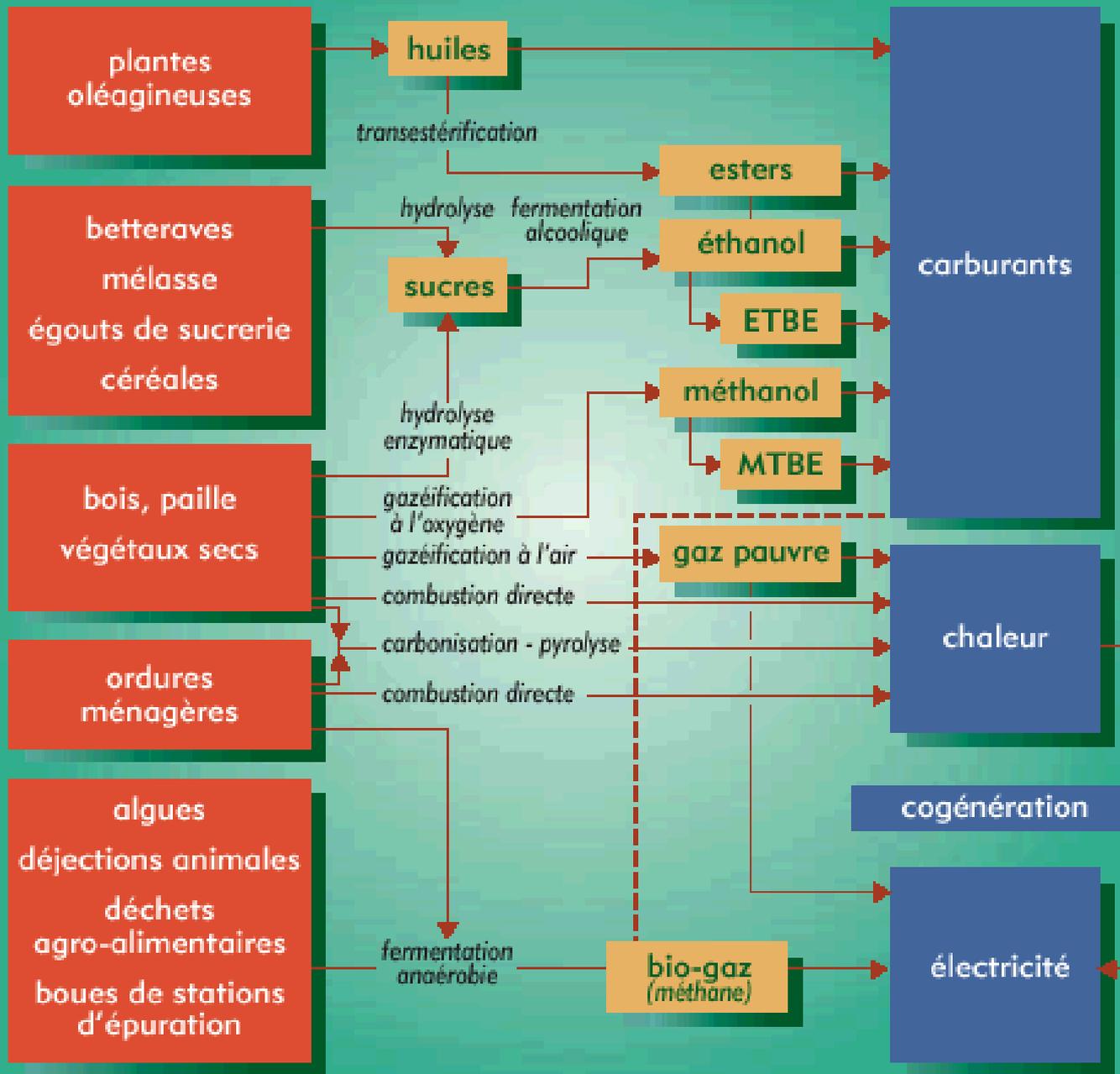
deuxième génération

ressources

filières

usages énergétiques

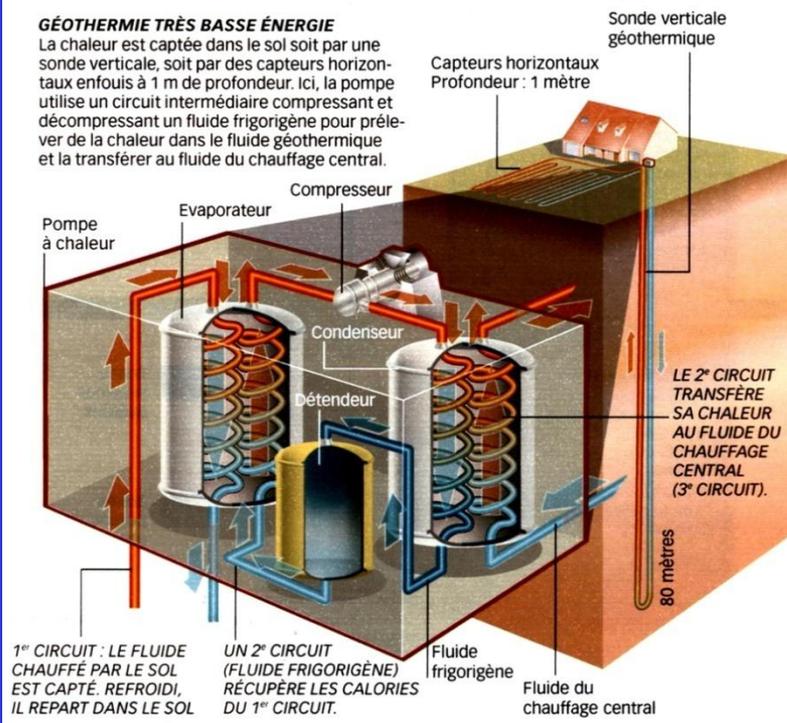
Toutes les filières de la biomasse



e) L'énergie géothermique

GÉOTHERMIE TRÈS BASSE ÉNERGIE

La chaleur est captée dans le sol soit par une sonde verticale, soit par des capteurs horizontaux enfouis à 1 m de profondeur. Ici, la pompe utilise un circuit intermédiaire compressant et décompressant un fluide frigorigène pour prélever de la chaleur dans le fluide géothermique et la transférer au fluide du chauffage central.



**Très basse énergie :
PAC (pompe à chaleur)
chauffage individuel**

En plein essor, ventes :

- 2006 : 20 000

- 2007 : 30 000

prévision 2012 : 4 millions

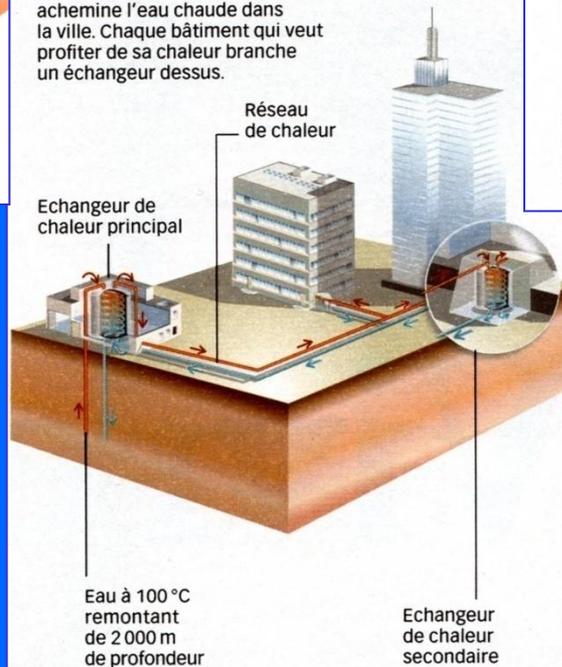
Coût encore élevé :
70 à 185 €/m²

**Basse énergie :
chauffage urbain**

Après un essor en 1986-87
puis une forte réduction
(corrosion...)
prise

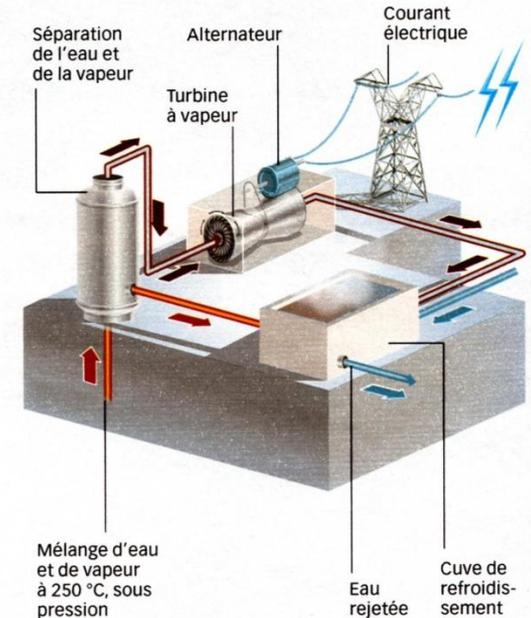
GÉOTHERMIE BASSE ÉNERGIE

Un forage capte de l'eau à 100 °C vers 2 000 m de profondeur. Cette eau cède sa chaleur à l'eau du réseau urbain via un échangeur de chaleur. Elle est ensuite réinjectée ou rejetée dans une rivière. Le circuit d'eau chaude urbain achemine l'eau chaude dans la ville. Chaque bâtiment qui veut profiter de sa chaleur branche un échangeur dessus.



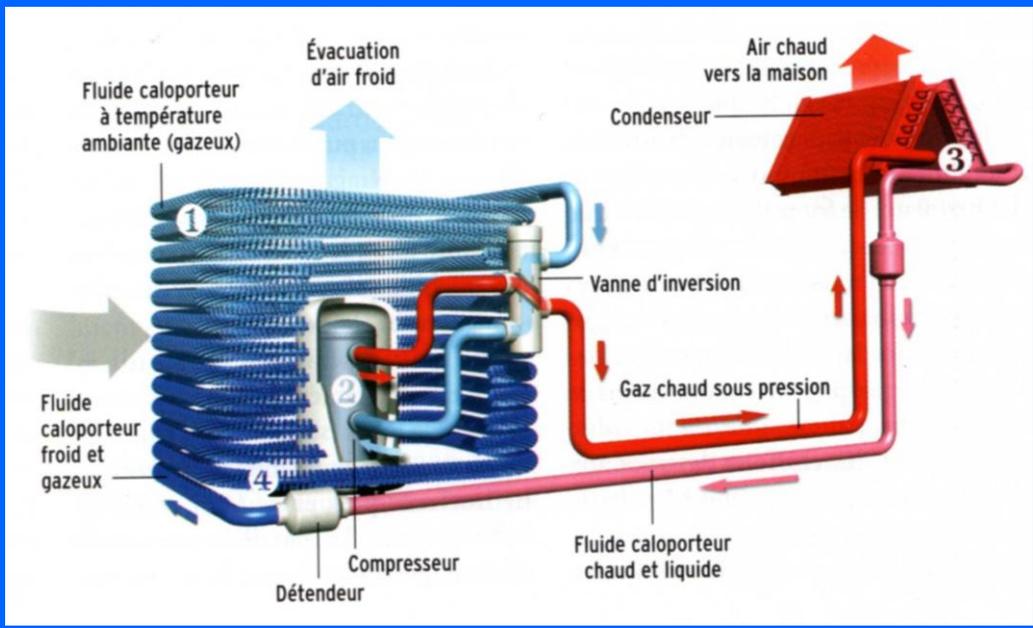
GÉOTHERMIE HAUTE ÉNERGIE

Un mélange d'eau et de vapeur à 250 °C est extrait du sous-sol. Eau et vapeur sont séparées. L'eau est rejetée et la vapeur envoyée dans une turbine qui entraîne un alternateur. Ce qui produit du courant électrique.



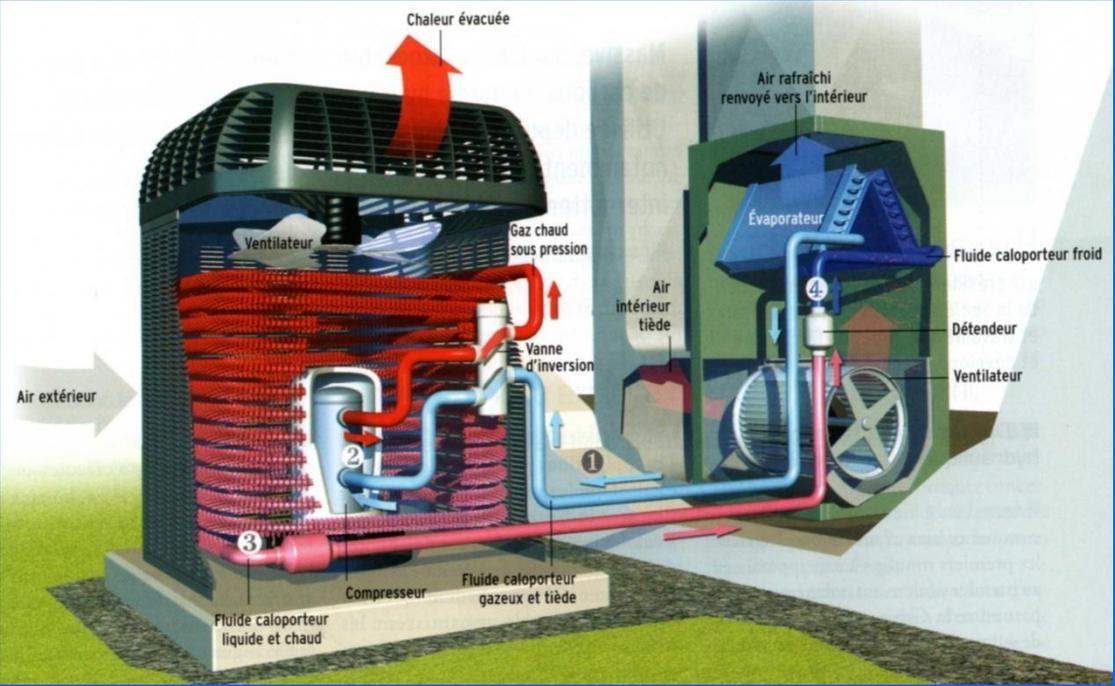
**Haute énergie :
production
électrique**

DOM-TOM : 12 MW
prévision 2012 : 120 MW



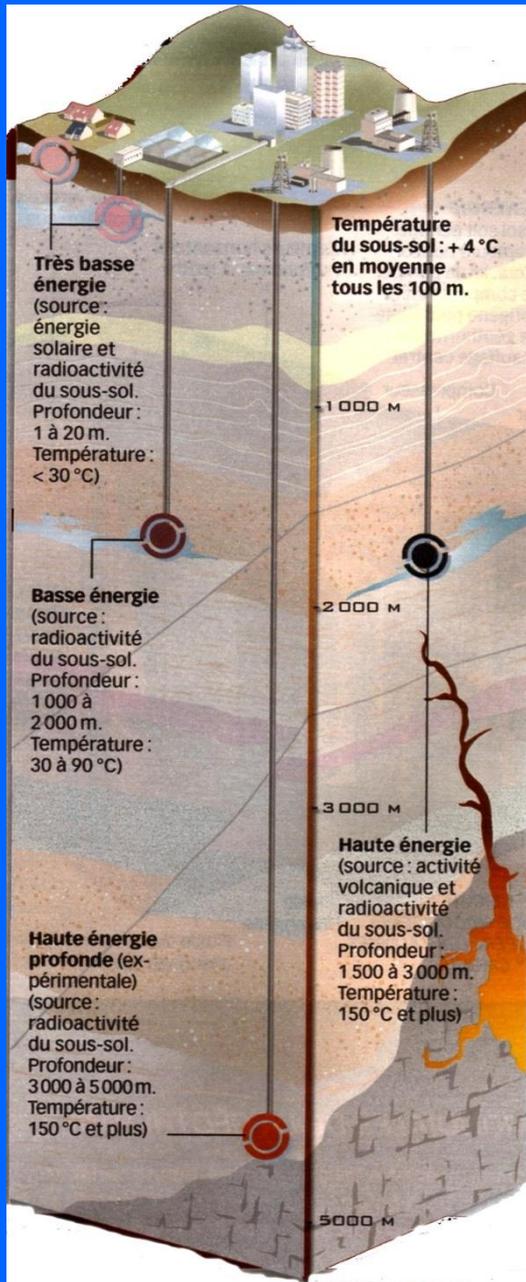
Géothermie « très basse énergie »
La pompe à chaleur réversible

Fonction « chauffage »



Fonction « climatisation »

