

Energétique électrique

Généralités sur l'énergie, conversions en électricité

(ce diaporama)

Aérogénérateurs électriques (diaporama 2)

Génération photovoltaïque (diaporama 3)

Stockage d'énergie électrique (diaporama 4)

1

B. Multon ENS de Rennes



Unités d'énergie

Système international : le **joule J**

Facture d'électricité : le **kilowattheure kWh**

$$1 \text{ kWh} = 3600 \ 000 \text{ J} = 3,6 \ 10^6 \text{ J (MJ)}$$

Carburants : **tonne équivalent pétrole tep**

$$1 \text{ tep} \Leftrightarrow 11 \ 600 \text{ kWh}$$

Notation en puissance de 10

k	kilo = 1000	= 10^3
M	méga = 1000 000	= 10^6
G	giga	= 10^9
T	téra	= 10^{12}
P	péta	= 10^{15}
E	exa	= 10^{18}

(attention 1 **TWh** = 10^{12} Wh
et bien 10^9 kWh)

$$10 \text{ Gtep} \cong 116 \ 000 \text{ TWh} \cong 420 \text{ EJ}$$

2

B. Multon ENS de Rennes

Bilan de quelques équivalences entre unités

1 Wh = 3600 J	(1 kWh = 3,6 MJ)
1 tep \cong 11 600 kWh	(1 Gtep \cong 11 600 TWh)
1 tep \cong 41,7 GJ	(1 Gtep \cong 41,7 EJ)
1 baril (159 l ou 140 kg) \cong 1700 kWh	
1 BTU (British Thermal Unit) \cong 252 cal \cong 1050 J	
1 quad BTU : 10^{15} BTU \cong 290 TWh \cong 25 Mtep	

1 BTU = énergie pour accroître de 1°F une livre (pound, 453 grammes) d'eau

Valeurs énergétiques moyennes PCI/PCS de combustibles

(sauf pour l'uranium, réaction de fission)

Uranium natur. (fission)	120 000 kWh/kg	Gaz Naturel	13,8/15,3 kWh/kg
Hydrogène	34/39 kWh/kg	Charbon	7 à 9 / 9 à 10 kWh/kg
Fuel	11,6/12,4 kWh/kg	Bois	2 à 4 kWh/kg
Essence	12,4/13,4 kWh/kg	Bagasse	2,2 kWh/kg
GPL : Propane	12,8/13,8 kWh/kg	Ordures ménagères	0,3 à 0,5 kWh/kg
Butane	12,7/13,7		

PCI = pouvoir calorifique inférieur (lower heating value: LHV)

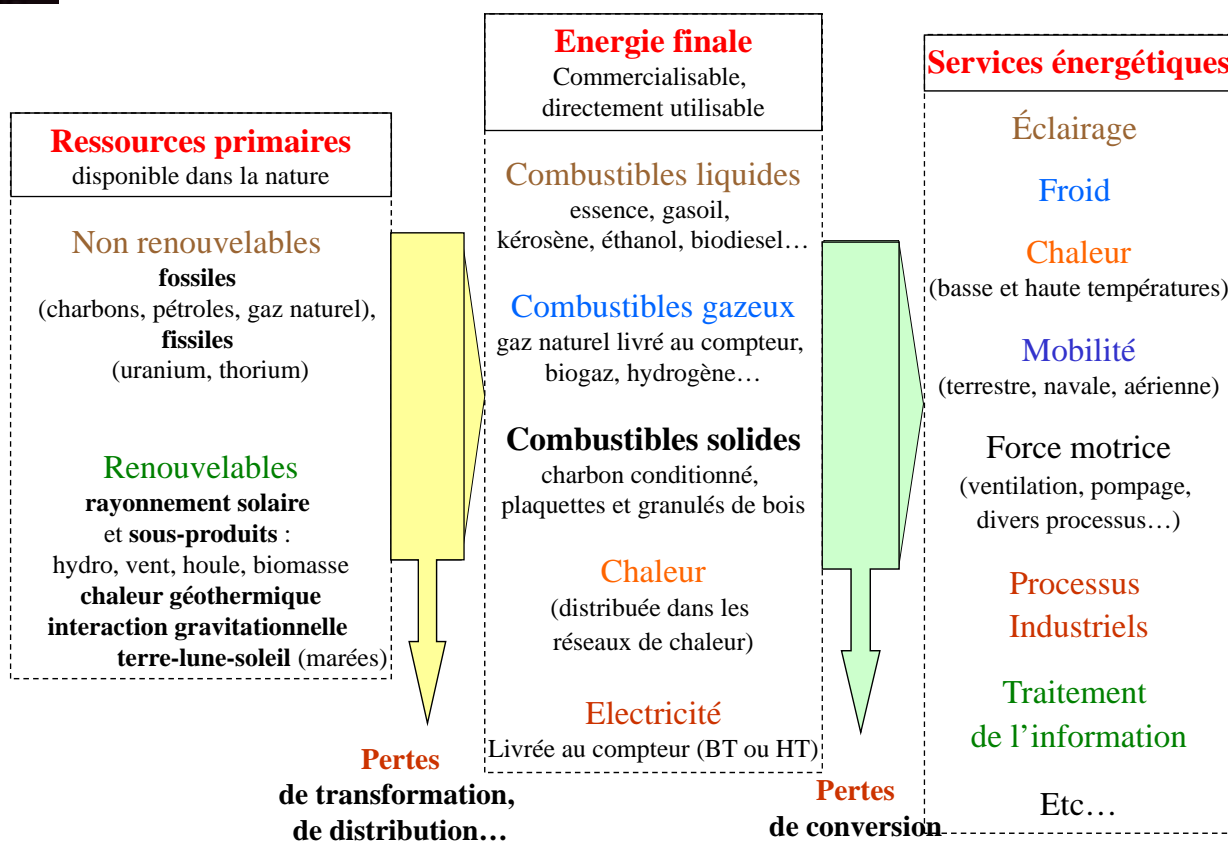
PCS = pouvoir calorifique supérieur (higher heating value : HHV)

3

B. Multon ENS de Rennes



Des ressources primaires aux services énergétiques



4

B. Multon ENS de Rennes

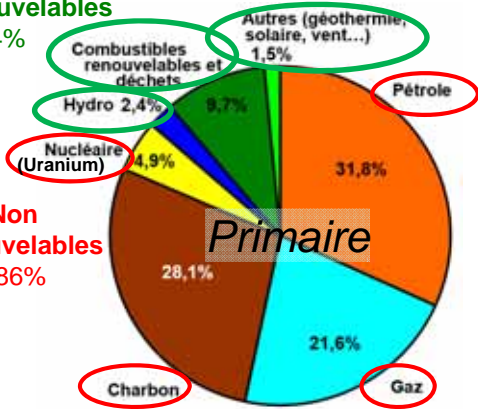


Bilan énergétique mondial : décryptage et place de l'électricité

(année 2015)

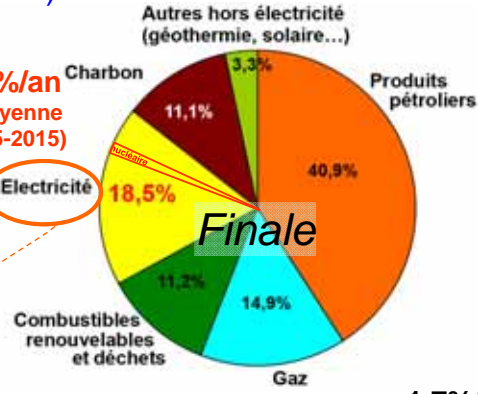
Renouvelables
14%

Non renouvelables
86%



+3%/an
(moyenne 2005-2015)

Electricité



+1,7%/an
(moyenne 2005-2015
ralentissement)

Total \cong 13,65 Gtep
(158 000 TWh_p)

Total \cong 9,38 Gtep
(109 000 TWh)

Source des données : Agence Internationale de l'énergie

> 60 000 TWh (\cong 40%) prélevés pour produire :
24 400 TWh_e d'électricité primaire (en sortie des centrales)
 pour commercialiser : **20 100 TWh_e** d'électricité finale (livrée aux compteurs)

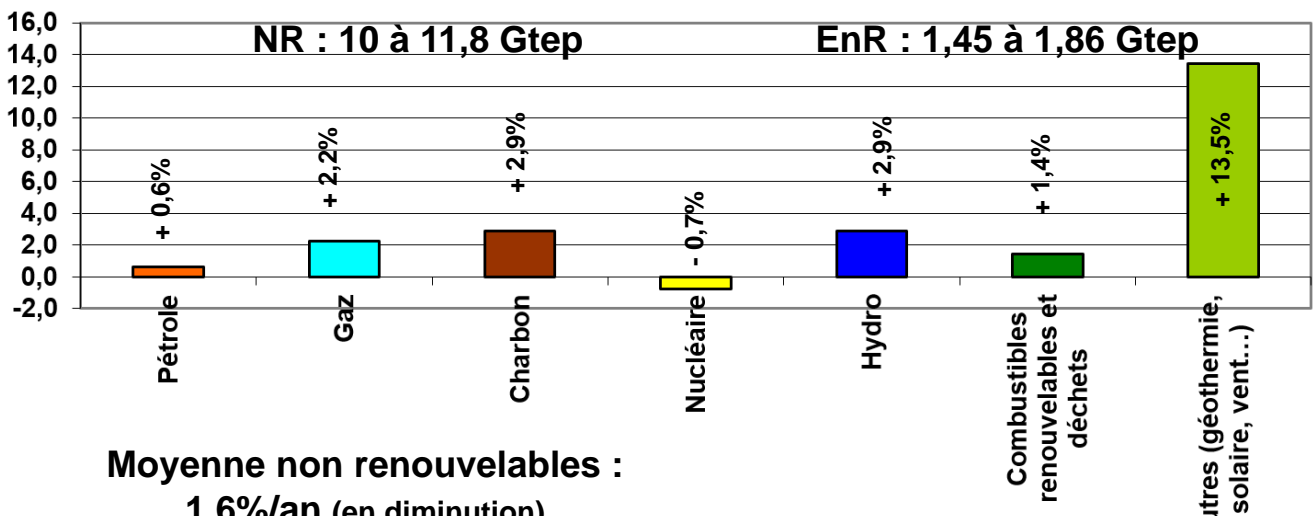
La part de l'électricité (finale) croit : < 3% en 1940 -> 24% en 2030 ?