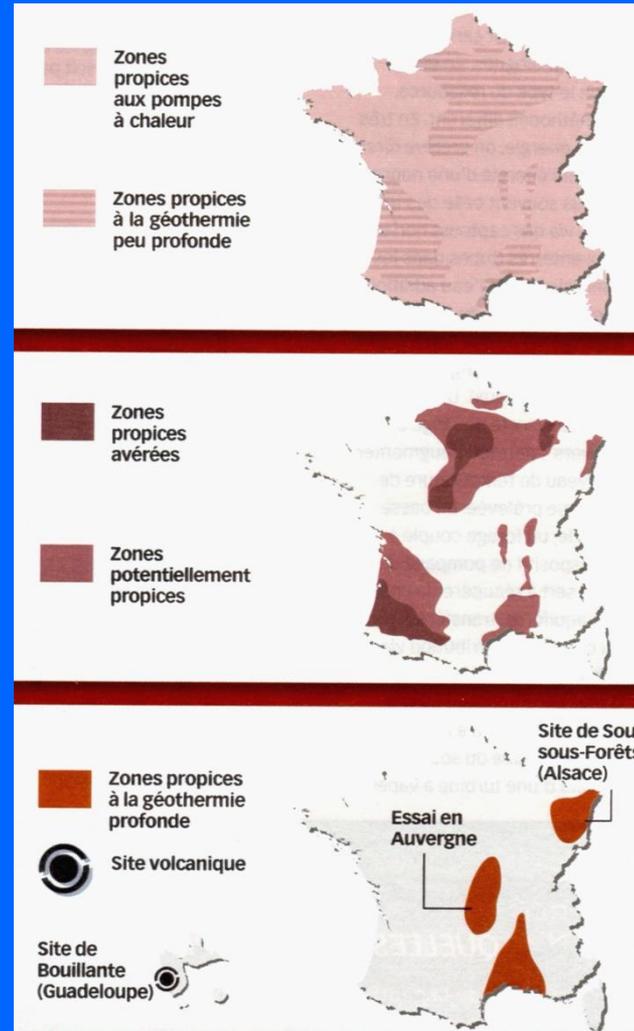
Capacités française en géothermie



Très basse énergie

Basse énergie

Haute énergie

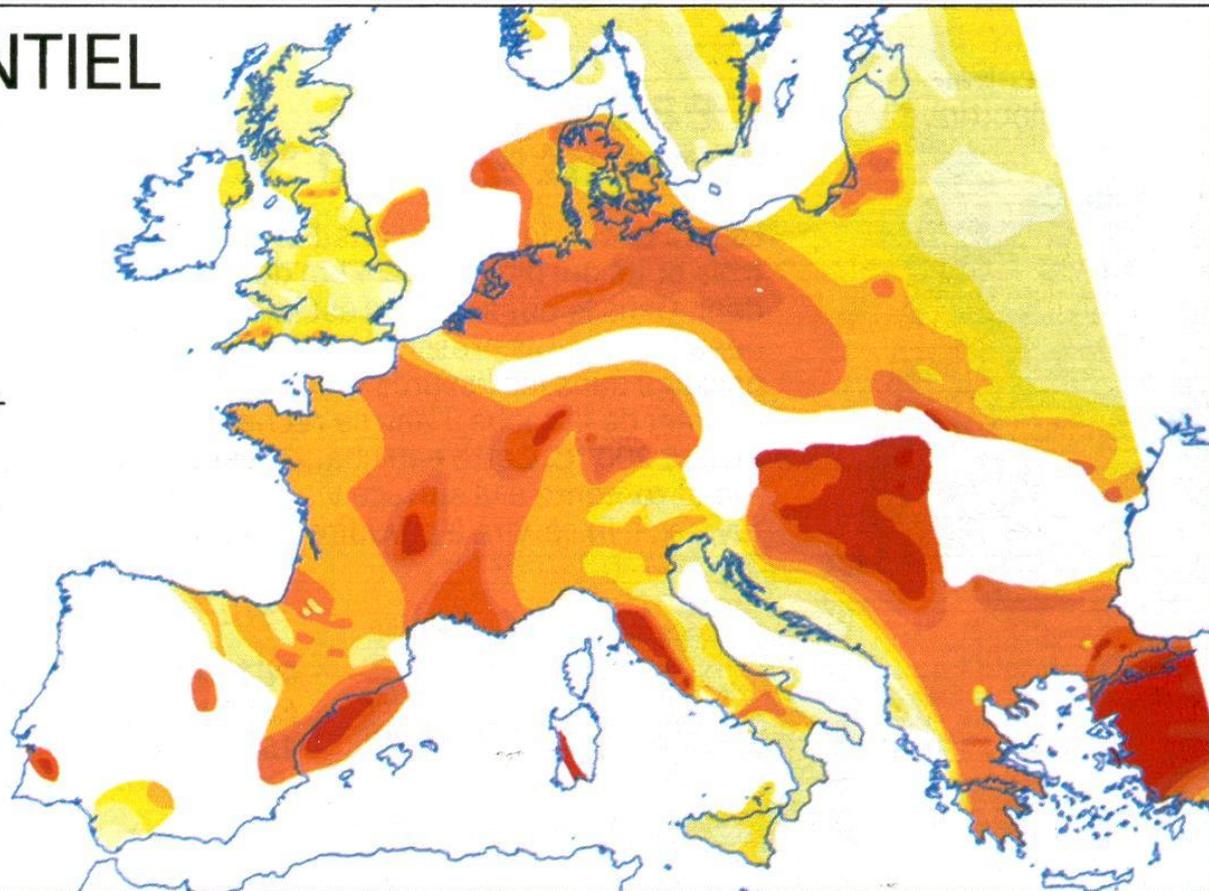
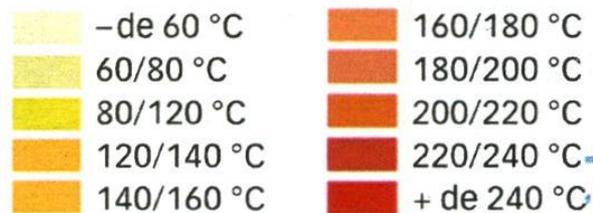


La géothermie dans le monde



UN ÉNORME POTENTIEL EN EUROPE

En Europe occidentale, la géothermie profonde est potentiellement applicable sur une surface de 125 000 km², pour laquelle la température des roches dépasse les 200 °C à 5 000 m de profondeur. Exploiter 10 % de cette surface sur une épaisseur de 1 km fournirait 900 TWh/an. Soit l'équivalent de la production des centrales nucléaires en Europe.



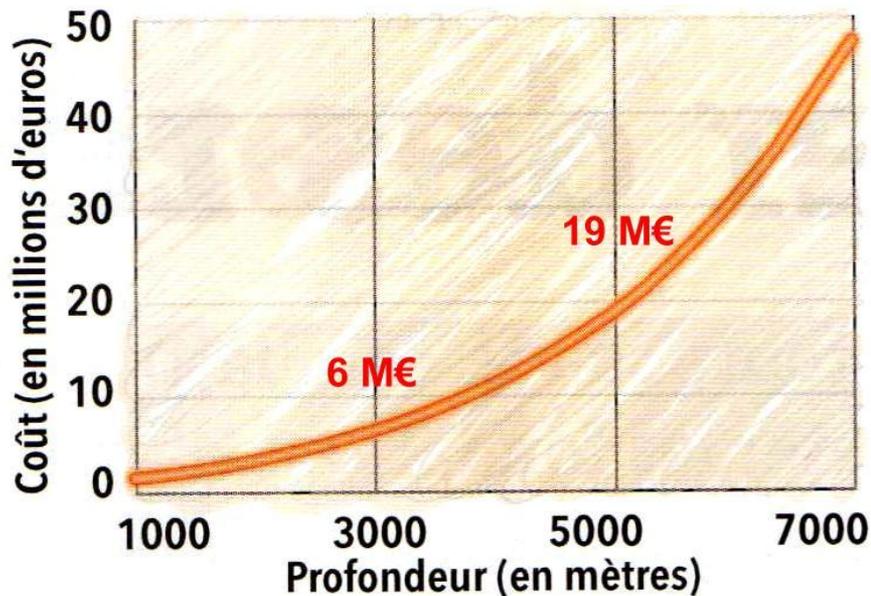
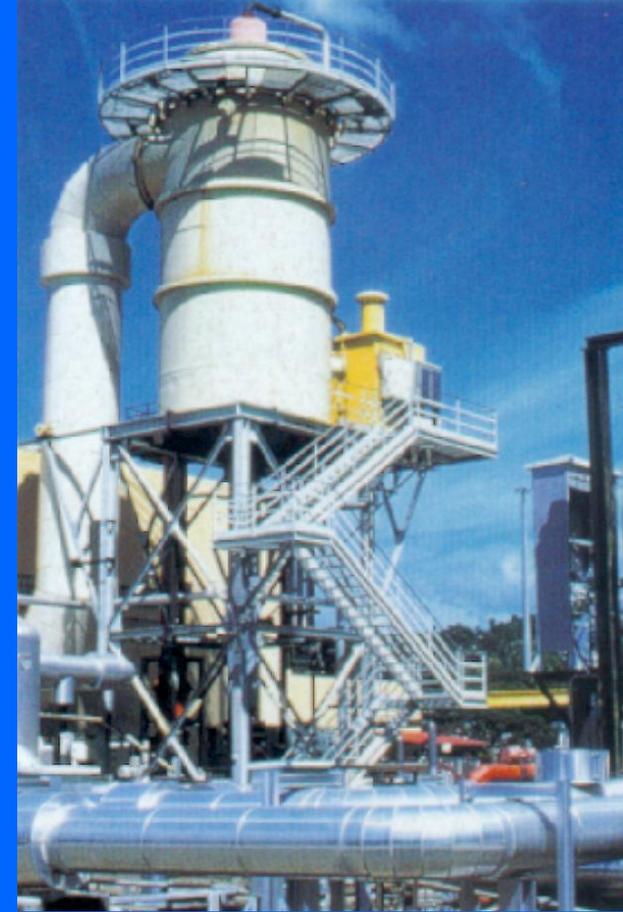
Potentiel français : 10 000 MW

Un exemple : la centrale EDF de « Bouillante » (Guadeloupe)

Forage à 1000 m : eau à 250°C 90 bars
2 turbines , puissance : 14 MWe

! l'eau est très corrosive et a posé un certain nombre de problèmes « matériaux »

Projet : « Bouillante 3 » → 20 à 30 MWe
(avec réinjection des eaux dans la roche)



- *durée de vie limitée des gisements*
- *pollution chimique importante*
- *coût du forage :*
 - 1000 m : 2 M€
 - 3000 m : 6 M€
 - 5000 m : 19 M€

Projet franco-allemand « Soutz-sous-Forêts » (Alsace)

Début des forages : 1988 – (-5000m en 2007)

puissance produite : 2,2 MWe
puissance disponible : 1,5 MWe
(puissance absorbée : 0,7 MWe)

Coût : 80 M€



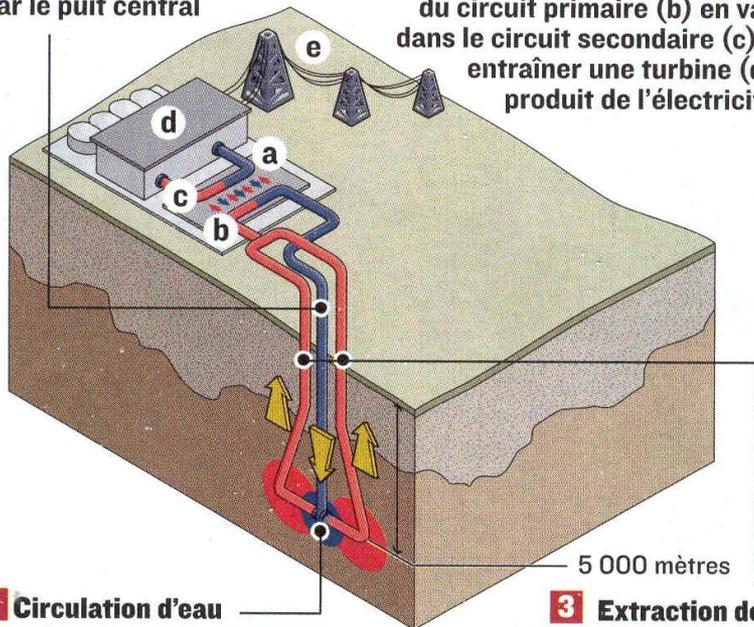
*Ce coût (55M€/MW)
pourra être fortement
réduit en limitant à
3000 m la profondeur
de forage au lieu de
5000 m
(19 → 6 M€)*

*Première production
en 2008
L'électricité produite
est encore très
chère !*

> Site expérimental de Soultz-sous-Forêts (Bas-Rhin)

1 Injection d'eau froide à 5 000 mètres de profondeur par le puit central

4 En surface, transformation par l'intermédiaire d'un échangeur thermique (a) de l'eau chaude du circuit primaire (b) en vapeur dans le circuit secondaire (c) pour entraîner une turbine (d) qui produit de l'électricité (e)



2 Circulation d'eau dans les fractures et réchauffement au contact de la roche chaude (200°C)

3 Extraction de l'eau réchauffée du sous-sol par deux puits de production

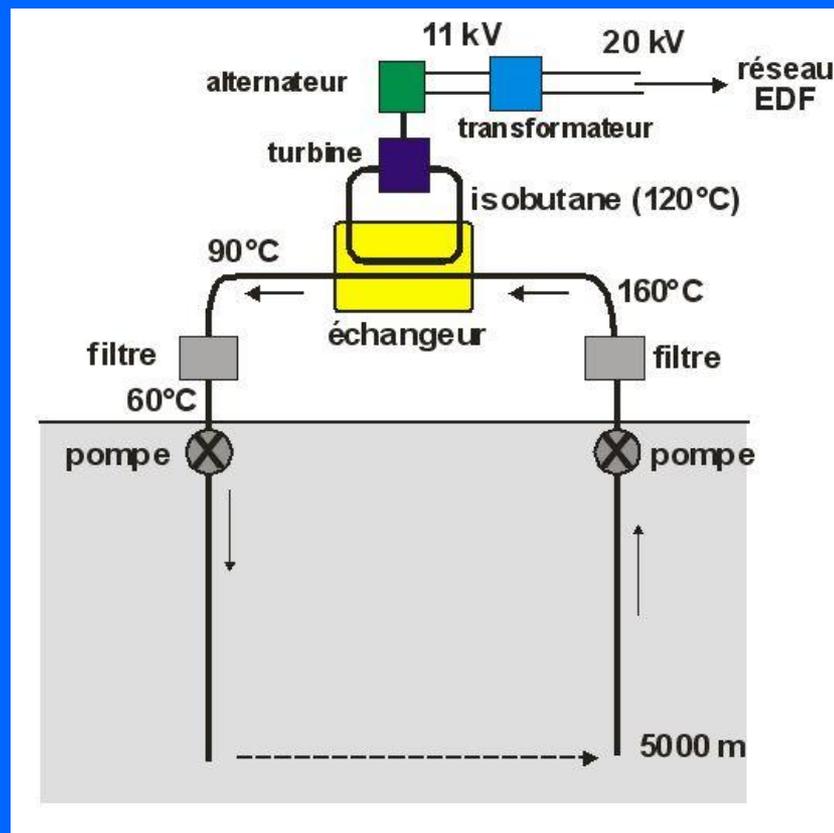
SOURCE : GÉOTHERMIE SOULTZ

L'eau circule dans des granites fracturés vieux de 330 millions d'années. Cette circulation sous pression provoque des mini séismes de force 2,9 (échelle de Richter) fort désagréables pour les riverains !

→ *implantation dans des zones peu urbanisées...*

Utilisation du cycle organique de Rankine (échangeur eau – isobutane)

A l'origine forage à 5000m pour obtenir de l'eau à 200°C... *en réalité 160°C !*
Forage à 3000 m serait suffisant
→ *coût plus faible...*



En résumé...

Comparaison des performances de quelques sources d'énergie

Pour obtenir l'équivalent de la production annuelle
d'un réacteur nucléaire de 1200 MWe (disponibilité 85%)
(soit une énergie de 9 milliards de kWh ou 9 TWh)
il faut :

photovoltaïque	100 kilomètres carrés (rendement : 10 %, Europe centrale)
éolien	5 600 éoliennes (disponibilité de 30 %, Mer du Nord)
charbon	2 600 000 tonnes
pétrole	1 800 000 tonnes
fission nucléaire	25 tonnes d'uranium enrichi à 4 %
fusion thermonucléaire	100 kg de deutérium et 150 kg de tritium

1500 éoliennes terrestres de 3MW (22%)
700 éoliennes offshore de 5 MW (30%)

(100 km² = 10⁶ hectares)
Coût énergétique :
150 milliards de kWh

Comparaison (suite)

EPR

puissance brute 1650 MW
puissance réelle 1500 MW
production annuelle : 11,5 TWh
durée de vie : 80 ans

Coût : 8.500 M€

surface : 51 ha
(10⁶ t béton)

Coût/MWh
1

Parc éolien (Ardennes)

puissance brute 330 MW
puissance réelle 70 MW
production annuelle : 0,58 TWh
durée de vie : ~ 20 ans

Coût : 700 M€

surface : 300 ha
(4,7 10⁶ t béton)

Coût/MWh
6,5

Coût équivalent : 55.000 M€

Parc offshore (Guérande)

puissance brute 450 MW
puissance réelle 150 MW
production annuelle : 0,9 TWh
durée de vie : <15 ans

Coût : 1.500 M€

surface : 3000 ha

Coût/MWh
12

Coût équivalent : 100.000 M€

Centrale solaire (Toul)

puissance brute 143 MW
puissance réelle 20 MW
production annuelle : 0,19 TWh
durée de vie : ~15 ans

Coût : 450 M€

surface : 367 ha
(91 10⁶ panneaux)

Coût/MWh
17

Coût équivalent : 145.000 M€



Conclusions :

Face à la demande en énergie et en particulier en énergie électrique qui va croître fortement dans les années à venir

- 1) Les énergies renouvelables seront incapables d'y faire face
- 2) Les moyens de production les mieux aptes à faire face à cette demande seront :

I - Centrales thermiques à flamme

II - Centrales thermiques nucléaires

Mais celles-ci ne sont pas exemptes de problème environnementaux !

émission de gaz
à effet de serre

déchets radioactifs

II - Les centrales thermiques à flamme (combustibles fossiles)

- Charbon
- Gaz naturel
- Pétrole



Diagramme d'une centrale à charbon "standard"

- | | | |
|----------------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| 1. Tour de refroidissement | 10. Valve de contrôle de vapeur | 19. Supercalorificateur |
| 2. Pompe de la tour de refroidissement | 11. Turbine vapeur à haute pression | 20. ventilateur à traction forcée |
| 3. Ligne de transmission triphasée | 12. Deaerator | 21. Recalorificateur |
| 4. transformateur Step-up | 13. Calorificateur aquatique | 22. Prise d'air de combustion |
| 5. Alternateur | 14. Convoyeur à charbon | 23. Économiseur |
| 6. Turbine vapeur à basse pression | 15. Entonnoir à charbon | 24. Préalcalorificateur à air |
| 7. Pompe à eau de la bouilloire | 16. Pulvérisateur de charbon | 25. Précipitateur électrique |
| 8. Condenseur | 17. Tambour bouilloire à vapeur | 26. ventilateur à traction induite. |
| 9. Turbine à vapeur à pression intermédiaire | 18. Entonnoir à cendres | 27. Pile de cheminée à gas |

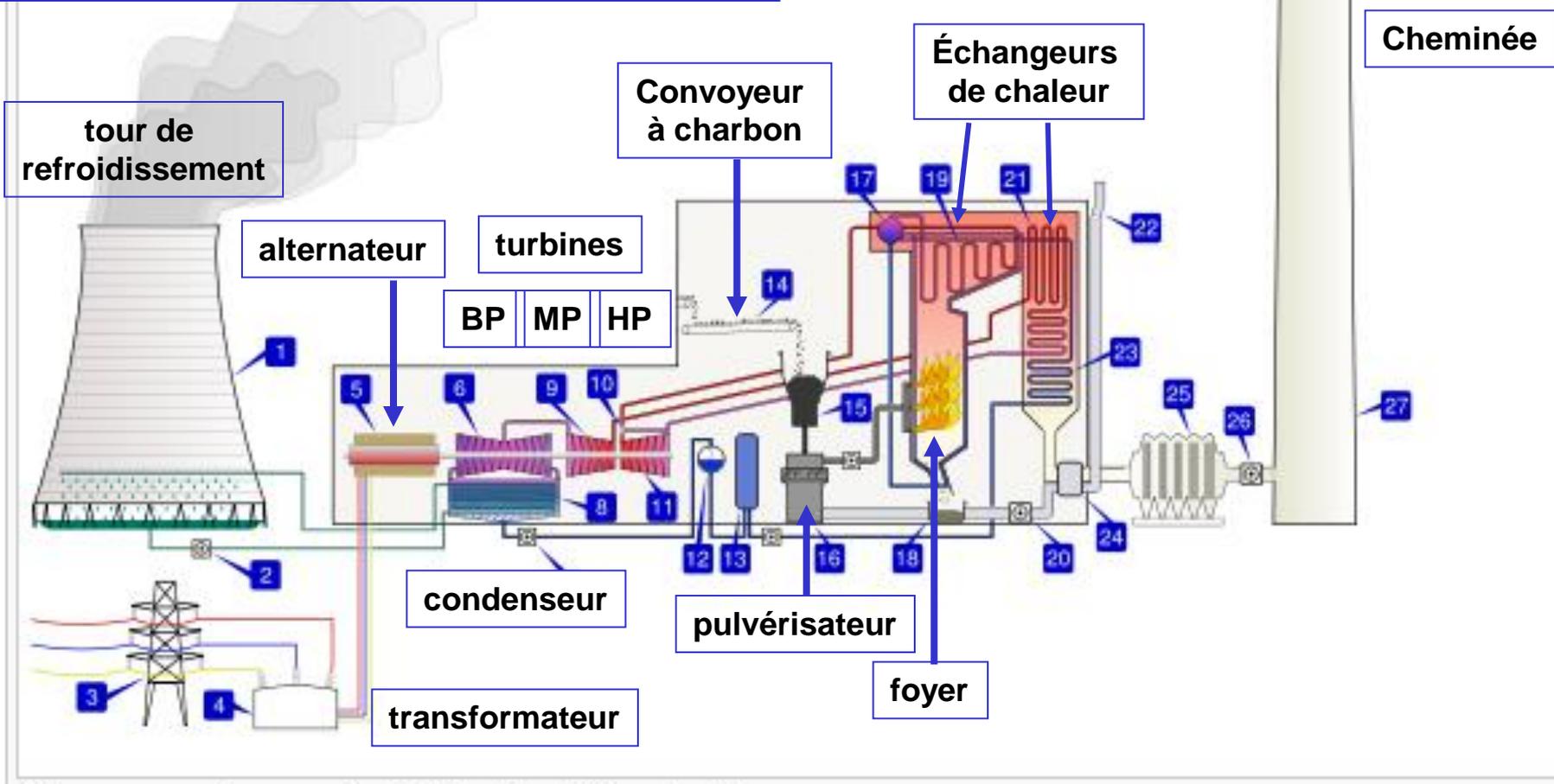


Schéma général d'une centrale thermique à flamme

échangeur de chaleur
(générateur de vapeur)