« Vraie » part du nucléaire : 4,9 % de l'énergie primaire
 1,9 % de l'énergie finale car 10,5% de l'électricité est d'origine nucléaire ($10,5\% \times 18,5\% = 1,9\%$)



Evolution de la consommation d'énergie **primaire** par source en 2015 Moyennes sur 10 ans (2005-2015)

+ 1,7%/an (en diminution)



Moyenne non renouvelables :
1,6%/an (en diminution)

Moyenne renouvelables :
2,5%/an

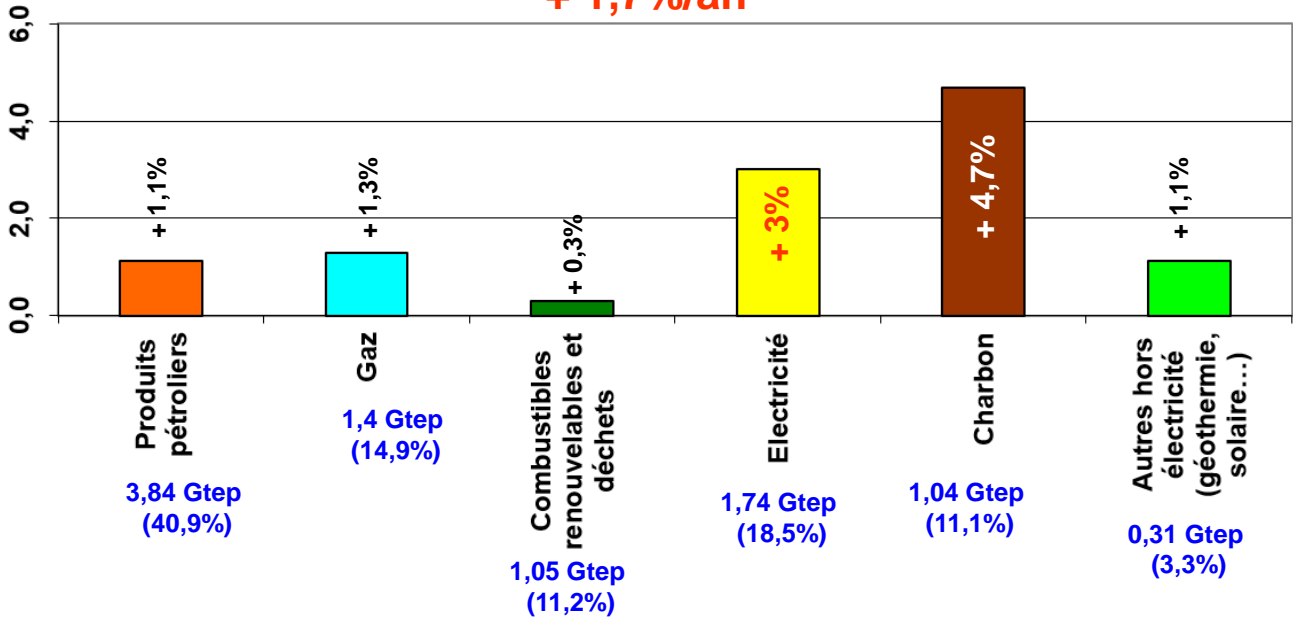
Données incluant la consommation non énergétique : 0,84 Mtep
(6% de la consommation primaire totale)

Source des données : Agence Internationale de l'énergie



Evolution de la consommation d'énergie **finale** par forme en 2015 Moyennes sur 10 ans (2005-2015)

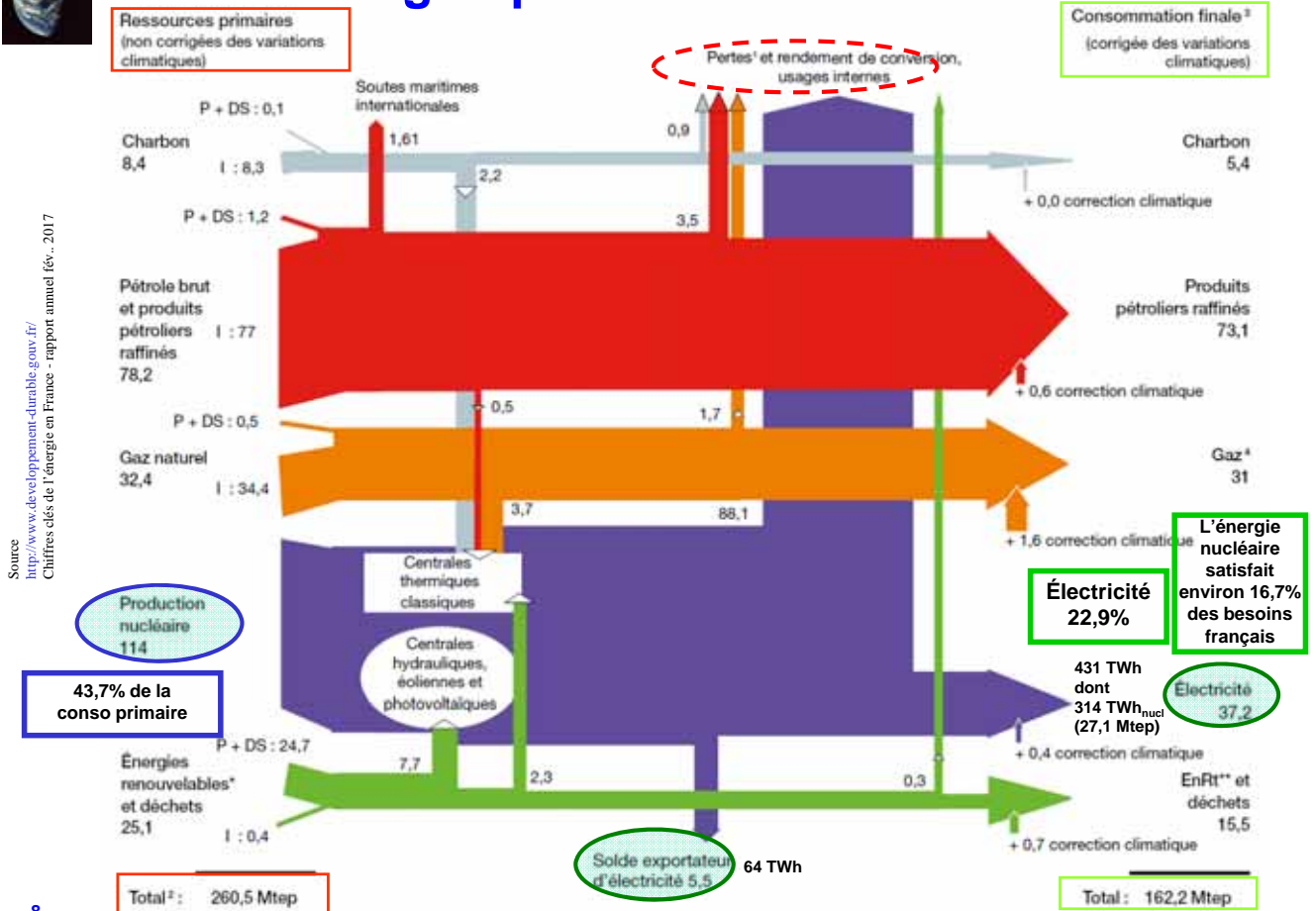
+ 1,7%/an



Source des données : Agence Internationale de l'énergie



Bilan énergétique de la France en 2015





Rendement en « production » d'énergie finale

Exemple 1 : à partir d'un combustible non renouvelable (procédé thermodynamique)

Rendement : entre 30% (nucléaire) et 60% (cycles combinés : combustion + vapeur)

Pour « produire » 1 kWh électrique (kWh_e) avec un rendement de 30%,
on « consomme » 3,3 kWh (kWh_{pci}) de combustible

Si l'énergie entrante est non renouvelable, un mauvais rendement est associé à une **dégradation irréversible (non renouv.) de matières premières énergétiques**



Exemple 2 : à partir d'une ressource renouvelable

Cas d'un générateur photovoltaïque : rendement entre 8% et 30%

Si l'énergie entrante est renouvelable, un « mauvais » rendement a des conséquences totalement différentes :

- plus d'espace occupé
- convertisseur plus gros...