Foyer

turbines

Alternateur

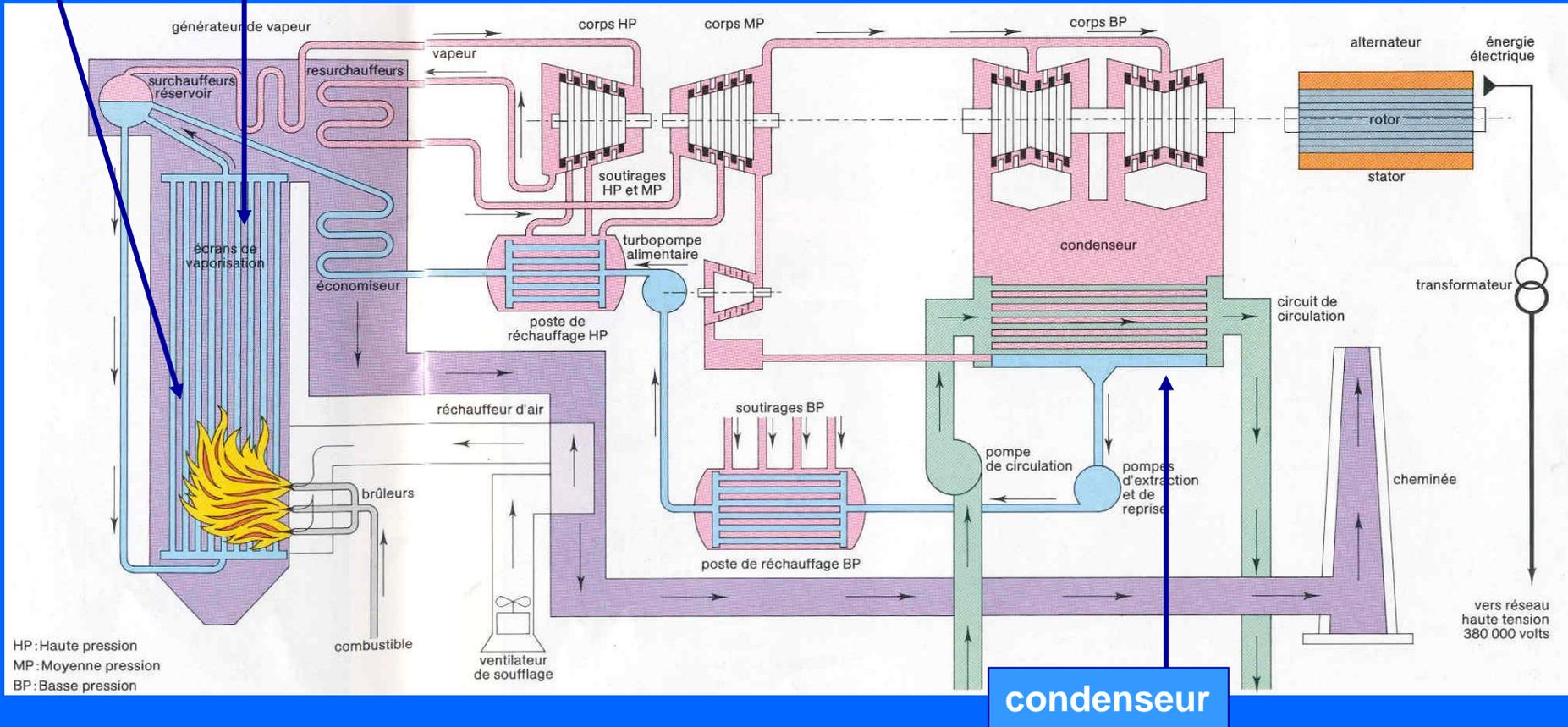
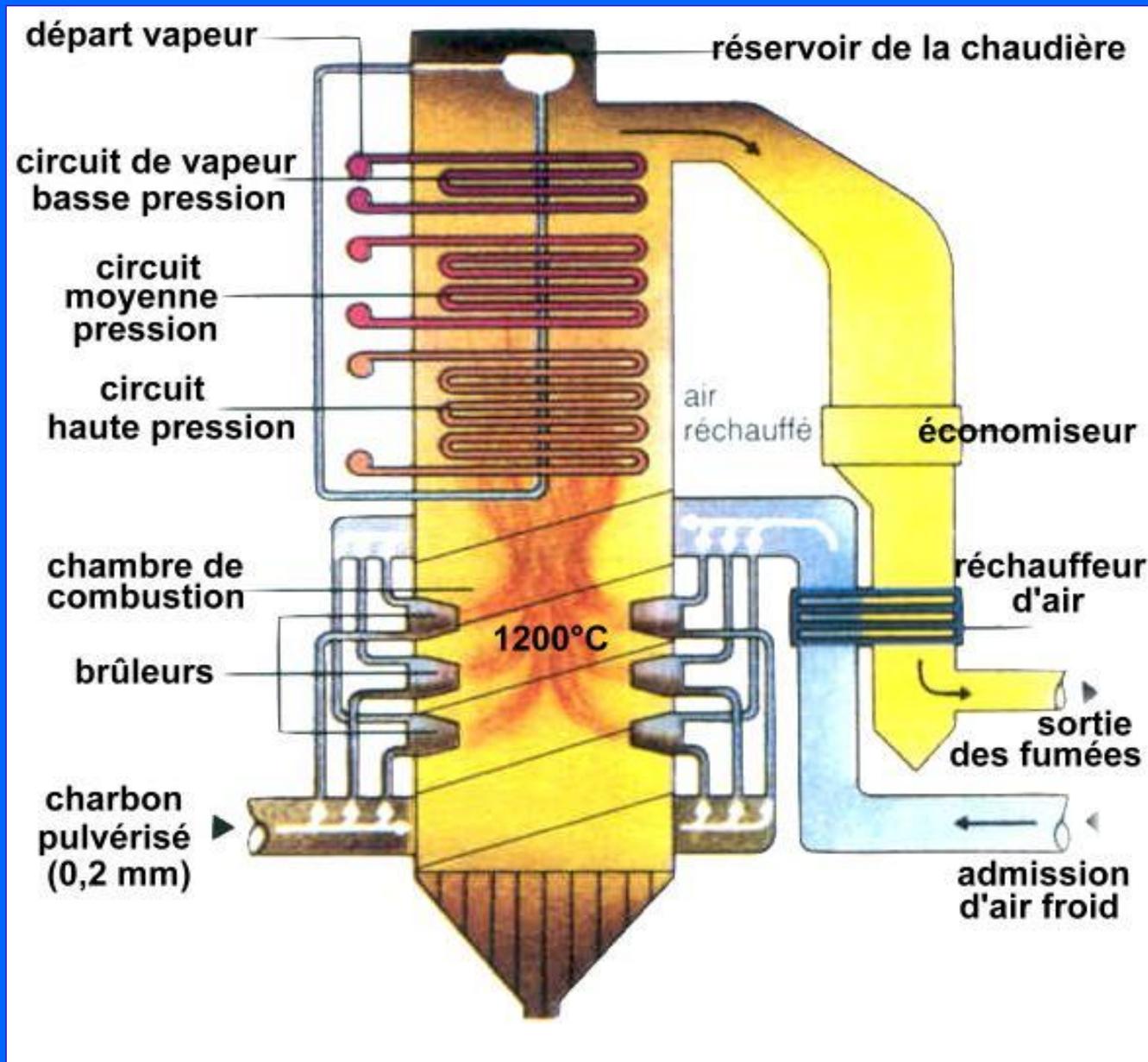


Schéma détaillé d'une centrale thermique à flamme (charbon ou fioul)

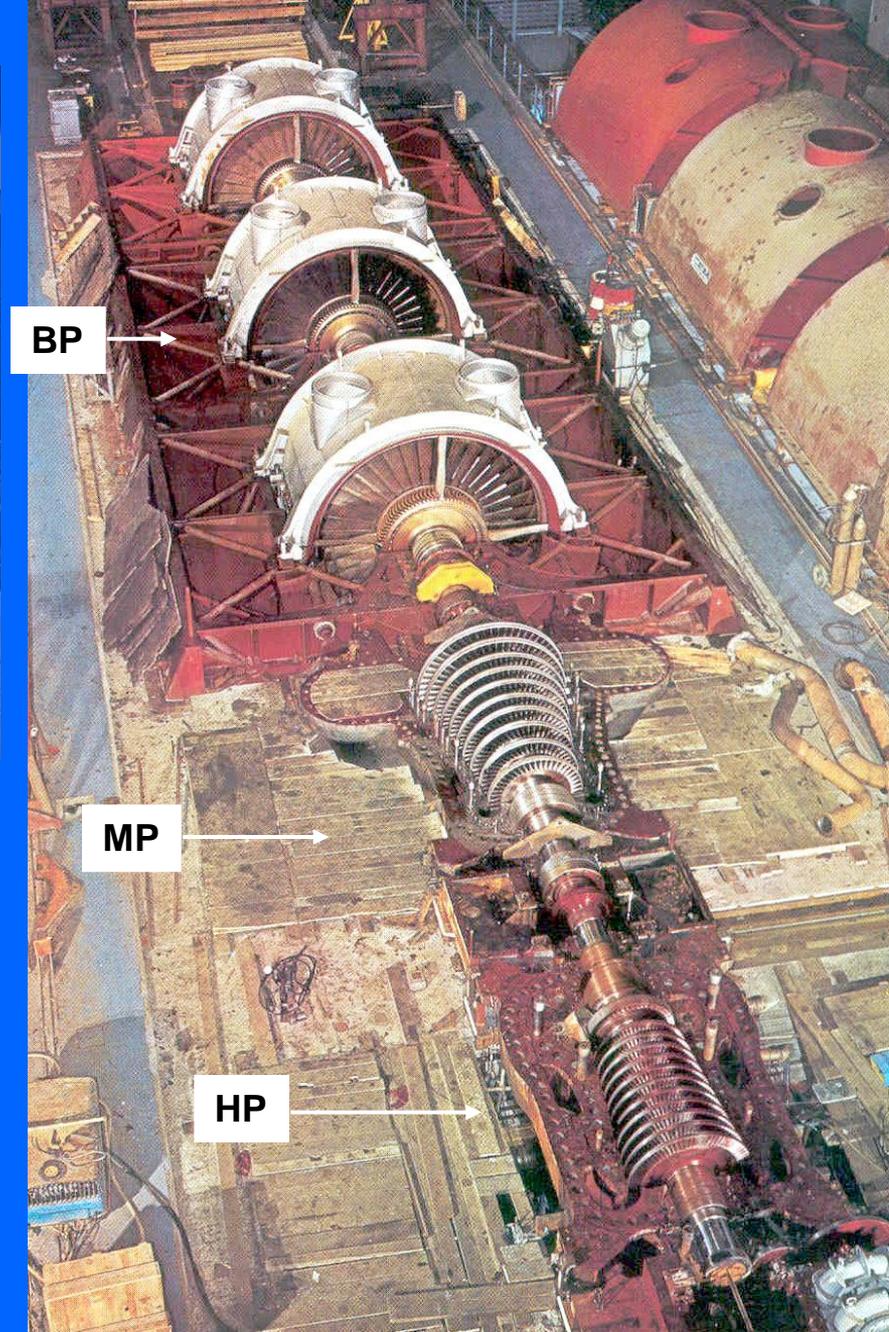




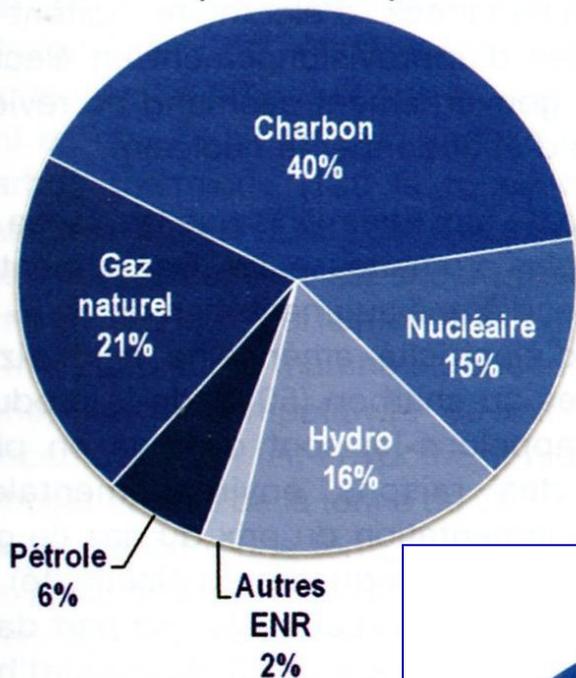
centrale thermique : les turbines à vapeur

A la sortie de la branche HP, la vapeur est réchauffée avant d'être renvoyée vers les branches MP puis BP

*elles sont identiques pour les centrales
thermiques nucléaires*

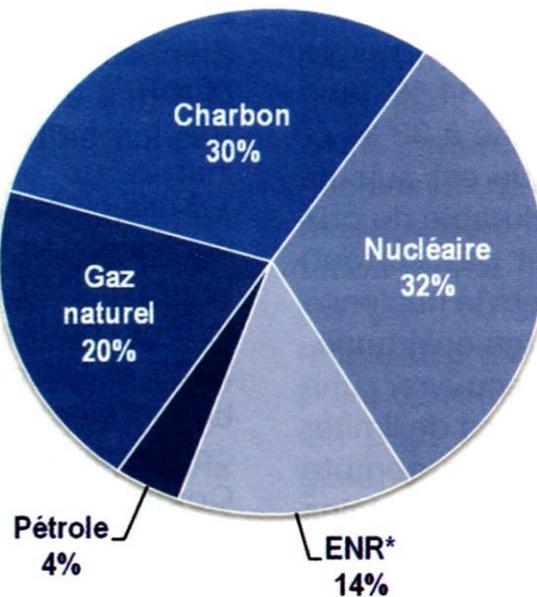


MONDE
(18 140 TWh)



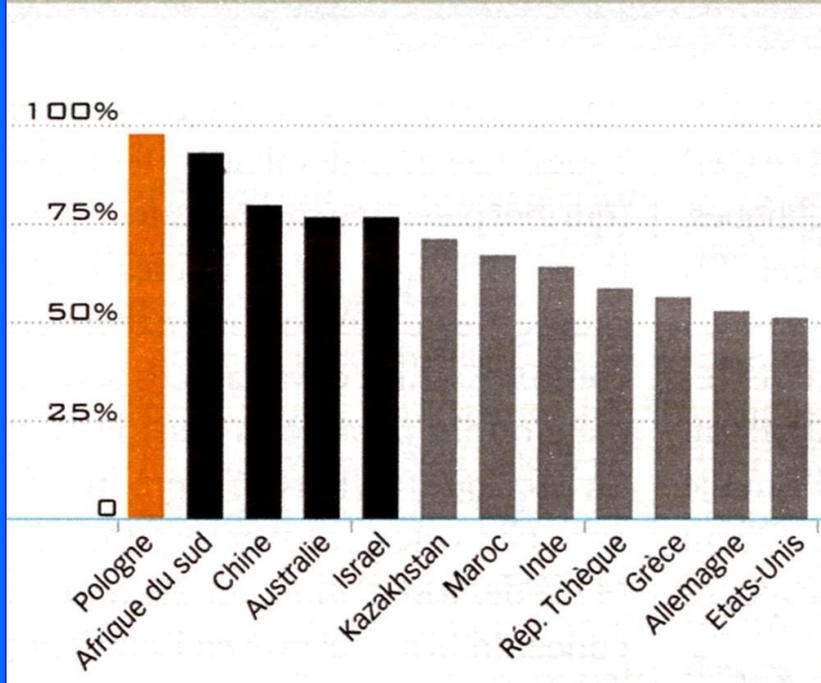
En 2006, le thermique à flamme est le moyen de production électrique le plus important dans le monde (67%) et dans l'Union Européenne (54%)

UE (27)



* Y compris l'hydraulique

Dans de nombreux pays, il représente plus de 50% de la production électrique



Demeure une solution d'avenir...

doublement d'ici 2015 !

**Selon l'AIE, croissance de 5,5 %/an jusqu'en 2015,
puis de 1,7%/an jusqu'en 2030**

**La Chine possède 1400 centrales thermiques au charbon.
En 2006, elle a construit 100 GW de centrales thermiques au charbon,
soit 2 GW par semaine, ce qui équivaut à 2 ou 3 centrales par semaine !
espoir : ce sont des centrales « supercritiques », à fort rendement (>40%)**

*La Chine absorbe 38% du charbon mondial (doublement entre 2000 et 2006)
et consomme plus que les USA, l'Europe et le Japon réunis*

**En Europe, l'AIE prévoit la construction de 4 grosses centrales (1000 MW)
par an pendant 30 ans**

**USA : la part du charbon a doublé entre 1980 et 2005 et devrait
encore augmenter de 60% d'ici 2030 (+280 GW d'ici 2030)**

**De 50% de la production électrique, elle passera à 55% en 2030
170 centrales seront construites d'ici 2015 (dont 33 « propres » !)**

L'impact environnemental des centrales thermiques au charbon

rejets annuels pour une centrale de 1000 MWe

pluies acides

effet de serre

8,7 TWh

CO₂ 7 à 9 10⁶ T

HCl
2 000 T

N₂O
(HNO₃)
25 000 T

SO₂
(H₂SO₄)
25 000 T

Poussières, cendres

300 000 T
400kg métaux lourds
5 kg uranium
13 kg thorium

4 10⁶ tonnes de charbon

SO₂ : 3 g/kWh (8 g en 1980)
NO₂ : 3 g/kWh
poussières : 30 à 40 g/kWh
CO₂ : 1000 g/kWh
HCl : 0,2g/kWh

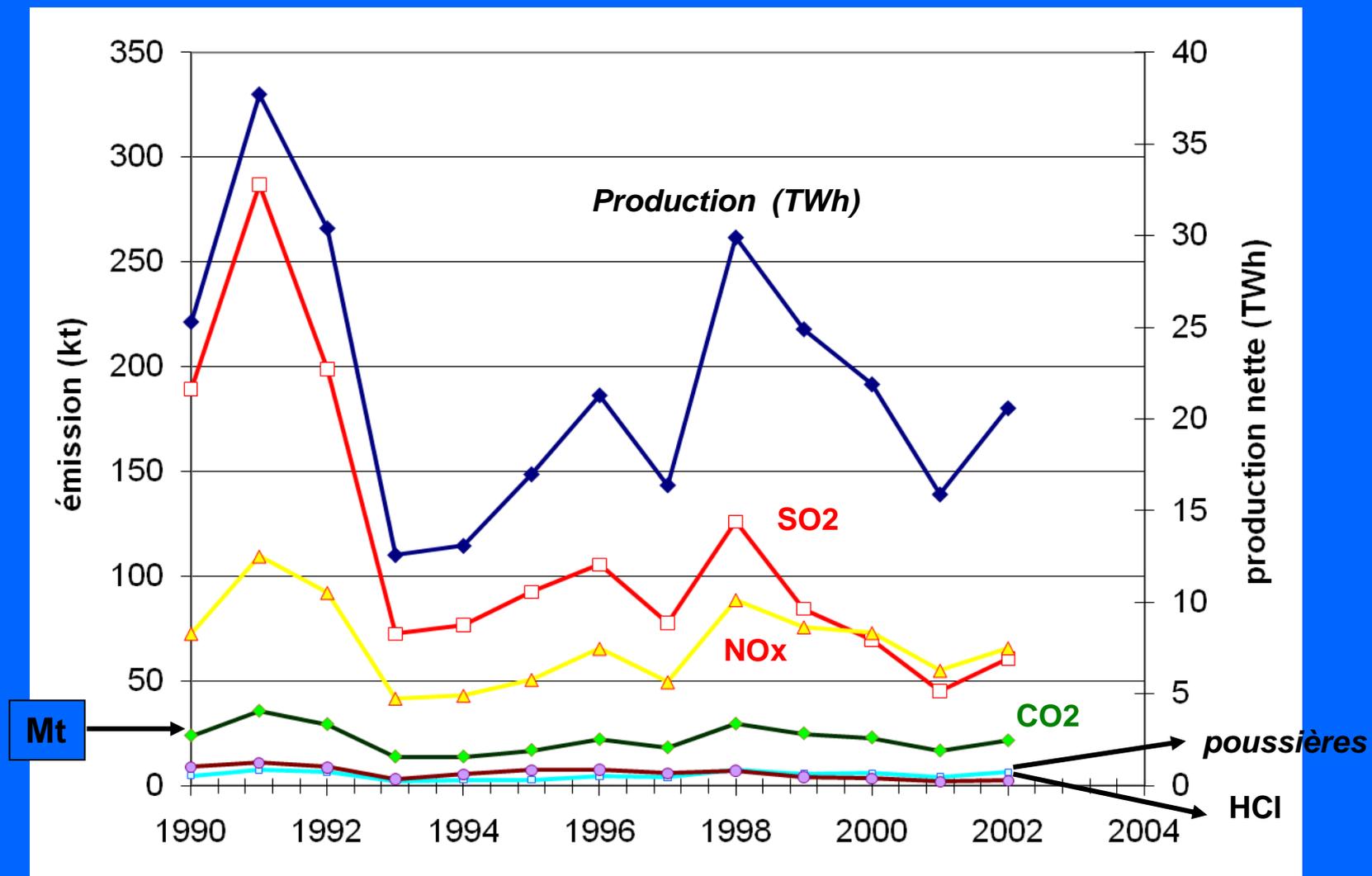
dépoussiéreur
électrostatique
efficacité ~99%

Les centrales au fioul sont moins polluantes mais plus coûteuses !

Comment réduire ces différentes émissions atmosphériques ?

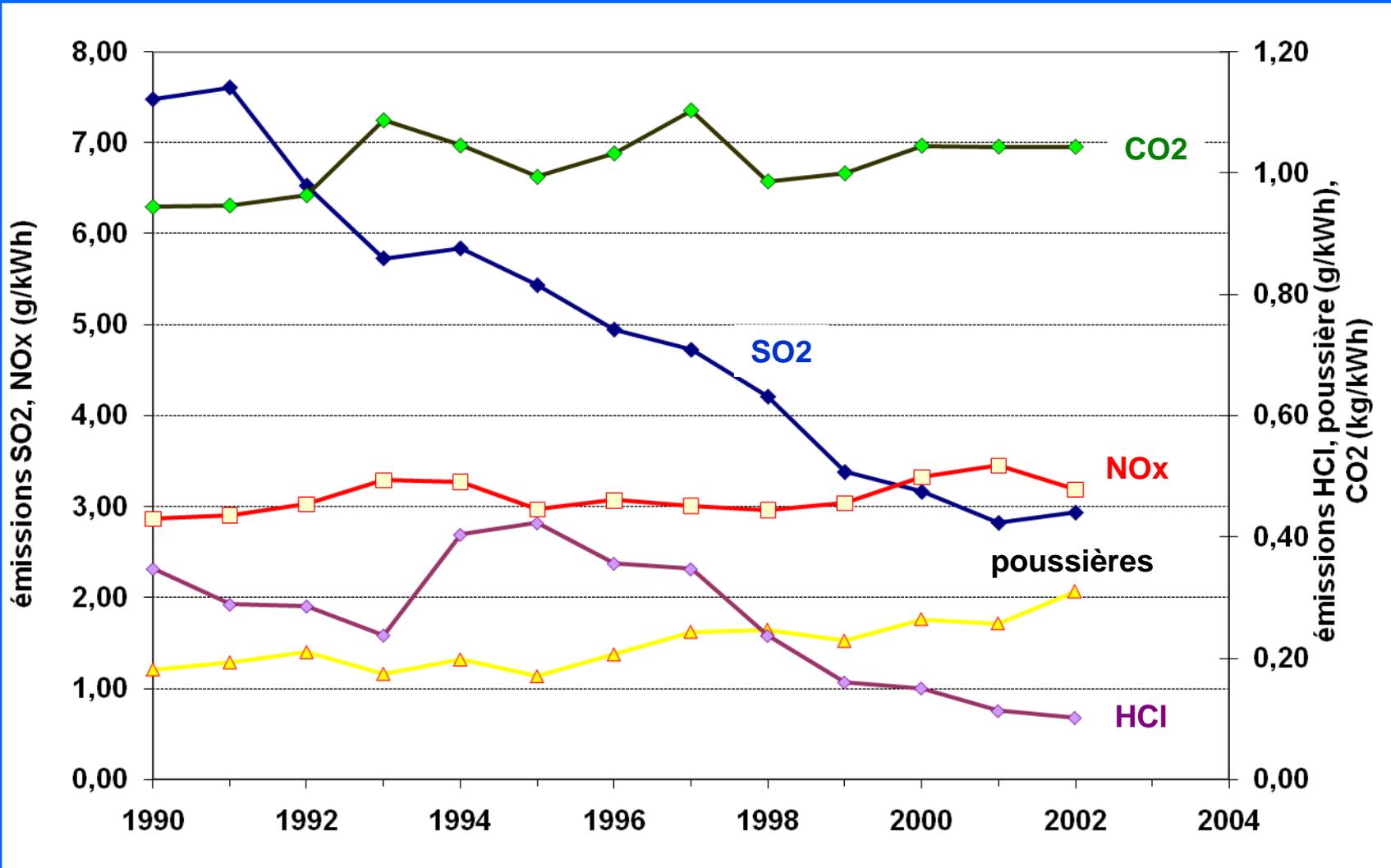


Thermique à flamme : Production électrique et émissions polluantes (données EDF)



Fortes variations de la production thermique

Thermique à flamme : Émissions polluantes en g/kWh (données EDF)



- gains importants pour SO2 et HCl

- Stabilité pour CO2 et NOx

- les émissions de poussières ont sensiblement augmenté

↓
en forte baisse depuis 1980

Problème majeur : les émissions polluantes et le CO₂

Comment résoudre ce problème ?

→ Les centrales thermiques au charbon « propres »

Celles-ci font l'objet de nombreuses recherches dans le monde

2 solutions principales
(et complémentaires) :

A court terme

Diminuer les émissions polluantes

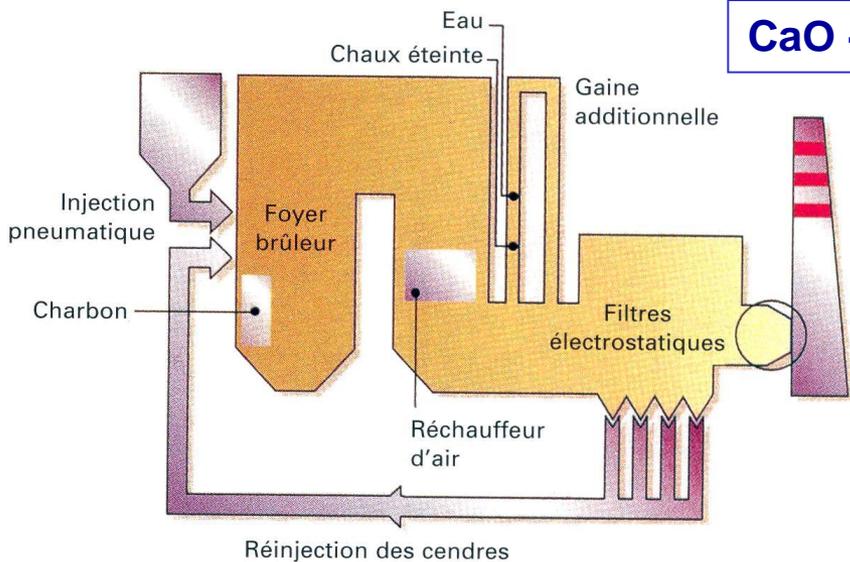
- SO₂ (désulfurisation)
- NO_x (dénitrification)
- CO₂ par augmentation du rendement (de 30% → 60%)

*A plus long
terme (2030...)*

Capter le CO₂ au niveau de la centrale et le stocker définitivement

I – Réduction des émissions polluantes

1) SO₂/SO₃ : Techniques de désulfuration



Désulfuration primaire

Injection de calcaire dans le foyer couplée à un traitement complémentaire humide dans le circuit de fumée

coût :

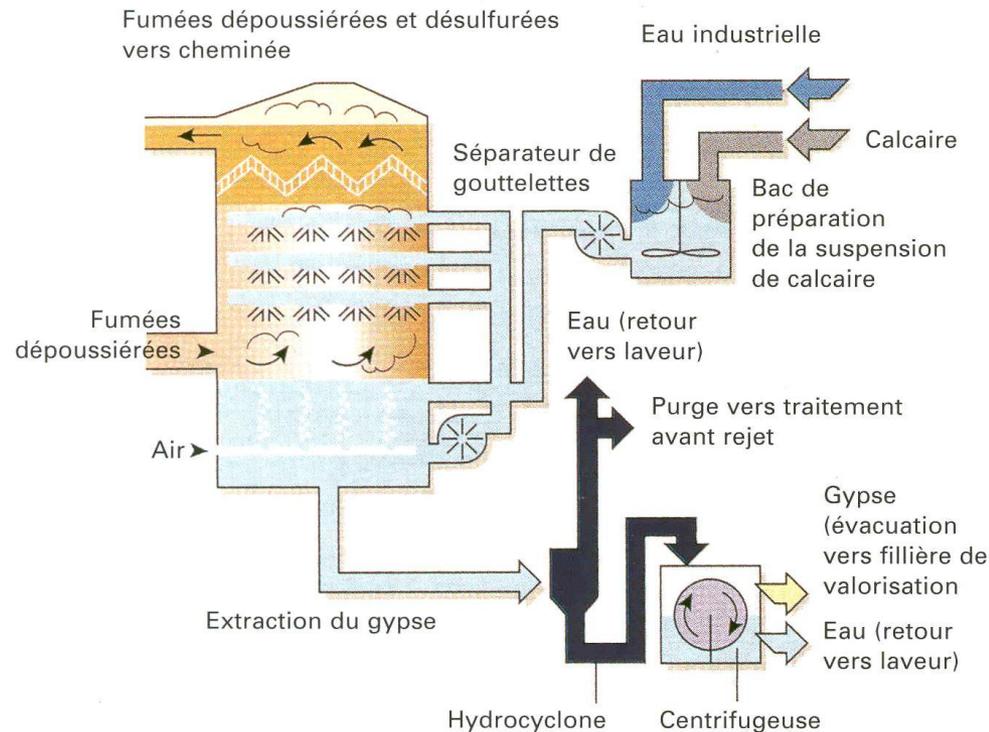
- primaire : 30 à 40 €/kWe
- semi-humide : 60 €/kWe

Désulfuration aval humide

les fumées passe dans un réacteur où elles sont aspergées par un liquide chargé d'absorbant (calcaire, chaux, carbonate de Ca) avec formation de gypse (CaSO₄ → plâtre, béton...)

diminution de 30% de SO₂

coût : 110 à 140 €/kWe



2) NO_x : Techniques de réduction des oxydes d'azote

- Brûleurs bas-NO_x

création de zones réductrices en sortie des brûleurs pour réduire la proportion d'oxygène et favoriser la réduction de NO en N₂
taux de dénitrification : 30 à 50%

coût : 15 à 35 €/kWe

reburning

on injecte dans les fumées au dessus des brûleurs un combustible (fioul, gaz, charbon micronisé) qui crée des radicaux hydrocarbonés qui réduisent NO en N₂
taux de dénitrification : 50 à 70%

coût : 15 à 20 €/kWe

- dénitrification sélective non-catalytique (DSNC)

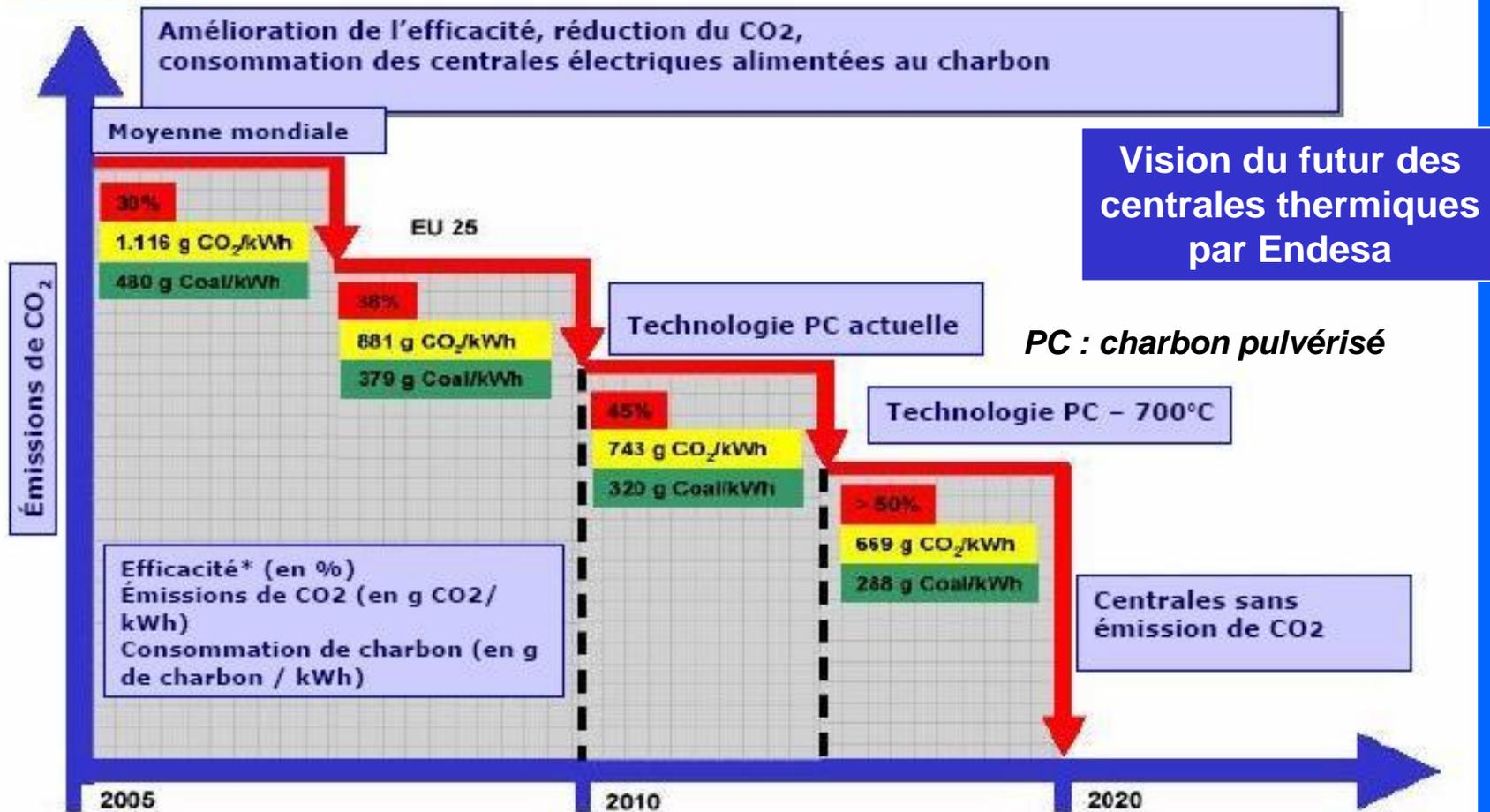
on injecte un agent réducteur azoté (urée par exemple) dans la veine de fumée (entre 800 et 1100°C)
les radicaux NH réagissent avec NO pour former N₂
taux de dénitrification : 40 à 60%

coût : 15 à 20 €/kWe

II – Les nouvelles technologies



Une technologie à haut rendement thermique est une exigence avant même de parler de capture et stockage...