Mais l'optimum de rendement doit être évalué sur cycle de vie, en incluant la disponibilité des matières premières



Demande énergétique (toutes formes) et ressources non renouvelables et renouvelables



Les besoins en énergie des Hommes

Transports (personnes et biens) :

Eclairage

Cuisson

Chauffage

Froid très dépendants du climat

Travail mécanique agricole, industriel

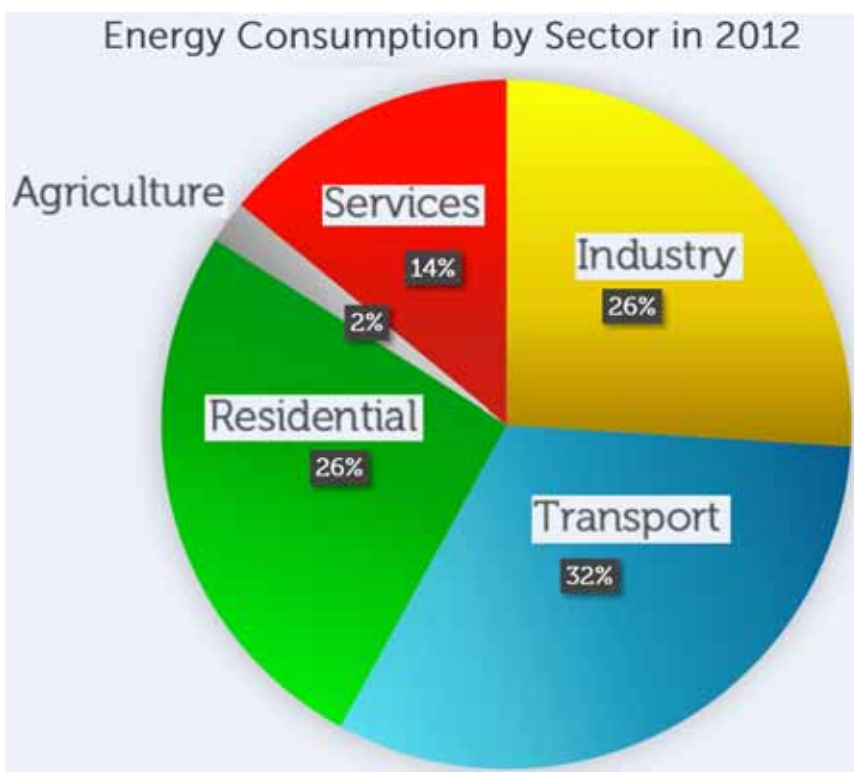
Process divers de l'industrie

Traitement de l'information

Divers



Les grands secteurs consommateurs d'énergie finale au niveau mondial



En France :

Transports : 33%

Industrie : 19%

Résidentiel

+ tertiaire : 45%

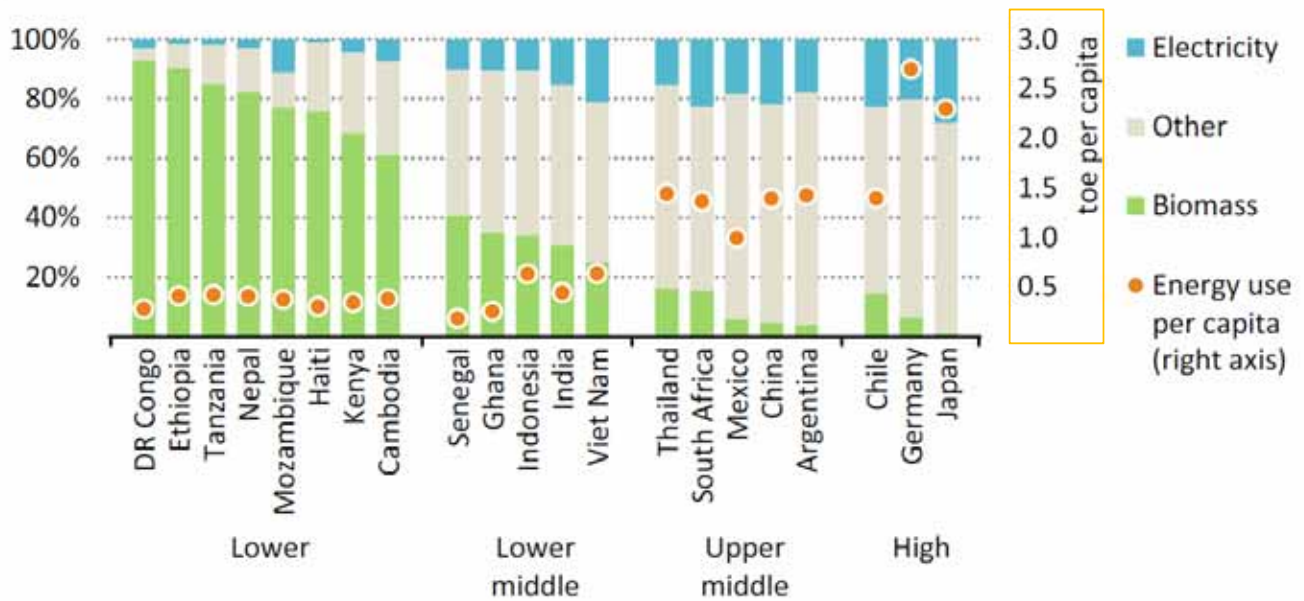
Agriculture : 3%



Consommation d'énergie finale et tep par hab. types d'énergie, selon niveau de richesse

Final energy use per capita and fuel mix in selected

low, middle and high-income countries, 2015



Source : Internat. Energy Agency, Energy Access Outlook 2017 – From poverty to prosperity, oct. 2017

13

B. Multon ENS de Rennes



Les sources historiques

Le **FEU** à partir du **BOIS** ou d'huile : il a servi à presque tout.

La **FORCE ANIMALE** (bœufs, chevaux, chiens, dromadaires...)

L'**EAU** des rivières et des marées (moulins, forges...)

Le **VENT** (pompes, moulins...)



Les **COMBUSTIBLES FOSSILES**

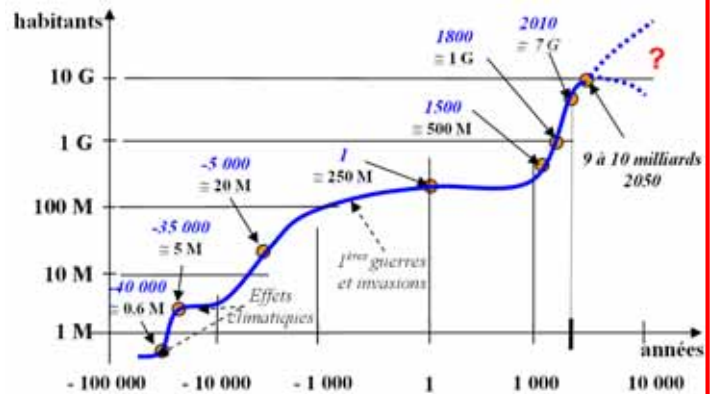
AV J.C. Chine : forages pétrole, XIII^e siècle : charbon, début 1800 : gaz de houille, 1930 : gaz naturel

**L'accès à une forme d'énergie abondante
a accéléré violemment le développement
de l'humanité (1 à 7 milliards hab. en 200 ans)**

14

B. Multon ENS de Rennes

Evolution la population humaine sur la terre :



Consommation énergétique des activités humaines :

Besoins métaboliques (nourriture) :
3,5 kWh/jour/personne

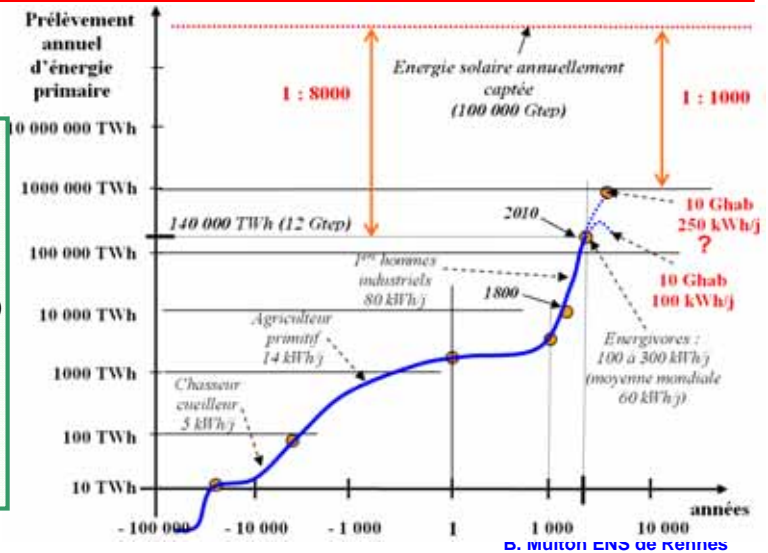
Energie primaire, par habitant :
(énergie commerciale, hors biens importés)

Moyenne mondiale : 60 kWh_p/j

Africain subsaharien : 10 kWh_p/j

US américain : 250 kWh_p/j

Français : 130 kWh_p/j



15

Source image : auteur



Ressources en matières premières énergétiques non renouvelables

Attention :

Ressources = quantités totales estimées en stock dans la nature

Réserves < ressources = quantités prouvées ou identifiées
accessibles techniquement et économiquement

COMBUSTIBLES FOSSILES (charbon, pétrole, gaz naturel) :
entre **2000 et 5000 Gtep** (400 à 600 pétrole – 250 gaz – 3500 charbons)
(Réserves prouvées 1000 Gtep (240 pétrole, 170 gaz, 650 charbons))

URANIUM FISSIONNABLE : environ **150 Gtep** (avec réacteurs actuels)
(Réserves estimées < 60 Gtep)