1) Les centrales thermiques « propres » supercritiques

- dépolluage
- dénitrification
- désulfuration



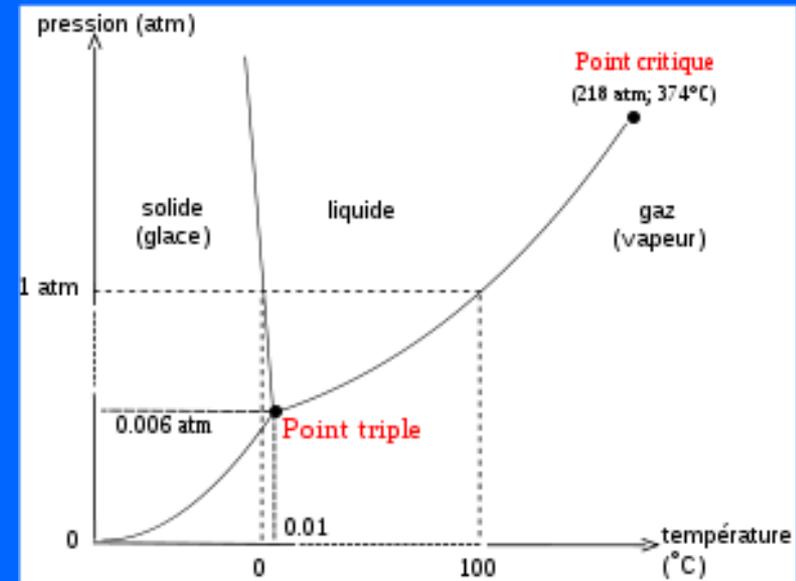
+ cycle supercritique et ultra supercritique

pour réduire les émissions de CO2 en augmentant le rendement de la centrale

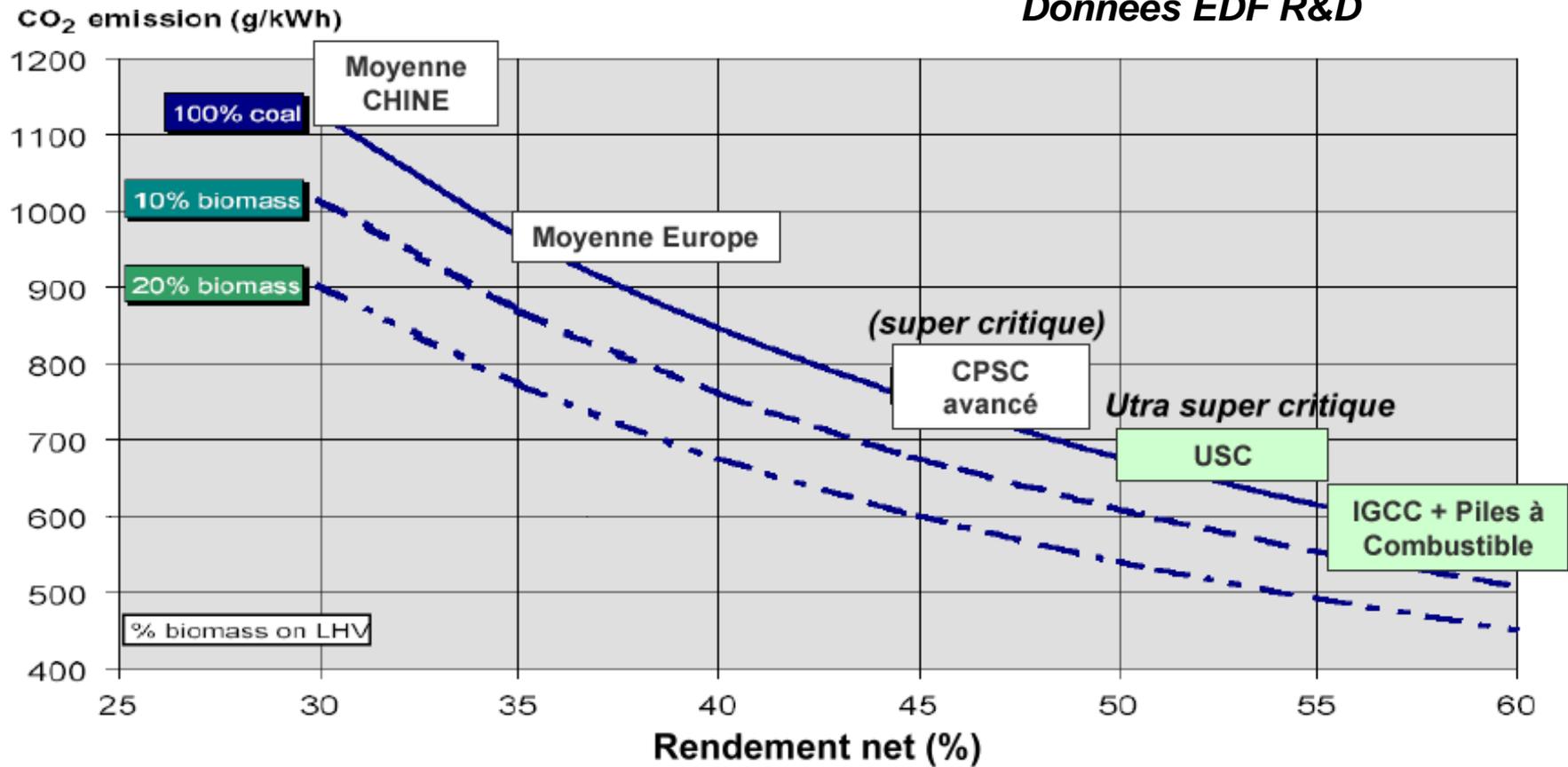
eau supercritique ou ultra-supercritique ?

Au delà du point critique (374°C – 221 bars)
l'eau acquiert une viscosité comprise
entre l'eau liquide et la vapeur :
il n'y a plus de changement de phase
rendement : 45%

700°C, >300 bars : ultra-supercritique
rendement : 50%



Dénomination cycle eau-vapeur	Pression/température de la vapeur
Subcritique	< 221 bar
Supercritique (SC)	jusqu'à 250 bar/565°C
Supercritique avancé (ASC)	jusqu'à 300 bar/585°C
Ultra-supercritique (USC)	à partir de 300 bar/585°C



- Réduction des émissions de CO₂ en améliorant le rendement net d'une centrale par :
- l'utilisation de biomasse
 - l'adoption de cycles supercritique et ultra-supercritique

EDF envisage de construire en Pologne une centrale thermique supercritique de 900 MW (coût 1,8 milliard d'euros)

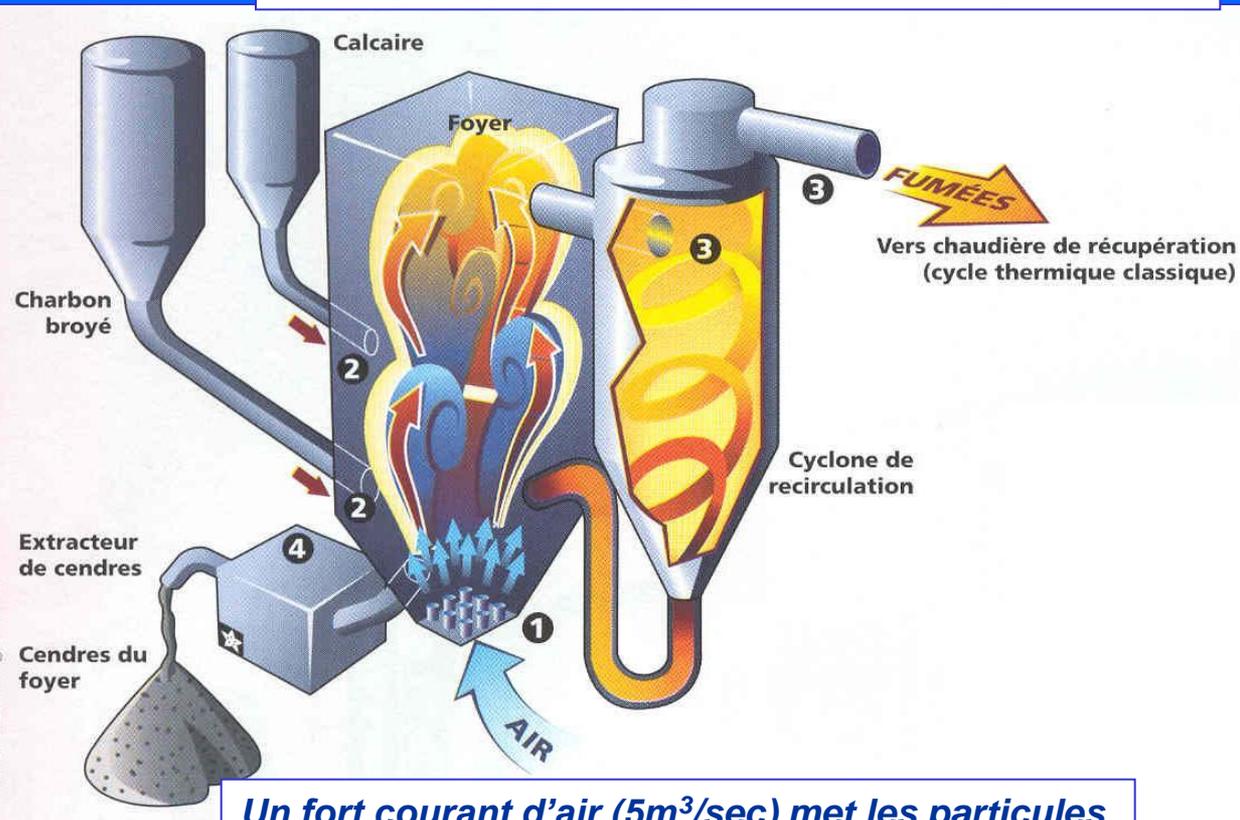
2) Les centrales thermiques à lit fluidisé circulant (LFC)

Les émissions de SO_2 sont réduites par l'ajout de CaO , celles de N_2O , NO et NO_2 par un abaissement de la température (850°C)
Cela réduit aussi les rejets de métaux lourds

Le cyclone sépare les fumées des particules qu'il recycle dans le foyer, les fumées s'échappent par la chaudière arrière et fournissent la chaleur au cycle eau-vapeur (supercritique 270 bar, 602°C)

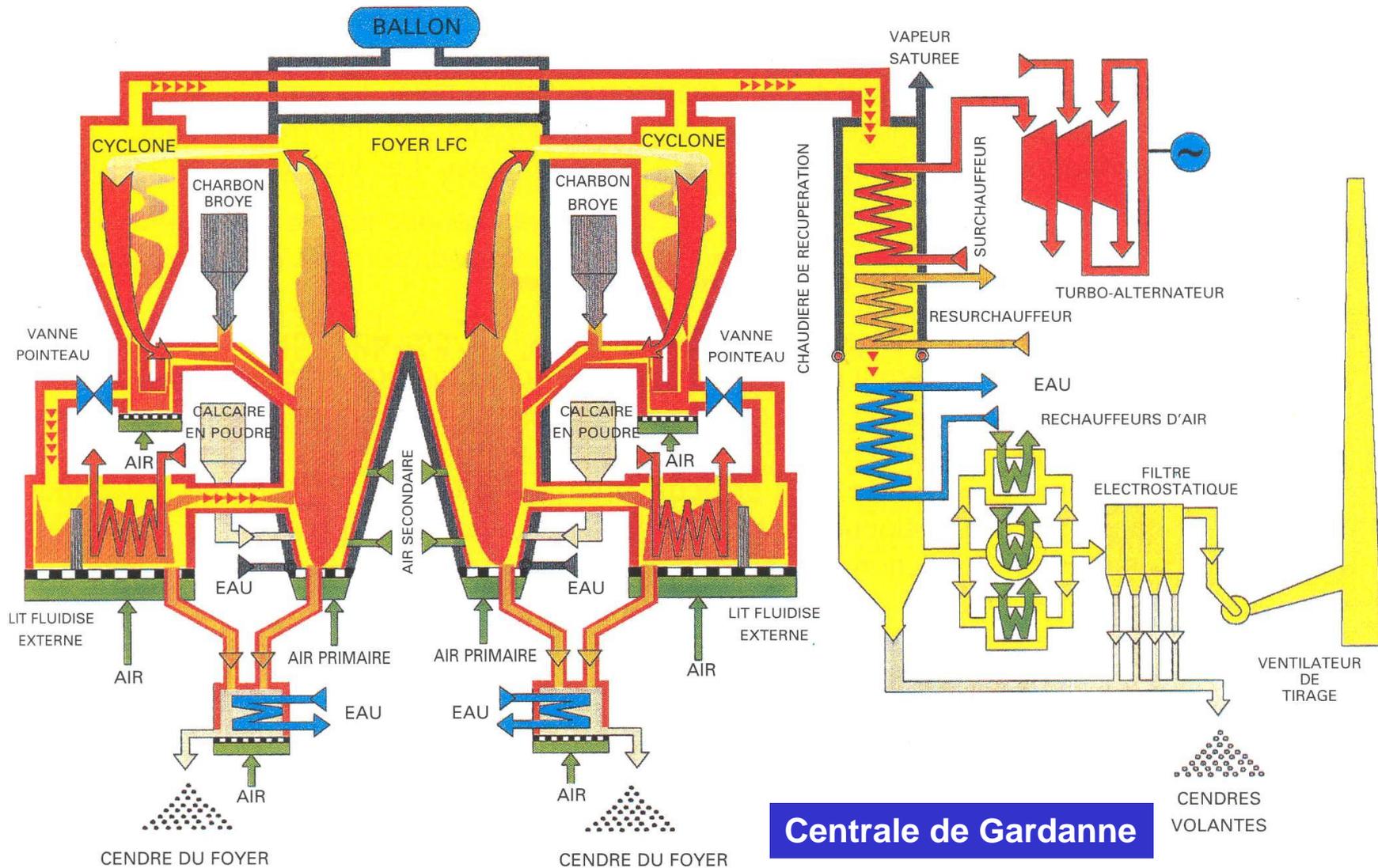
Du combustible et du calcaire sont injectés en continu dans le foyer pour maintenir une température de 850°C et piéger le SO_2 produit.

Le combustible peut ainsi passer 30 fois dans la chaudière...



L'extracteur de cendres soulage le foyer quand la masse est trop importante.
La durée de vie du combustible est de 24h

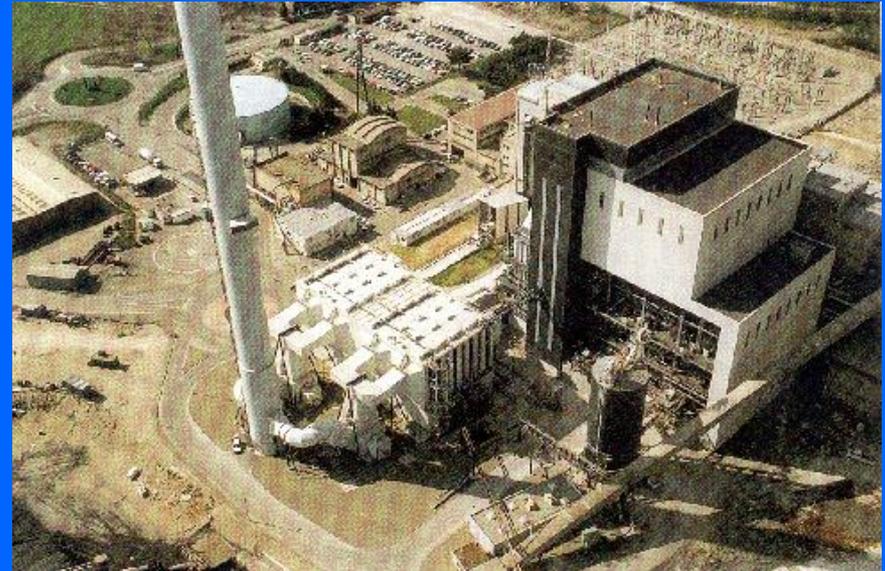
Un fort courant d'air ($5\text{m}^3/\text{sec}$) met les particules solides en suspension dans le foyer



Centrale de Gardanne



**Centrale LFC de Gardanne (250MWe)
(record de puissance mondiale)**



but visé : 600MW

plus de 250 centrales LFC sont en service dans le monde

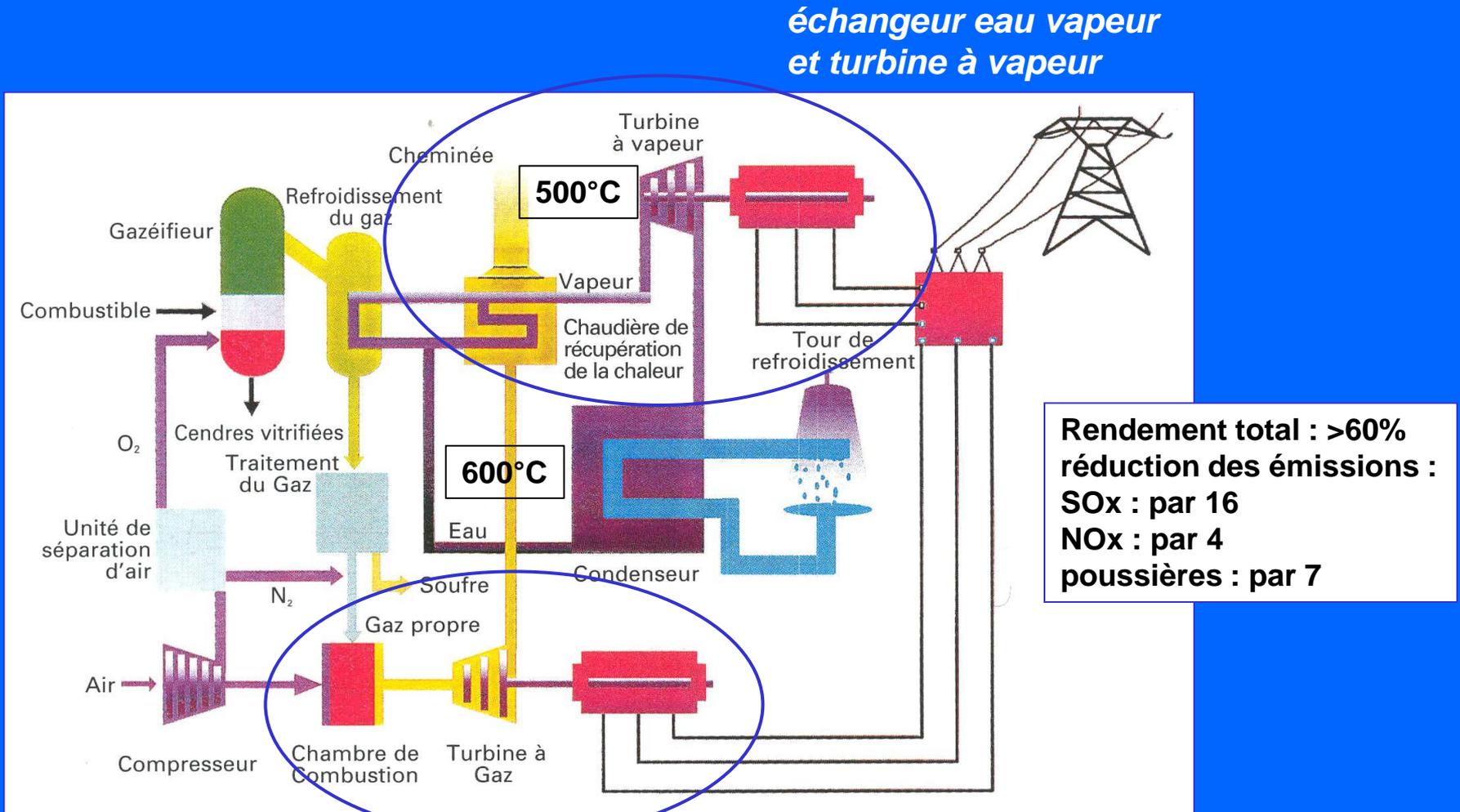
**Centrales à lits fluidisés sous pression à cycle combiné
*le gaz chaud sous haute pression alimente une turbine à gaz et un échangeur eau vapeur classique.***

Quelques centrales de ce type, de 70 à 350 MW sont en service au Japon

**Dans tous les cas, le rendement global est de l'ordre de 40 à 45%
les émissions de polluants gazeux sont fortement réduits**