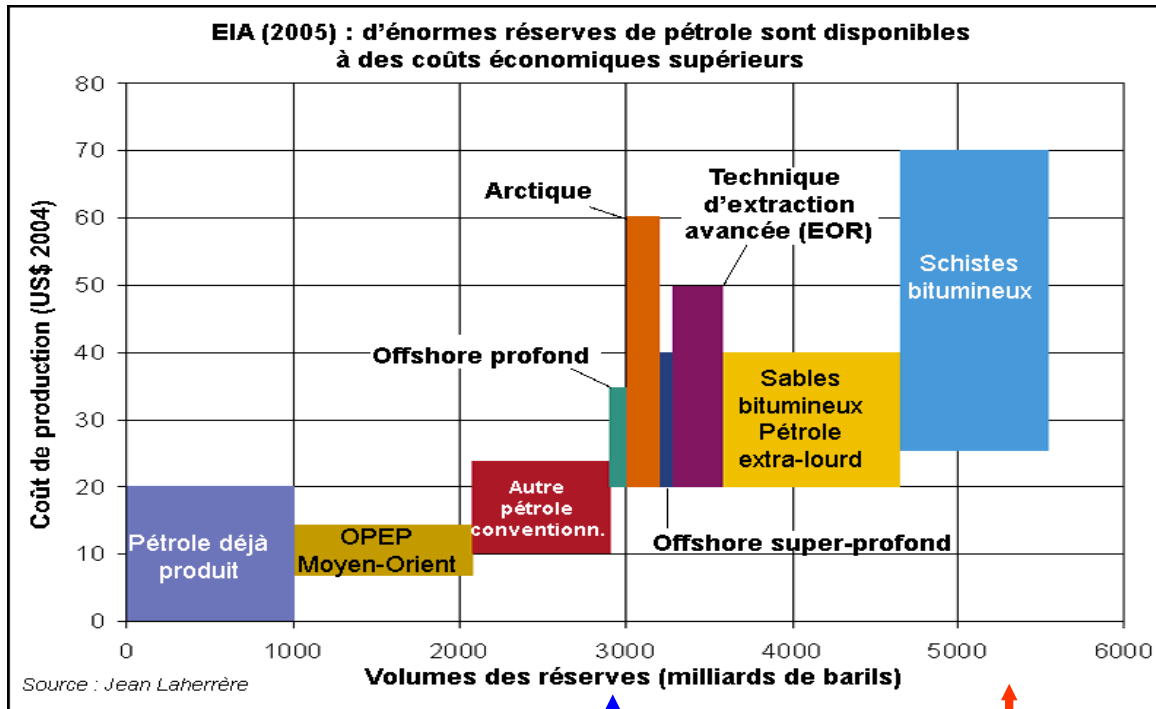
RAYONNEMENT SOLAIRE AU SOL :
100 000 Gtep... par an !

16

B. Multon ENS de Rennes



Réserves de pétrole : un problème de coût

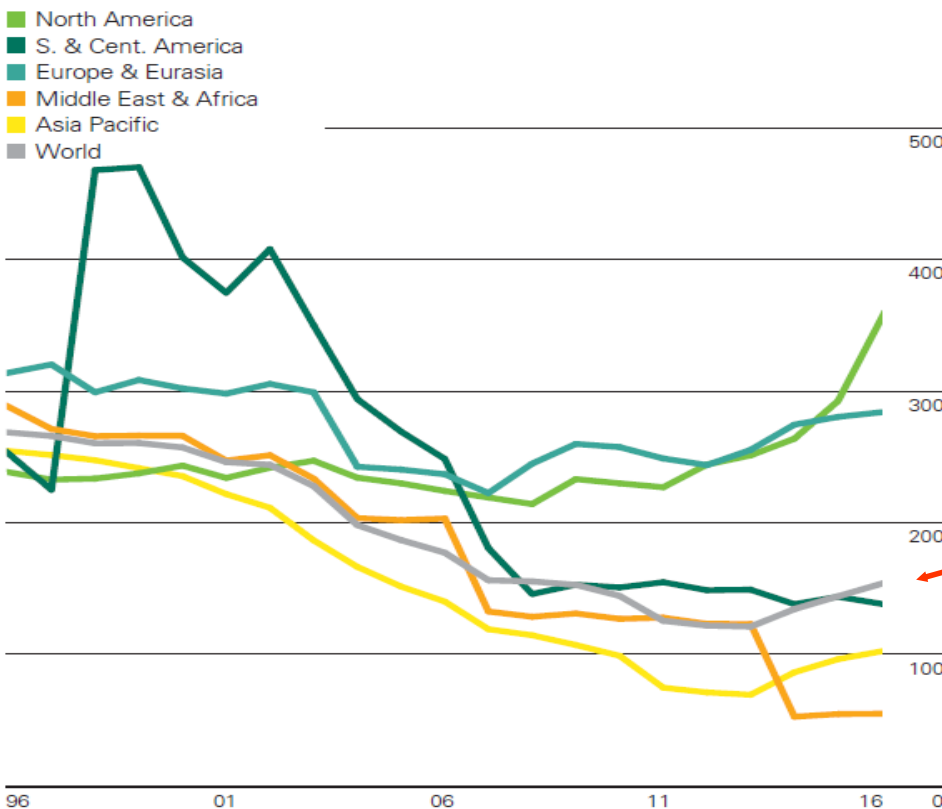


Pétroles bon marchés :
réserves < 400 Gtep

Pétroles chers ↑
réserves < 770 Gtep



Charbon : évolution du rapport R/P

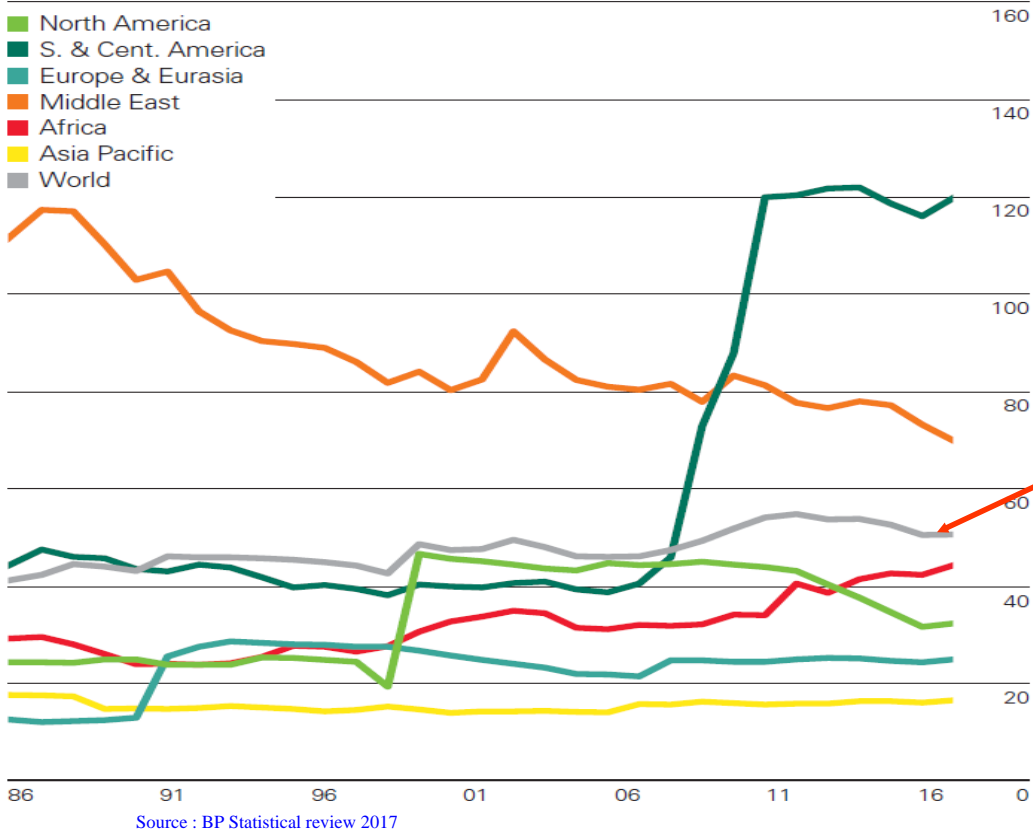


153 ans

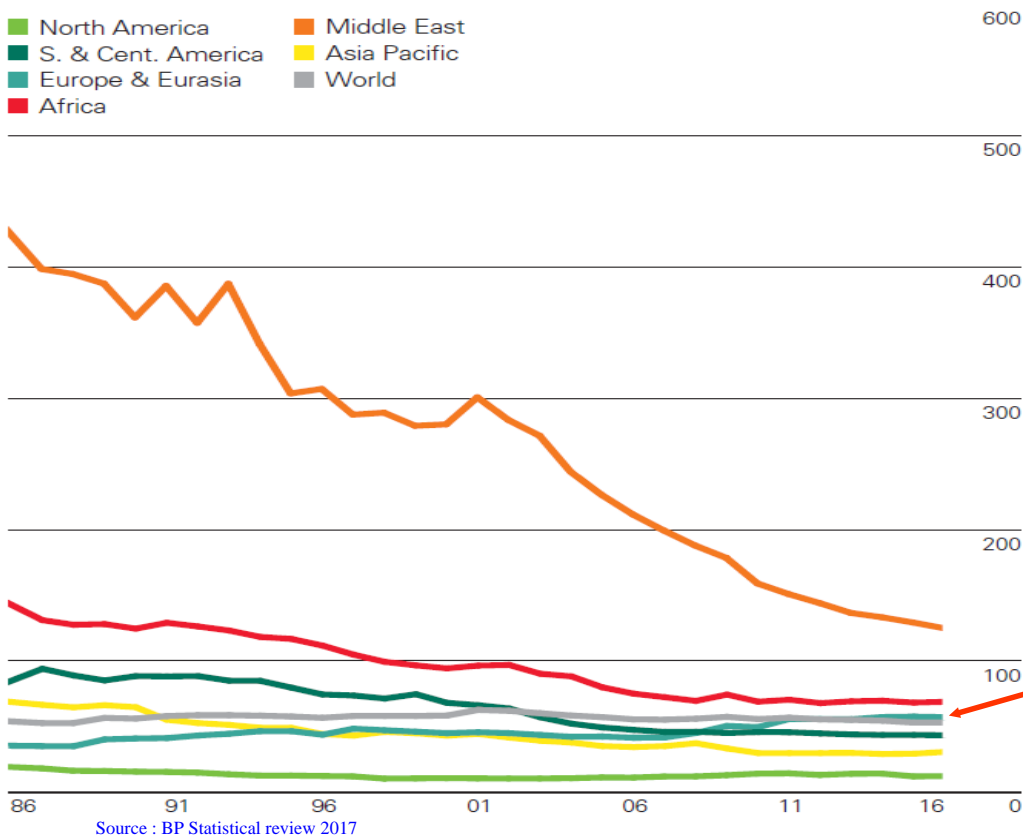
La consommation de charbon diminue...



Pétrole : évolution du rapport R/P (années)

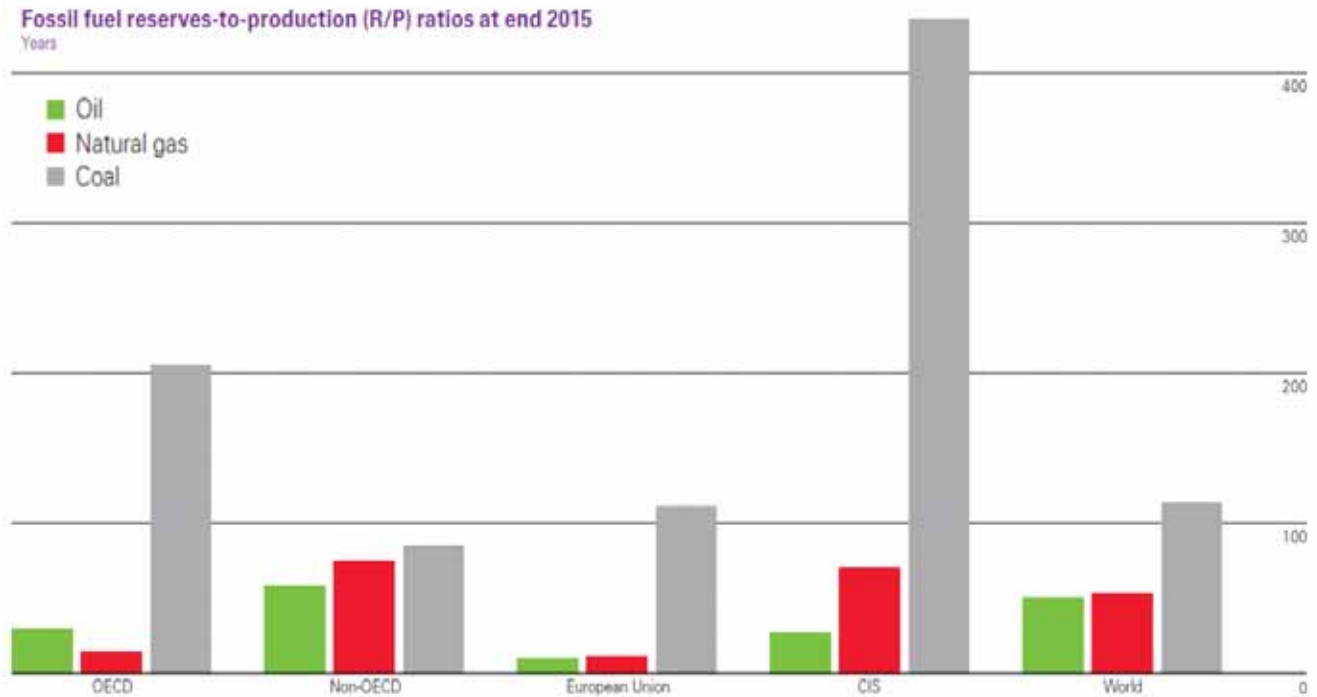


Gaz : évolution du rapport R/P





Combustibles fossiles : bilan du rapport R/P



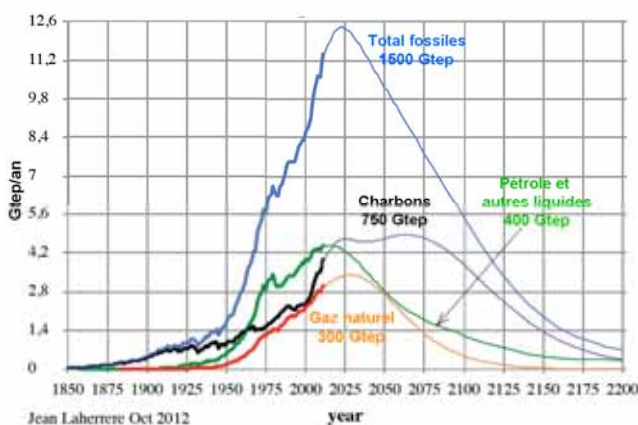
Source : BP Statistical review 2016

CIS = CEI communauté des états indépendants (ex. URSS)



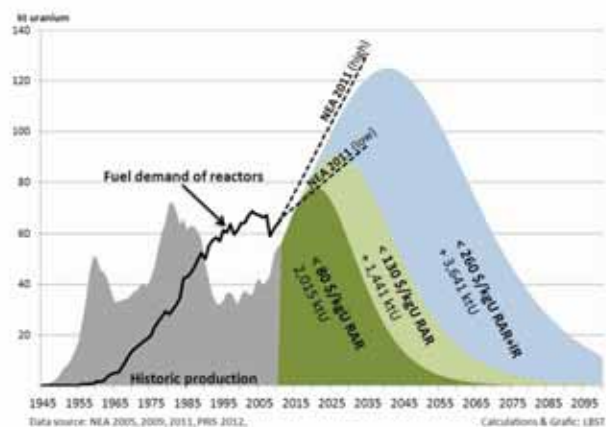
« Pic de Hubbert »

« Peak fossil »



Source : Jean Laherrere (ASPO)
Master OSE oct. 2012

« Peak uranium »



Source : Energy Watch Group, dec. 2013

L'uranium aussi s'épuise :

Réserves raisonnablement assurées + spéculatives : 3 Mtonnes à moins de 80\$/kg

4 " " 130 "

5 " " 260 "

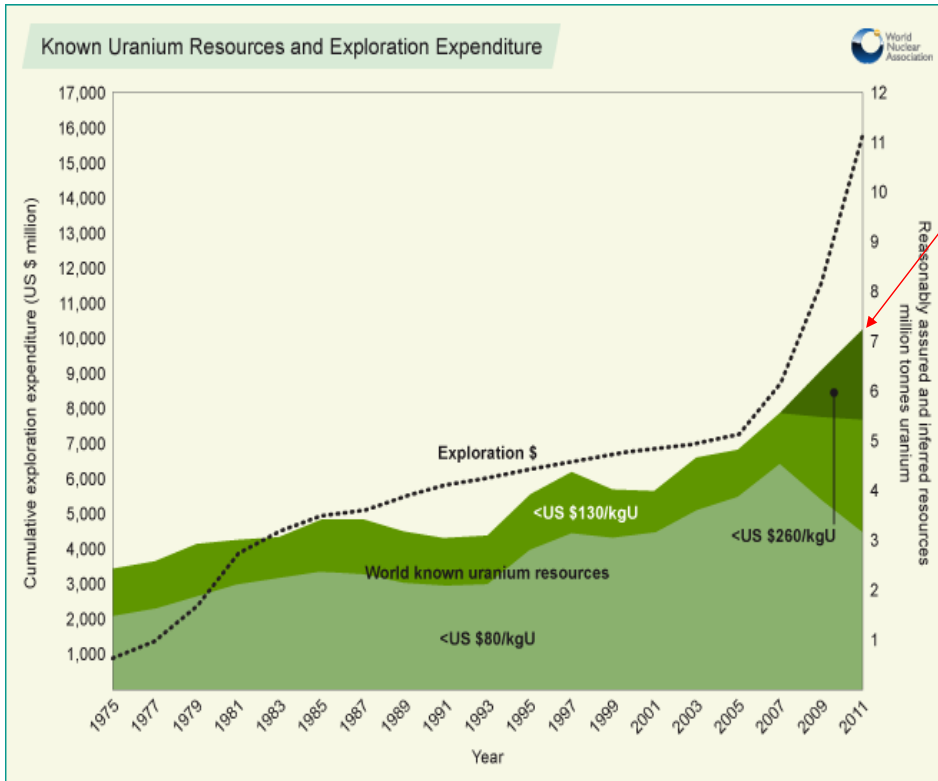
5 Mtonnes = moins de 80 ans au rythme actuel

(4 ans pour satisfaire l'ensemble des besoins actuels)

Réserves spéculatives ultimes estimées : 12 Mtonnes



Evolution des réserves d'uranium



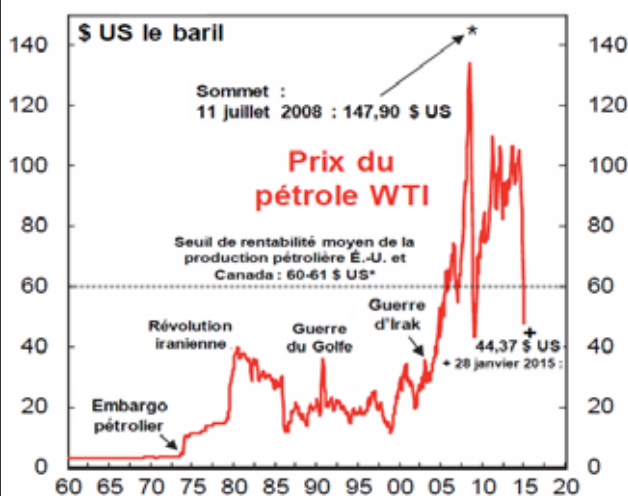
7 M tonnes
(raisonnablement assurées et
supplémentaires estimées)
à < 260 \$/kg

**un doublement des
dépenses d'exploration
et du prix d'extraction
a permis d'augmenter
de 25% les réserves...**



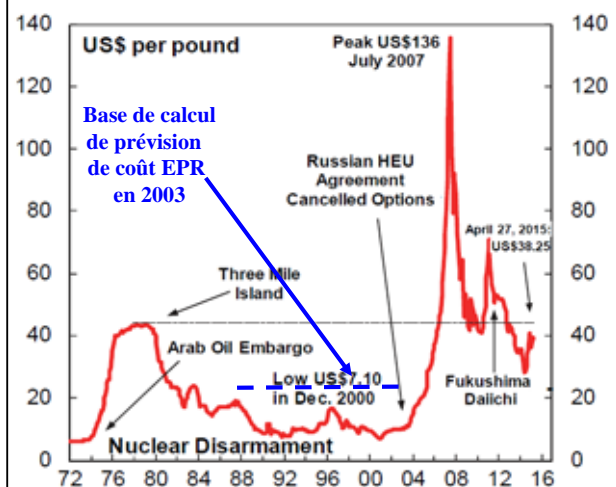
Les cours des matières premières énergétiques fluctuent et affectent économie et stabilité politique...