3) Les centrales à cycle combiné (IGCC)

(Integrated Gasification Combined Cycle ou Gazéification intégrée à un cycle combiné)



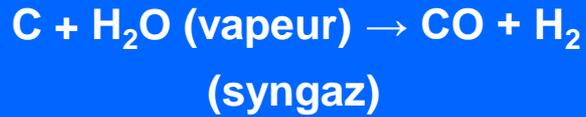
échangeur eau vapeur
et turbine à vapeur

turbine à gaz
rendement 35%

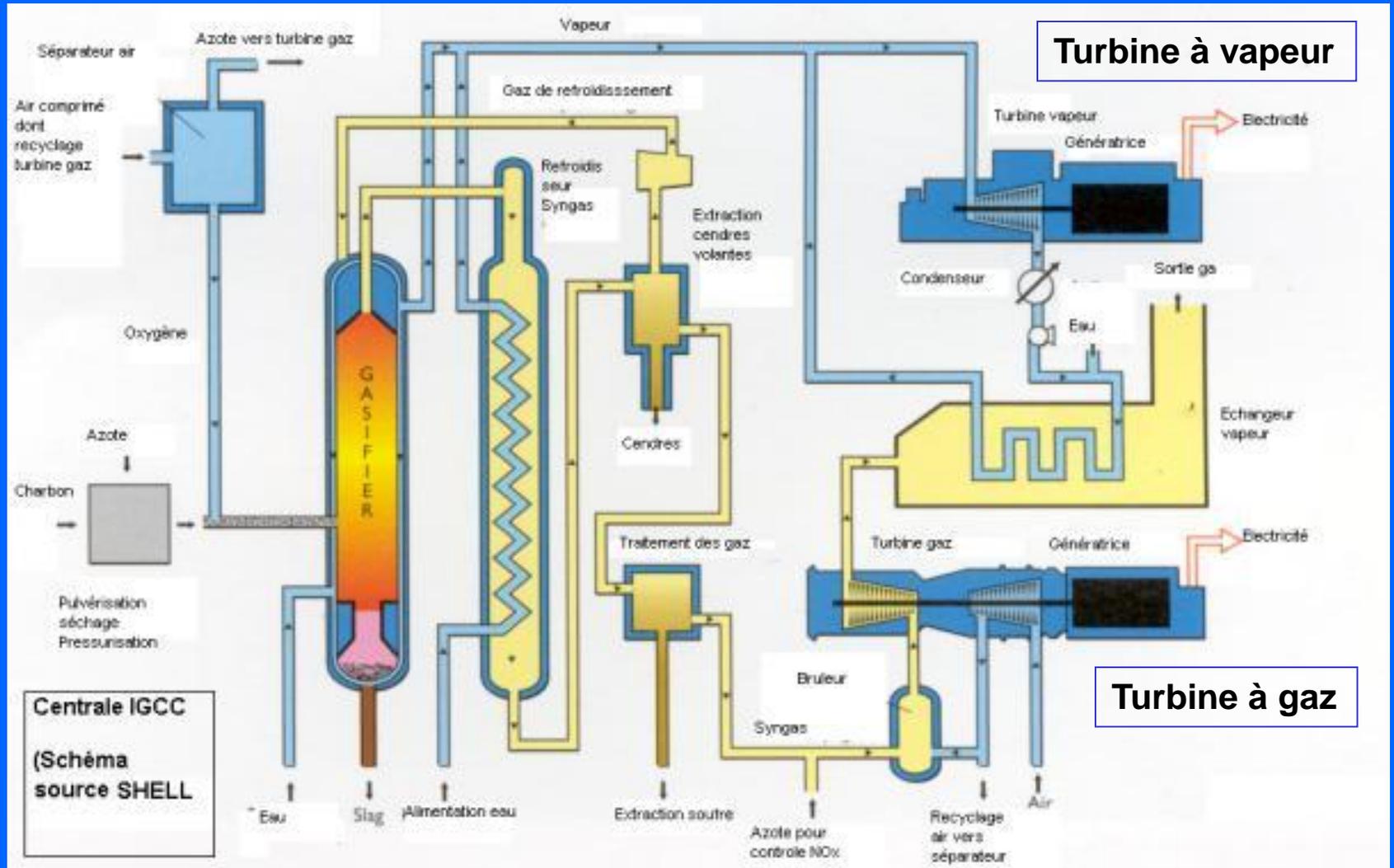
Rendement total : >60%
réduction des émissions :
SO_x : par 16
NO_x : par 4
poussières : par 7

Gazéification du charbon :

On fait passer de la vapeur d'eau sur du charbon incandescent :

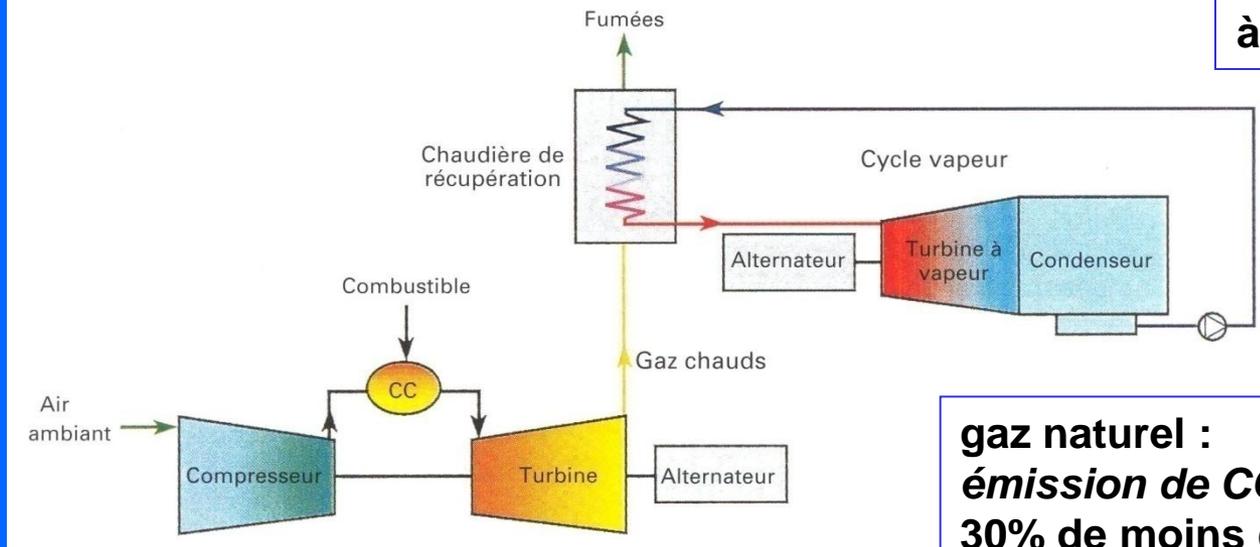


Désulfuration : 99,7%



4) Les TAC (turbines à combustibles ou à gaz)

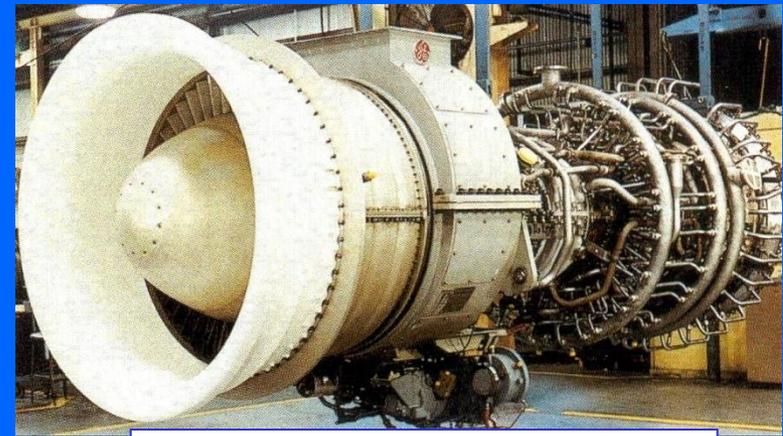
Turbine à gaz à cycle combiné



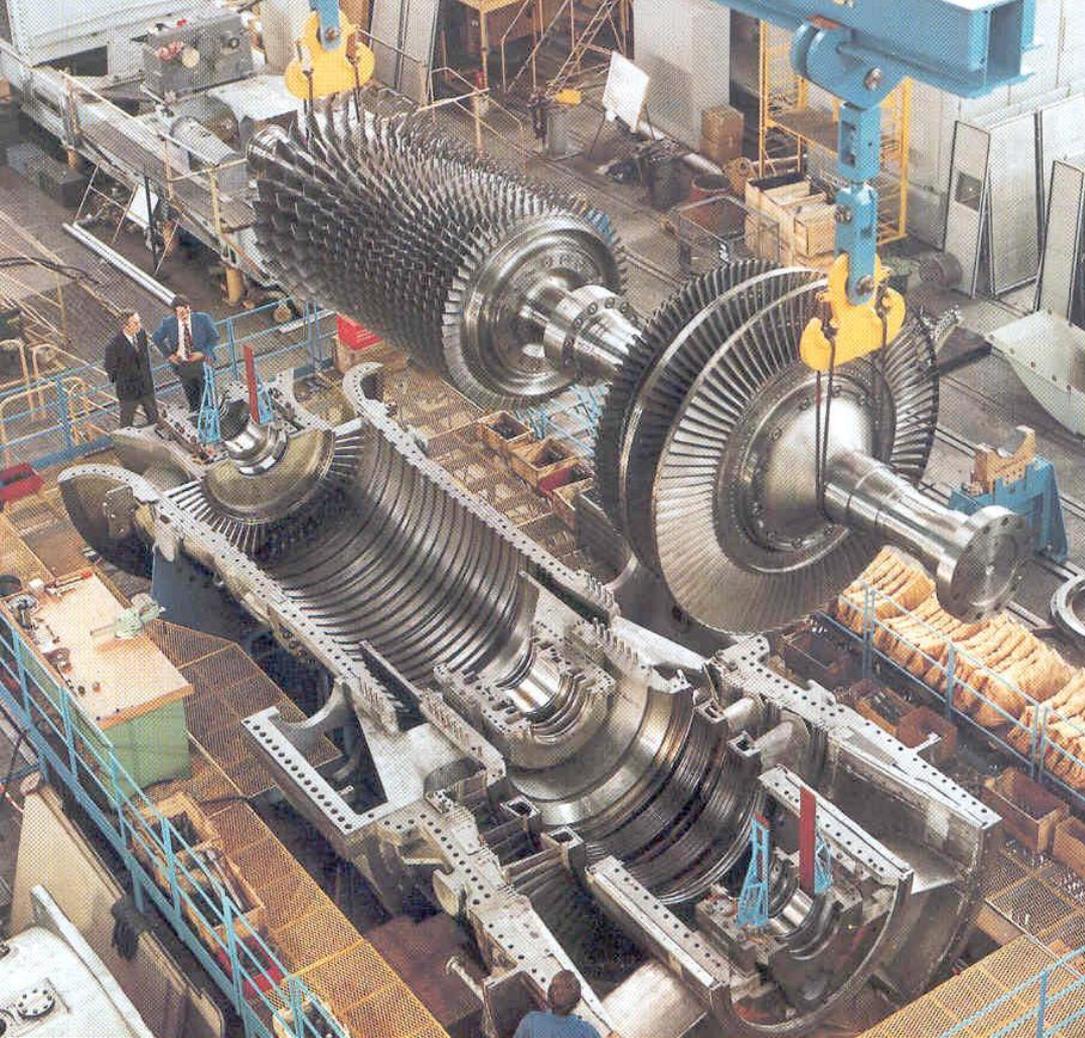
gaz naturel :
émission de CO₂
30% de moins que le fioul
40% de moins que le charbon



turbine MS9001H de General Electric
cycle combiné 400MW – rendement 60%



Turbine LM5000 de General Electric
50,8 MW – rendement 43%



Turbine à gaz en cours de montage



Conclusions : comment limiter la production de CO₂ ?

1 – Développer des centrales thermiques moins polluantes

2 – Capturer le CO₂ à la source et le stocker (« séquestration »)

- éviter l'émission de CO₂ vers l'atmosphère
- le faire passer vers un autre compartiment de l'écosphère (lithosphère, hydrosphère, biosphère)
- l'emmagasiner pour une longue durée et sans risque
- uniquement pour les centrales de forte puissance
- ne concerne ni le chauffage domestique, ni les transports
- ne sera efficace que si appliquée à grande échelle...

Et enfin à plus long terme...

3 – Le transformer à partir de cyano-bactéries en isobutanol (« biocarburant ») par photosynthèse (*encore au stade du laboratoire et très loin de l'étape industrielle*)

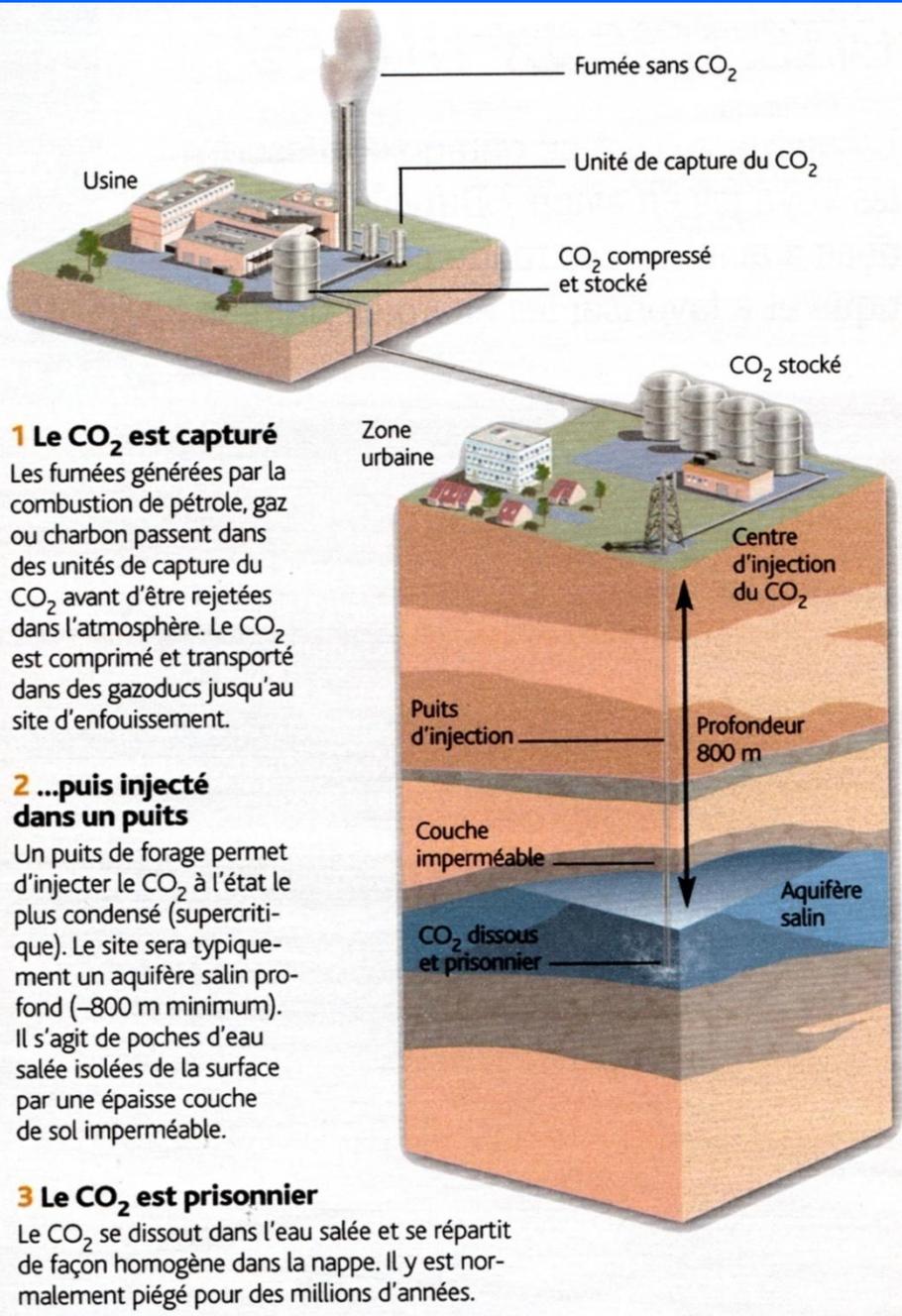
S. Atsumi *et al.*, Nat. Biotech., 27, 1177, 2009

III – Séquestration du CO₂

Principe général des techniques de captage et stockage du CO₂ (« séquestration »)

But : limiter les émissions de CO₂ humaines dans l'atmosphère

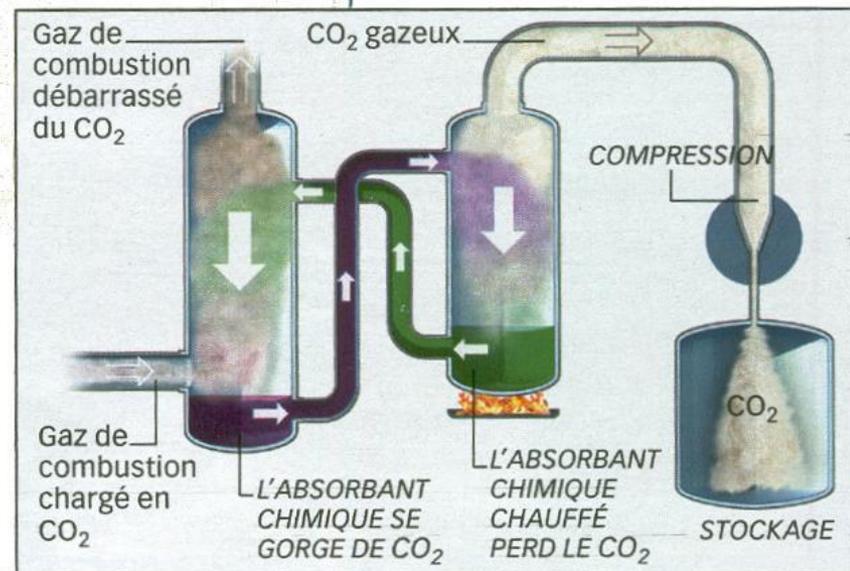
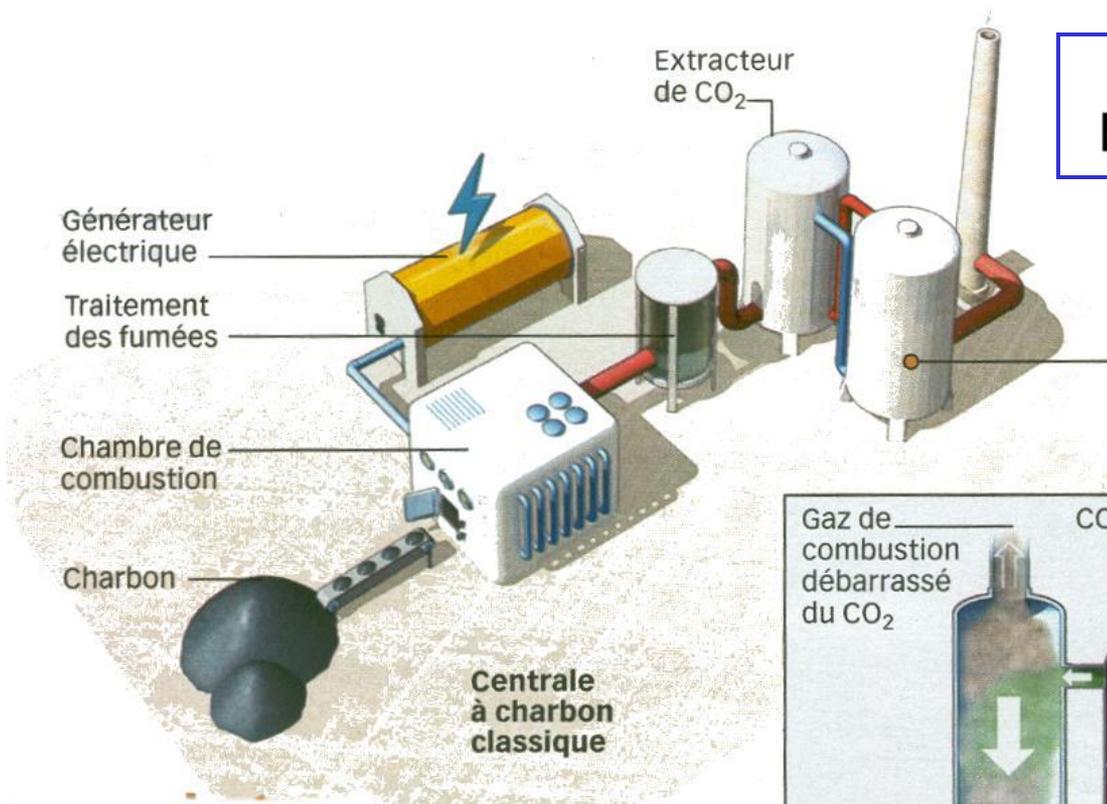
Le CO₂ doit être comprimé sous 100 atm (bars) puis injecté à 40°C (état supercritique) à plus de 800m de profondeur dans un milieu stable.