Le baril de pétrole brut : la référence



Et (en Europe), le prix du gaz naturel fluctue comme celui du pétrole...

Le cours de l'uranium : également instable

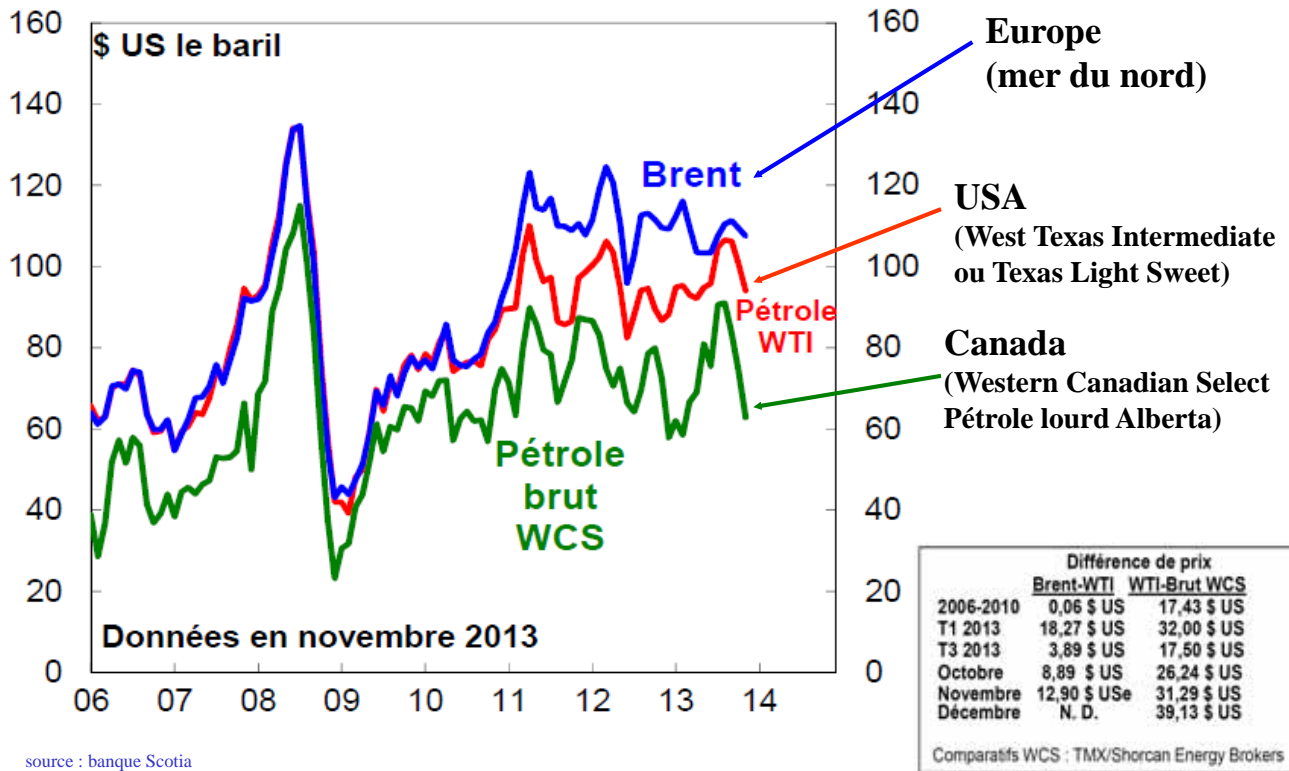


10 \$/lb = 26 \$/kg

Mi 2017 : 20 \$/lb



Cas du pétrole : différentes cotations, en fonction des zones géographiques et de la qualité