Pour les centrales existantes

il faut capturer le CO₂ à la sortie des fumées

La capture post-combustion



L'étape de compression coûte 5% du rendement global de la centrale

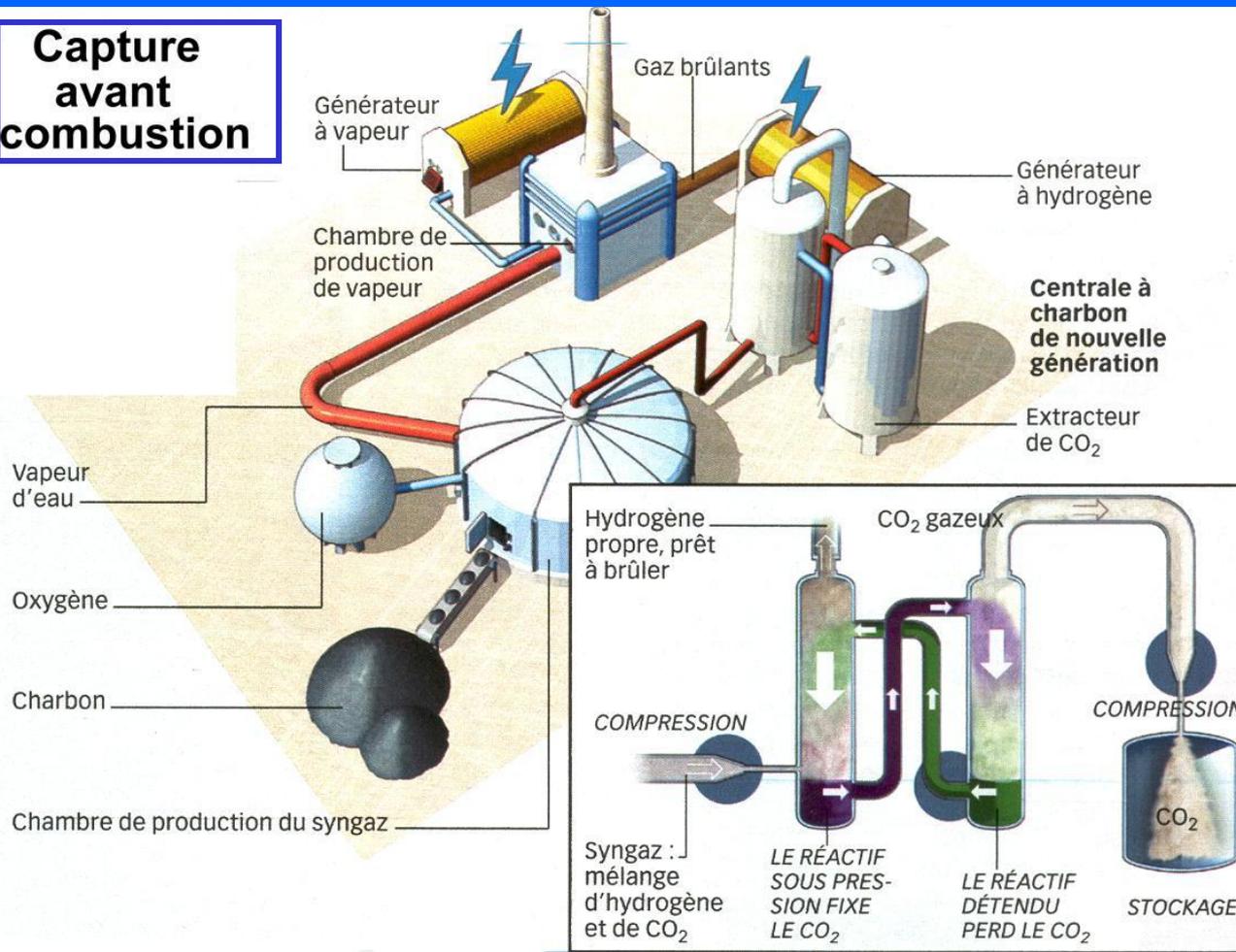
Pour les nouvelles centrales IGCC (gazéification intégrée à un cycle combiné)

Le charbon est gazéifié : $H_2 + CO$ (« syngaz »)



Le CO_2 est capturé avant la combustion et stocké

Capture avant combustion



Association d'une
turbine à gaz et d'un
échangeur eau-vapeur
et d'une turbine :
très haut rendement
(>50%)

très forte réduction
des émissions de :

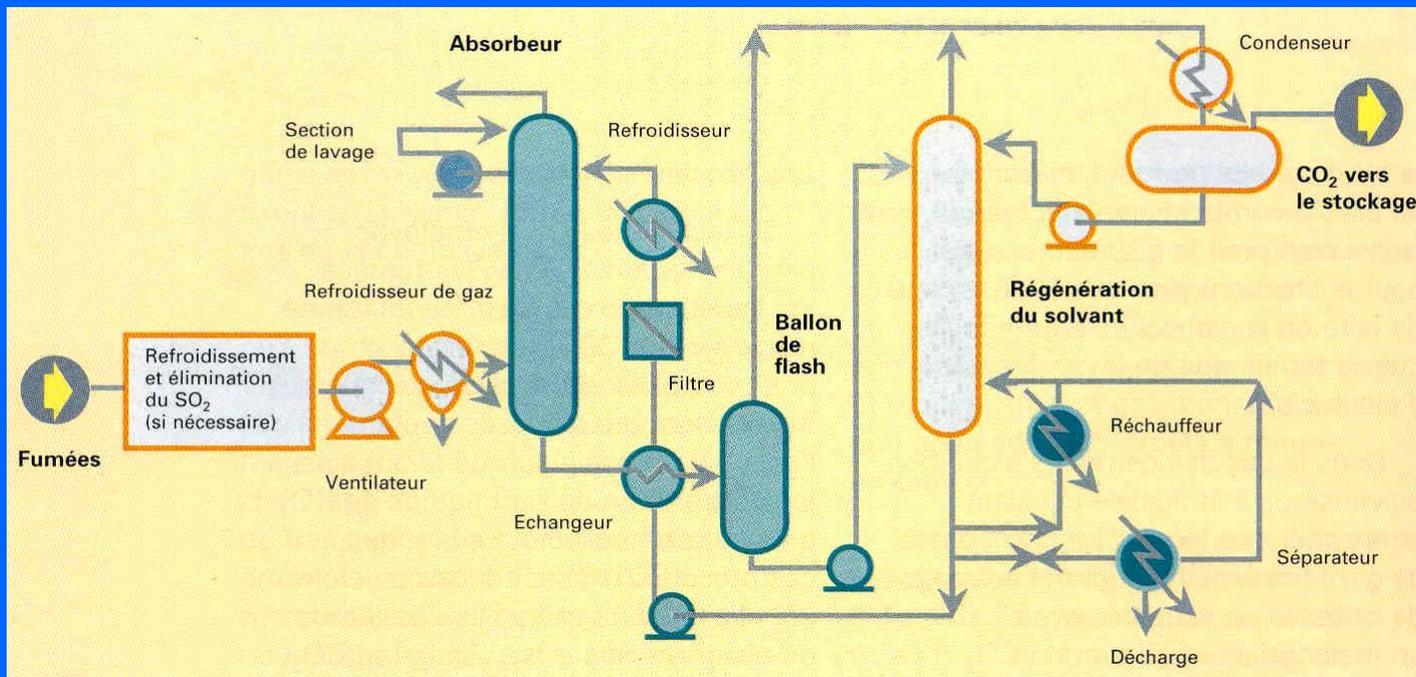
- NO_x
- SO_2
- poussières

Plusieurs méthodes de capture sont possibles :

a) par absorption chimique

Le CO_2 est absorbé par un liquide pour former un composé peu stable qui est régénéré ensuite à 120°C avec libération du CO_2

Le liquide employé est généralement du monoéthanolamine (MEA)

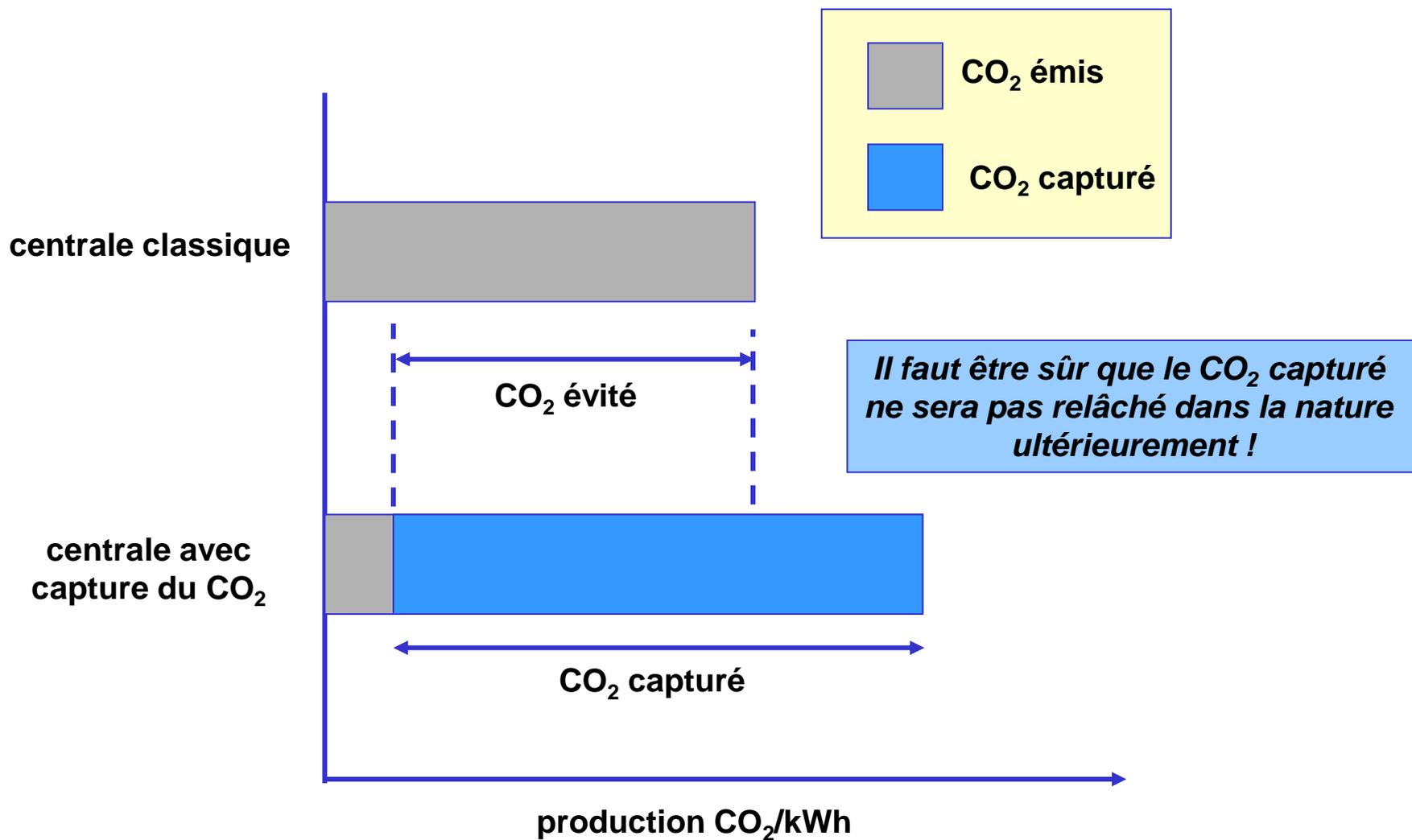


90 à 95% du CO_2 peut être capturé et des capacités de plusieurs milliers de tonnes/jour existent déjà dans l'industrie pétrolière

Coût de la régénération du solvant : $3,5 \text{ GJ/tonneCO}_2$ → baisse de 5% du rendement de la centrale

! La capture du CO₂ est coûteuse en énergie et donc produit plus de CO₂...

- compression : - 5%
- régénération : - 5% } → - 10%

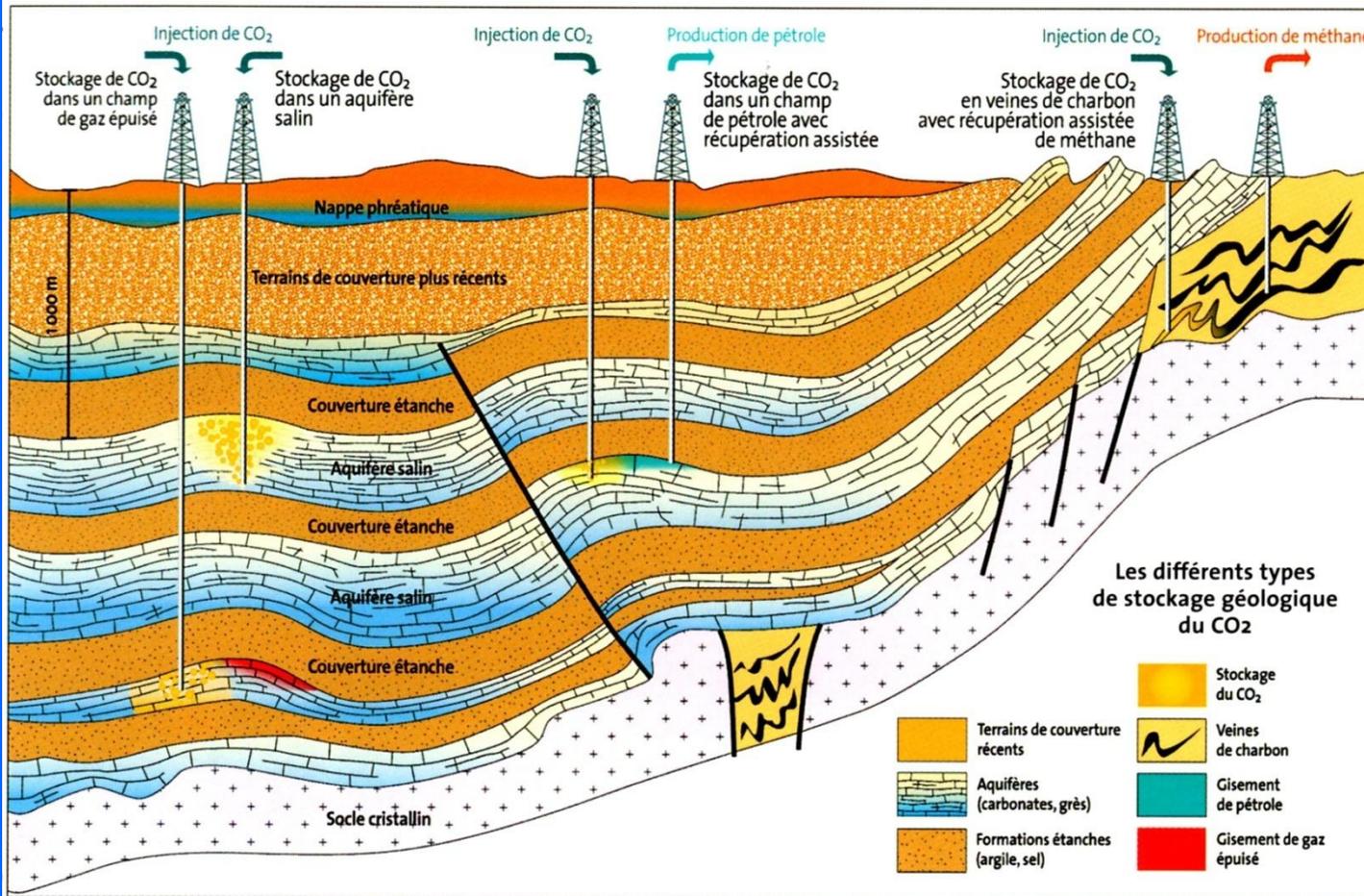


Les Solutions de séquestration du CO₂ et de son stockage

- capter
- purifier
- emmagasiner

Stockage du CO₂

en s'assurant de la fiabilité du stockage à long terme...



Le CO₂ peut être injecté dans des couches géologiques profondes constituées de roches poreuses et perméables souvent gorgées d'eau salée impropre à la consommation : **les aquifères salins**. La présence de formations étanches (argile, sel...) au-dessus des sites de stockage évite toute remontée du CO₂ en surface.

Localement, ces roches réservoirs sont le siège de gisements de **pétrole ou de gaz naturel** qui possèdent par nature une structure de piège : le stockage de CO₂ est possible dans les **gisements épuisés** ou en fin d'exploitation avec la possibilité de pratiquer la récupération assistée du pétrole.

Enfin, le stockage du CO₂ est envisageable dans **des veines de charbon** profondes inexploitées où l'affinité du CO₂ pour le charbon permet la production de méthane.

- Gisement de pétrole : 675 à 900 Gt_{CO2}

- Mines de charbon (USA) : 200 Gt_{CO2}

Le charbon européen n'est pas assez poreux et donc inutilisable

Autre intérêt : le CO₂ chasse le méthane qui peut être récupéré

- Aquifères salins profonds : 400 à 10000 Gt_{CO2}

incertitudes liées à la mauvaise connaissance des milieux géologiques

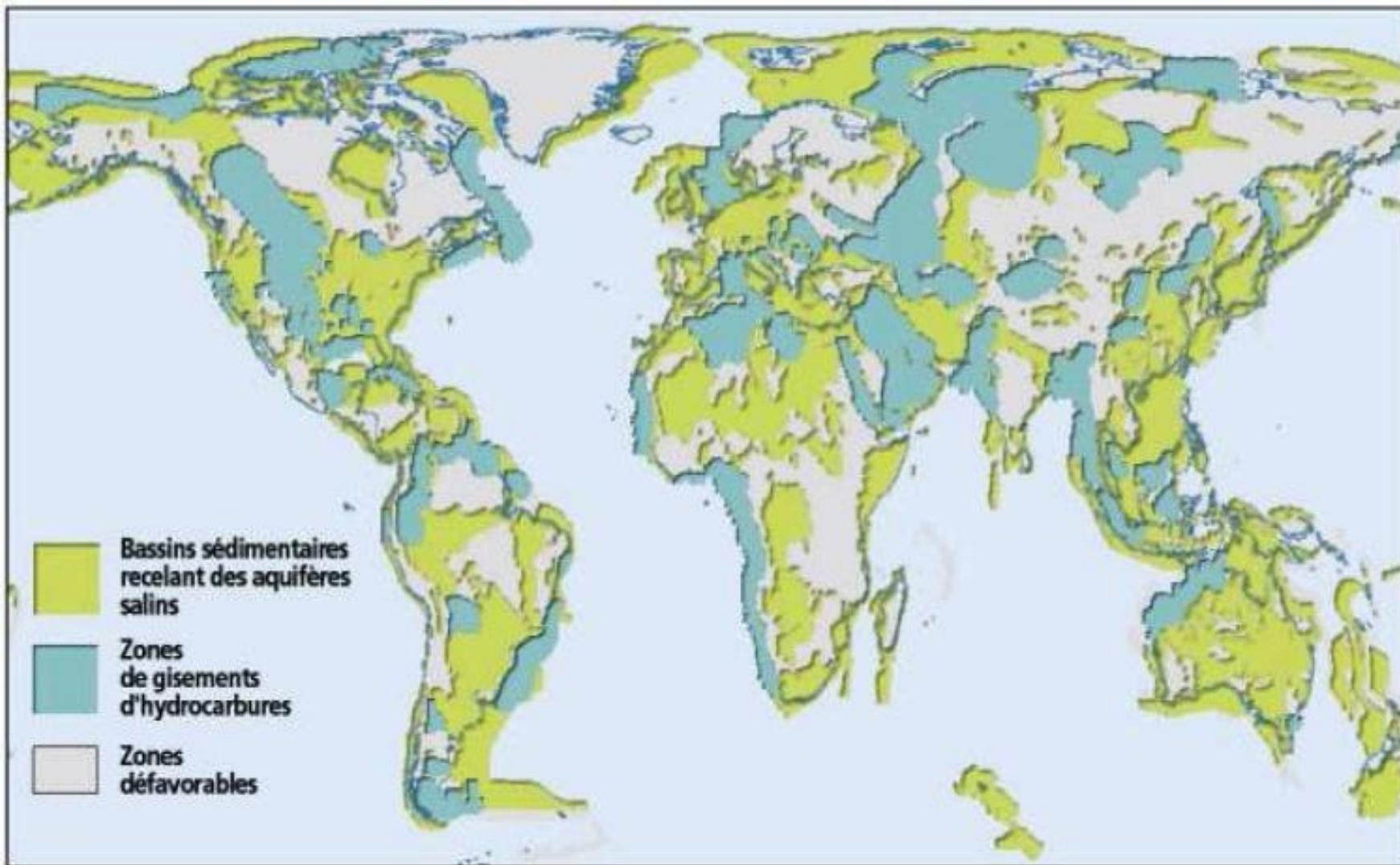
Problème :

- S'assurer que le CO₂ subsiste au moins 1000 ans sinon plus (perméabilité des couches géologiques)
- Contrôler l'évolution de l'acidité du milieu (réactions chimiques)
- Contrôler la stabilité des couches géologiques sous l'effet des fortes pressions du CO₂ injecté (31°C - 74 bars)

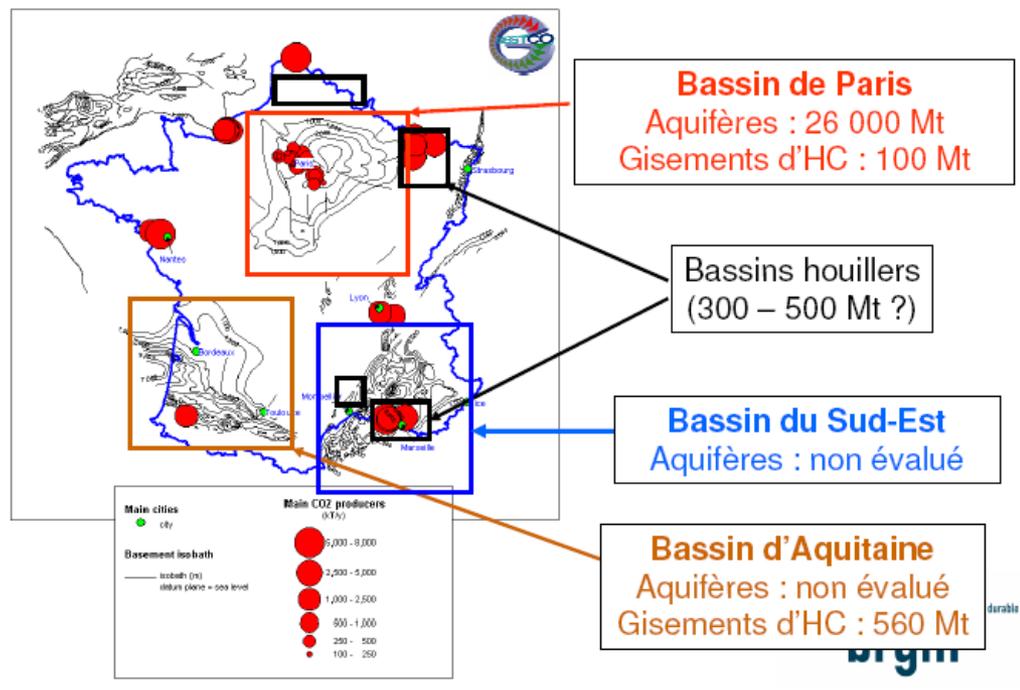
Autres solutions possibles :

- Mettre en contact le CO₂ avec du basalte broyé : transformation en carbonate solide
- utiliser les affleurements de péridotites (manteau) : capacité 4 Gt_{CO2}

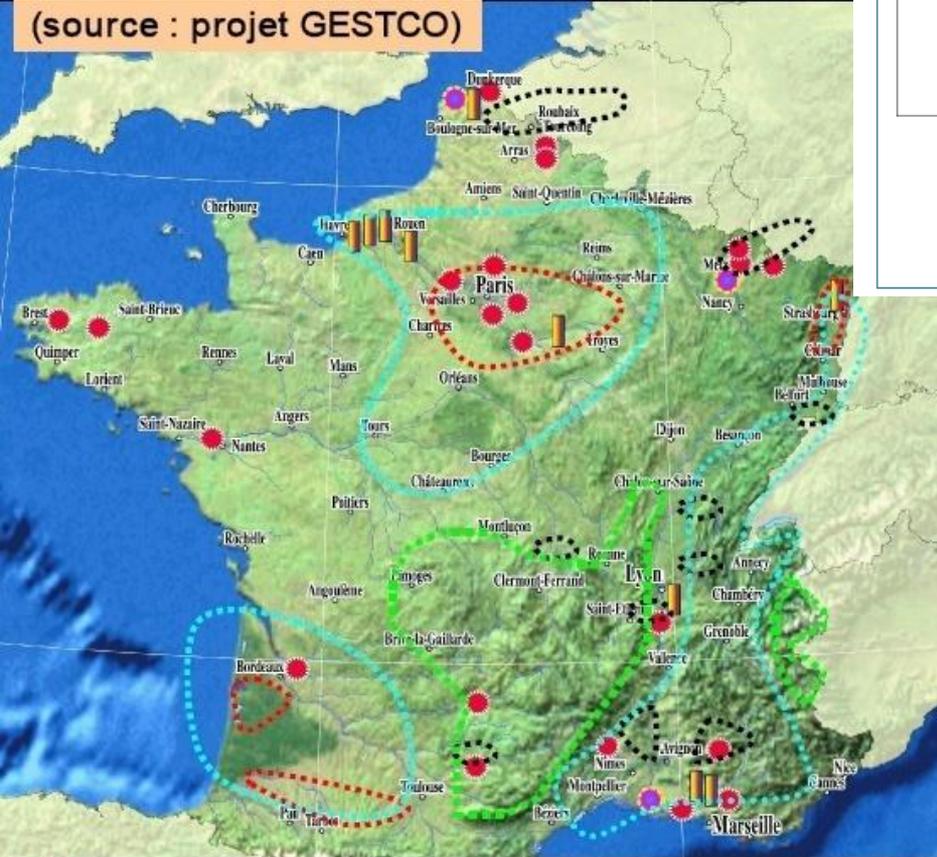
Capacité mondiale de stockage du CO₂



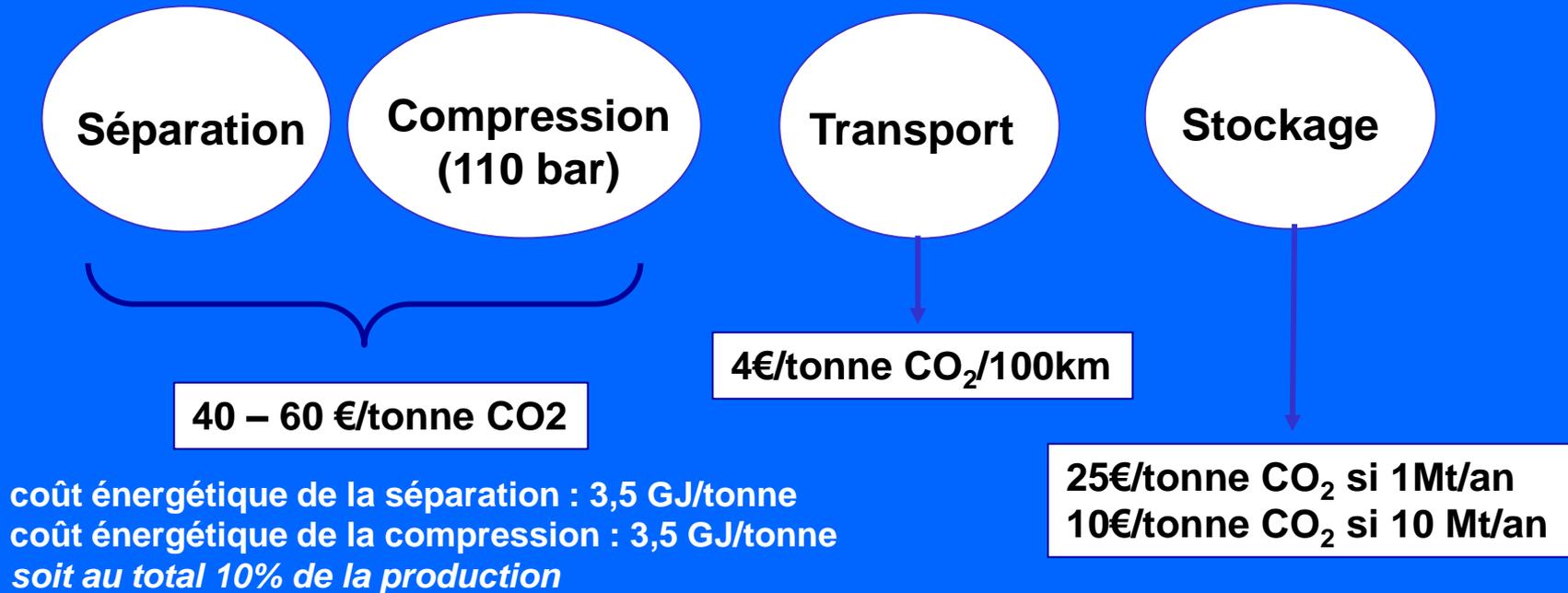
Les capacités de stockage en France



(source : projet GESTCO)



Coût estimé de l'opération :



au total le coût serait de 50 à 120 € par tonne de CO₂

(plus une baisse de 25% de la capacité de production de la centrale)

Ce qui n'est pas sans conséquence sur le prix de l'énergie qui pourrait augmenter d'un facteur 2 à 4 !

La baisse importante du prix de la tonne CO₂ rend de moins en moins intéressante cette technologie et on observe un certain désintérêt des industriels !

Technique déjà exploitée :

1 – Depuis 1996, à Sleipner (Mer du Nord) on injecte 1 millions de t_{CO_2}/an

2 – Autres sites :

- gisement pétrolier de Frio (Texas)
- gisement pétrolier de Weyburn au Canada
- gisement de gaz K12B aux Pays bas
- gisement de gaz d'In Salah (Algérie)

En 2008 :

- gisement de gaz de Snøhvit (Norvège)
- site de recherche de Ketzin (Allemagne)

L'Australie va investir 5 Mds\$ pour étudier les possibilités de capture et de stockage du CO_2 dans les couches profondes du Pacifique

À SLEIPNER, DANS LA MER DU NORD, la compagnie norvégienne Statoil injecte chaque année depuis dix ans 1 million de tonnes de dioxyde de carbone dans l'aquifère salin profond. Les données recueillies servent de base aux études sur le stockage en couches géologiques. © Statoil

Les possibilités de séquestration concernent 7887 sites industriels dans le monde

- centrales thermiques électriques
- cimenteries
- aciéries
- exploitations pétrolières

Soit $13,5 Gt_{CO_2}/an$

(soit sur 200 ans $2700 Gt_{CO_2}$)

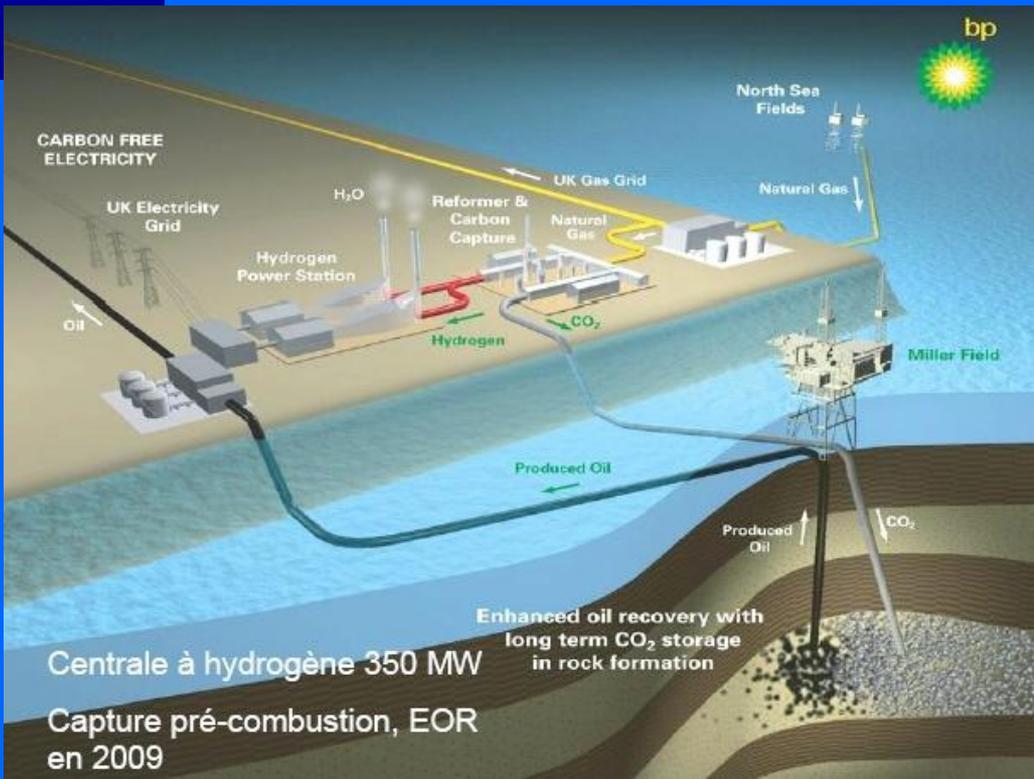


Projet Halden (Shell – Total) (Norvège)



Centrale au gaz 860 MW – 2,5 Mt CO2 par an,
capture post-combustion, EOR en 2012

Projet Miller Field (BP) (Ecosse)



Centrale à hydrogène 350 MW
Capture pré-combustion, EOR
en 2009



Projet européen « CASTOR » (CApture to STORAge)

Dans le cadre du 6^{ème} PCRD^(*), le projet Castor a rassemblé 30 partenaires (organismes de R&D, compagnies pétrolières et gazières, producteurs d'énergie et industriels du secteur) représentant 11 pays européens, planifié sur 4 ans (2004-2008) et coordonné par l'IFP (coût 16 M€)

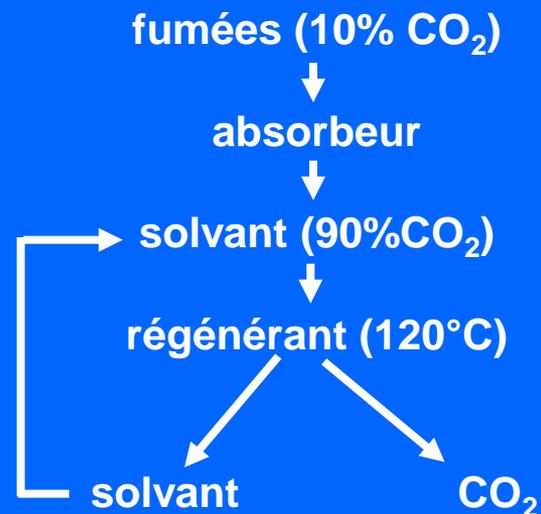
But : tester la possibilité de capturer et stocker 10% des émissions européennes de CO₂ (soit 30% des émissions des centrales thermiques) pour un coût réduit.

Une usine pilote a été réalisée sur la centrale danoise d'Elsam (420 MW) près de Esbjerg

Unité pilote de captage de CO₂ d'une centrale au charbon (Société Dong, DK)
(Projet CASTOR)



**Procédé :
capture post-combustion
au niveau des fumées**



Unité pilote de capture du CO₂



Une partie du CO₂ est incorporée dans un cycle Ca pour former du CaCO₃ solide, le reste étant comprimé et injecté dans un site géologique.

Résultat : 90% du CO₂ a ainsi pu être capturée pour un coût de 40 €/tonne (le coût estimé au départ étant de 50 à 60 €/tonne)

Dans le cadre du 7^{ème} PCRD (2008-2012), un nouveau projet, CESAR (CO₂ Enanced Separation And Recovery) a été mis en place afin de poursuivre ces études.

Le programme de travail comprend :

- l'étude de nouveaux systèmes de captage par solvant,
- le développement de nouveaux contacteurs membranaire à flux élevé,
- de nouvelles études de modélisation et d'intégration,
- le test de nouveaux solvants sur le pilote d'Esbjerg.

Coût du projet : 6 M€

Parmi les 22 participants :

- GDF
- IFP
- ENSIC/CNRS - Nancy

www.co2castor.com

www.dynamis-hypogen.com