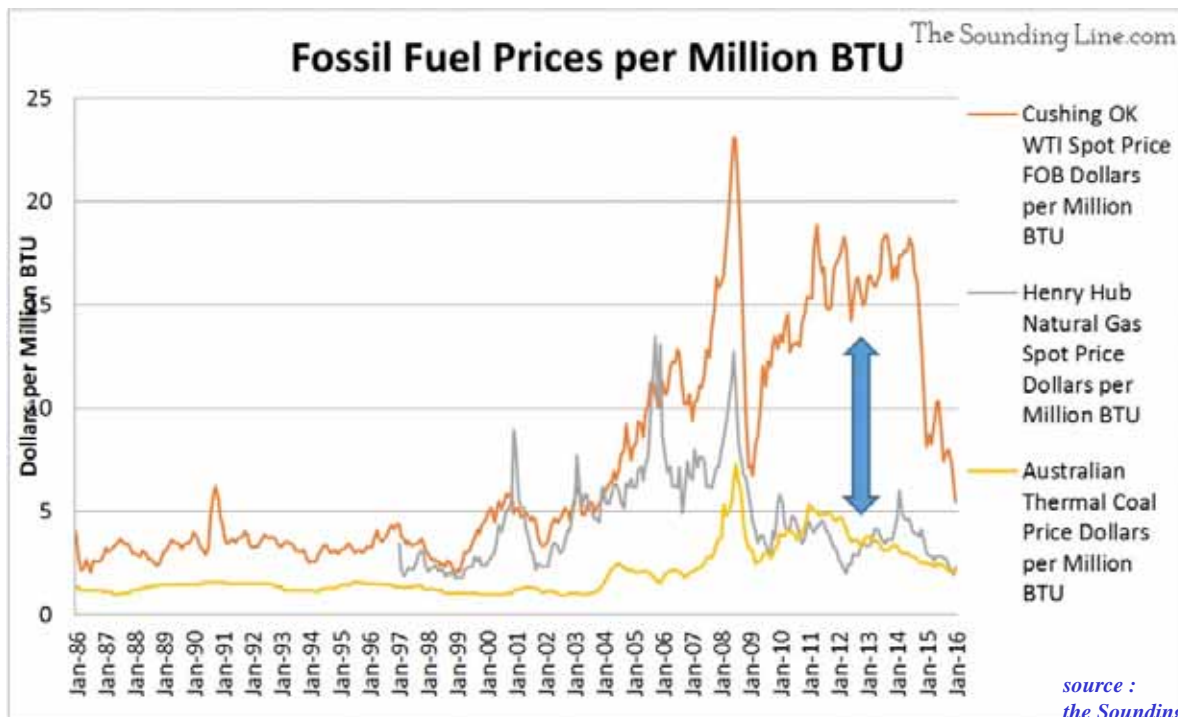
source : banque Scotia

25

B. Multon ENS de Rennes



Evolution comparée des prix du charbon, du gaz et du pétrole



source : the Sounding line

1 MBTU = 0,025 tep ou 0,17 barils
10 \$/MBTU = 59 \$/baril

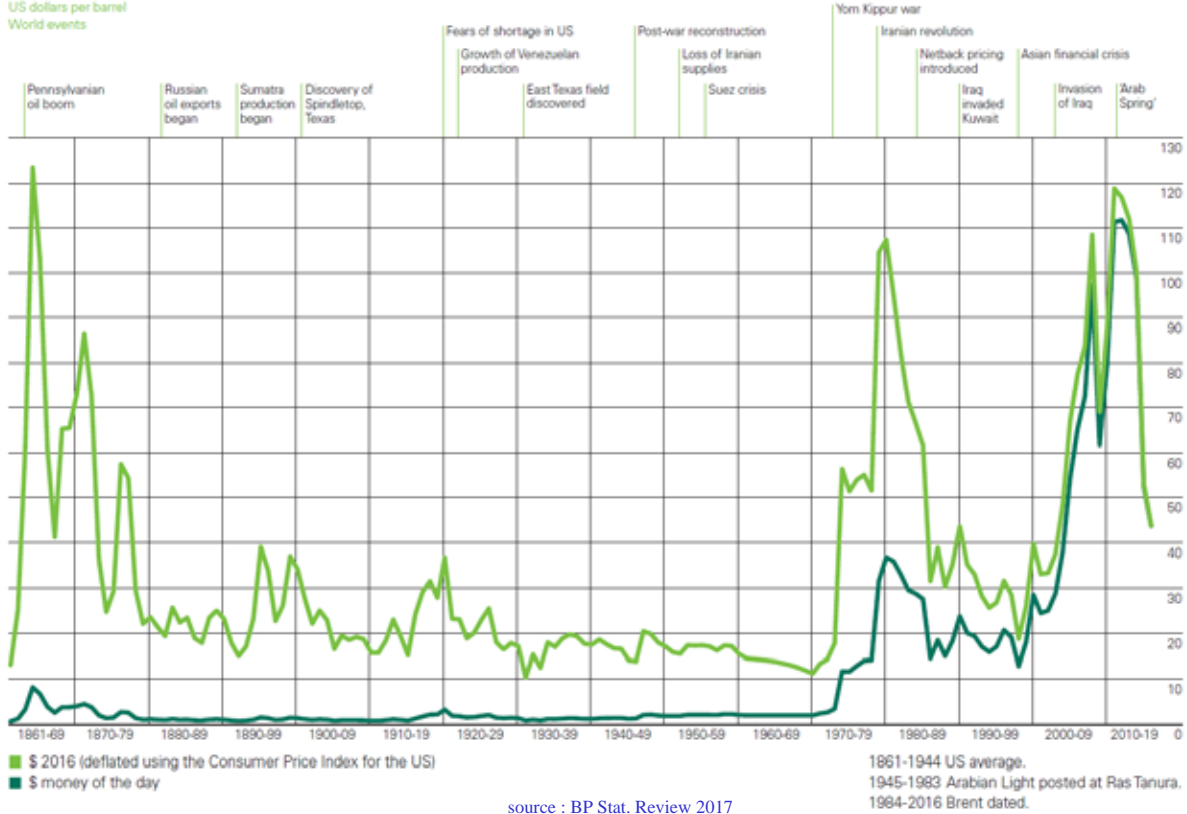
26

B. Multon ENS de Rennes



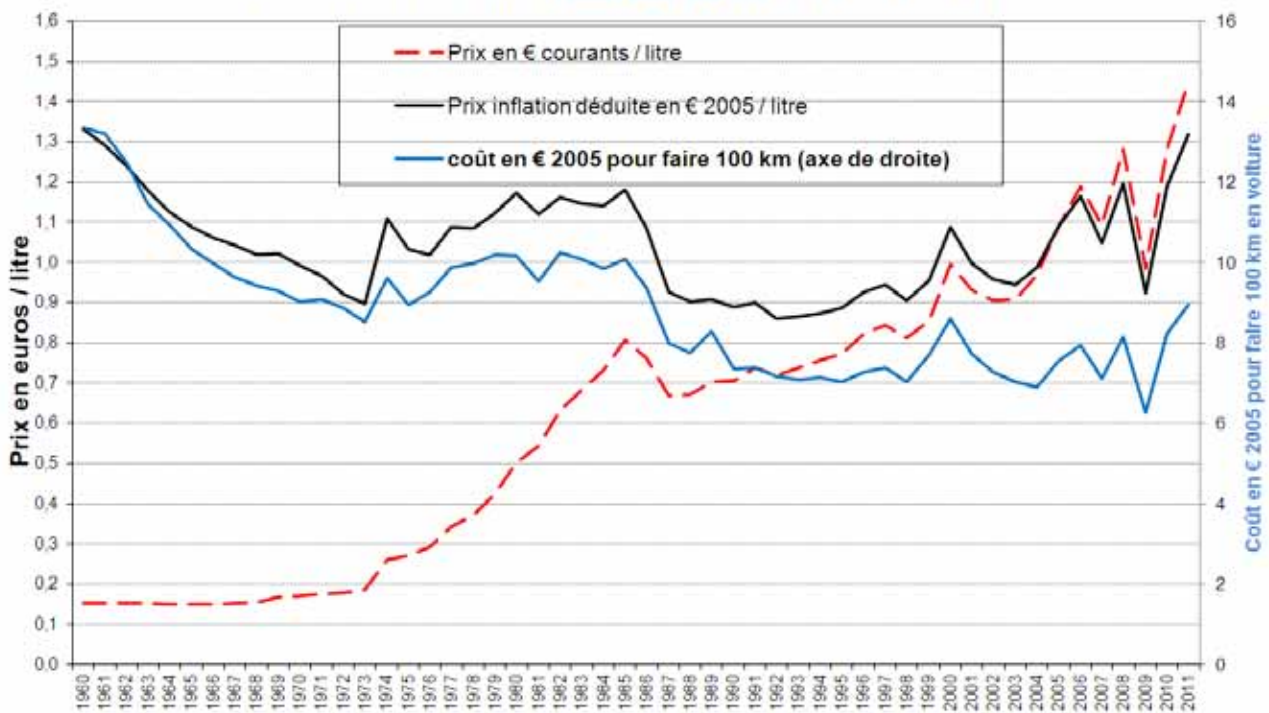
Remarque : en monnaie constante (corrigée de l'inflation), le pétrole est bien moins cher que dans le passé

Crude oil prices 1861-2016
US dollars per barrel
World events



Évolution des prix des carburants automobiles taxés à la pompe en France

Prix TTC des carburants et coût aux 100 km entre 1960 et 2011





Matières premières (énergétiques ou non) : différence entre réserves et ressources

Ressources :

- **identifiées** ou démontrées (en lieu, teneur, qualité et quantité)
liées aux connaissances géologiques et à la prospection par échantillonnage ;
- **présumées** définies par extrapolation des connaissances sur les ressources identifiées.

Réserves de base : réserves techniquement récupérables sur la base des ressources connues

Réserves : relatives aux critères économiques et physico-chimiques (voire écologiques ??)
d'exploitation, tiennent compte des pertes à l'extraction

Réserves < Ressources

Exemples ressources/réserves/production annuelle
matières premières **non énergétiques et recyclables** :

données USGS
en tonnes
(USGS = US Geological Survey)

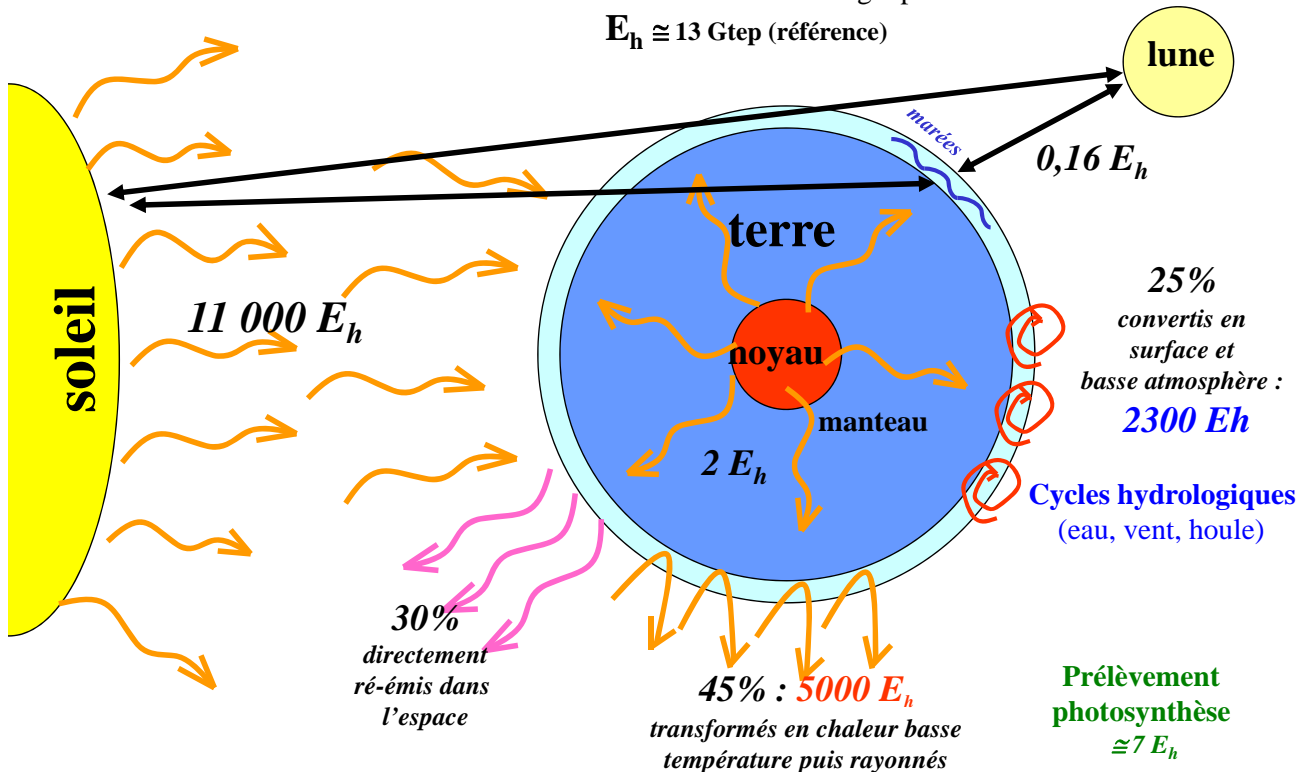
	Ressources présumées	Réserves Base	Réserves	Rapport Réserves/ Production (années)	Production Mondiale (≅ 2006)	
					primaire	Secondaire (recycl.)
Acier	230 G	160 G	73 G	40	1,8 G	
Alu	13 à 18 G	8 G	5,7 G	170	34 M	7,6 M (2004)
Cu	3 à 3,7 G	940 M	470 M	31	15 M	
Pb	1,5 G	140 M	67 M	16	4 M	4 M
Li (Metal)	14 M	11 M	4,1 M	215	18,8 k	



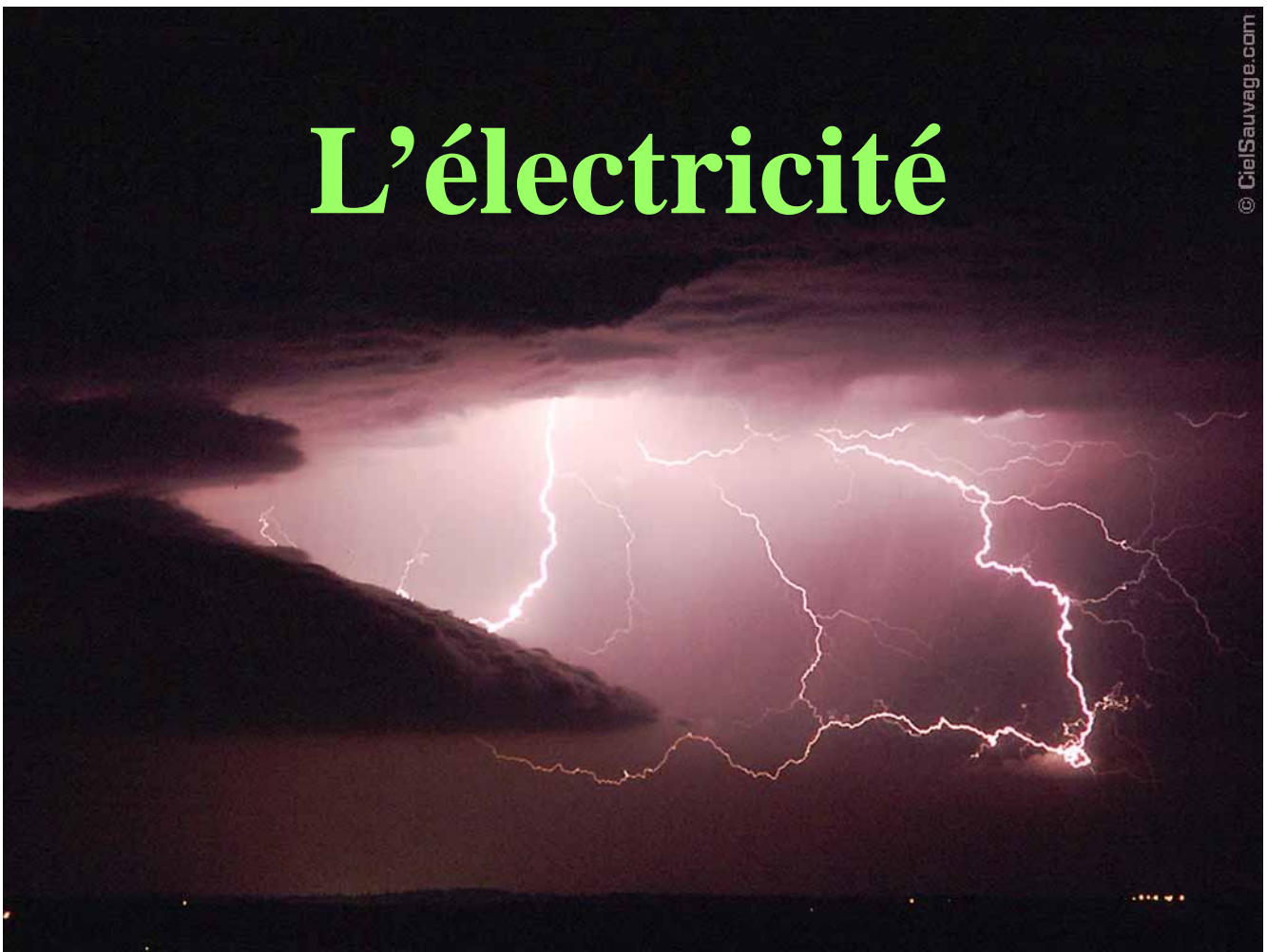
Ressources énergétiques renouvelables

Valeurs ramenées à la consommation annuelle d'énergie primaire de l'humanité

$E_h \cong 13 \text{ Gtep}$ (référence)



L'électricité



Production électrique par habitant par an et par zone géographique

Production d'électricité par habitant en 2012 dans les régions du monde (kWh/hab.)



Source : La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde Observ'ER 2013



Evolution de la production électrique (moyenne 10 ans) par zone géographique

Croissance de la production d'électricité par habitant dans les régions du monde (taux de croissance annuel moyen, TCAM 2002-2012)



Source : La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde Observ'ER 2013



L'électricité vecteur fondamental de développement

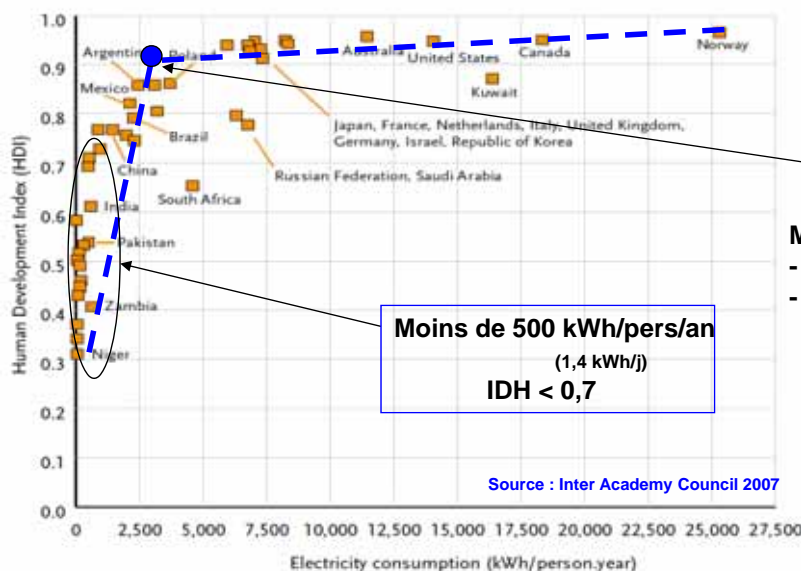
Croissance rapide du taux de pénétration de l'électricité

(relativement à l'énergie finale)

< 3% en 1940 - 9,4% en 1973 - 18,1% en 2014 - 24% en 2040 ?

Une forme d'énergie au potentiel majeur pour un développement humain durable :

- conversion de toutes les ressources, surtout renouvelables
- accès à de nombreux services indispensables, améliore l'IDH :



(IDH : indice quantitatif espérance vie, éducation, PIB/hab)

« seuil » \cong 3000 kWh_e/pers/an pour un IDH > 0,8

Mais :

- où est la réelle causalité ?
- une consommation d'électricité élevée n'améliore pas nécessairement l'IDH...

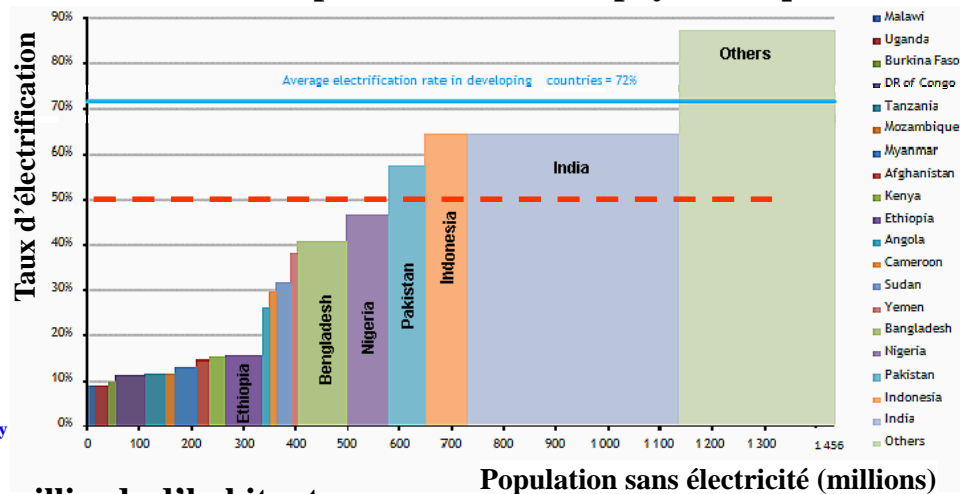
Il est possible qu'environ 4000 kWh_e/pers/an (11 kWh_e/j) suffisent ??
(français : 9000 kWh_e/an)
=> 40 000 TWh_e pour 10 milliards d'habitants ?



Encore 1,4 milliards d'humains sans accès à l'électricité

Taux d'électrification encore très faible (moins de 50%)

pour de nombreux pays (Afrique et Asie surtout)



Source :
International Energy Agency
2009

En 2009, 1,45 milliards d'habitants

n'avaient pas du tout accès à l'électricité (> 80% ruraux)

La situation s'améliore mais les habitants des zones rurales restent très pénalisés

Raccordés :
- urbains : 74% en 2005 contre 58% en 2000
- ruraux : 14% --- --- 8,6% ---

35

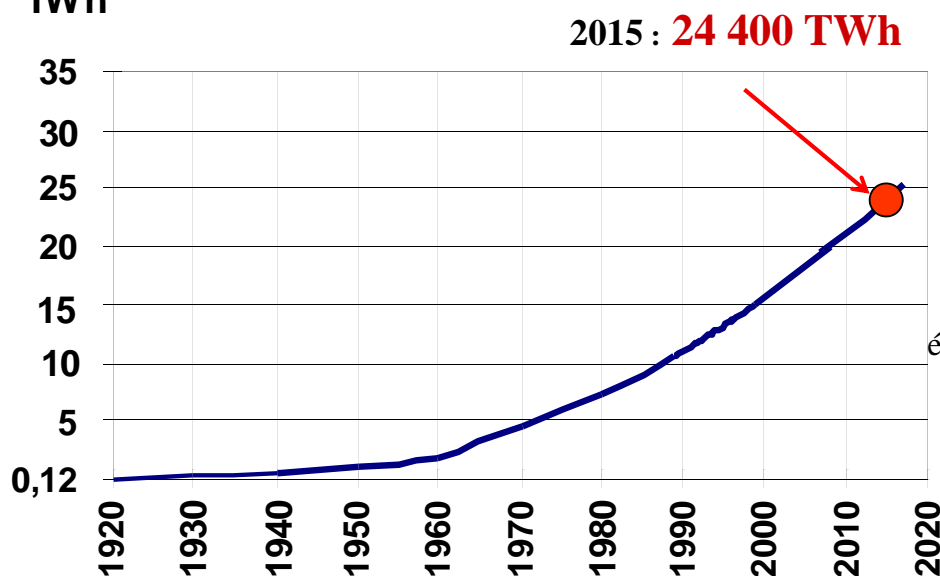
B. Multon ENS de Rennes



L'énergie électrique : croissance de la production

(Entre 1973 et 2008 : doublement de la part de l'électricité dans le bouquet final)

10³ TWh



2015 : 24 400 TWh

≈ +3% / an

Moyenne 10 ans
(2005-2015)

en léger ralentissement

(pour +1,7% /an
conso mondiale totale
énergie finale 2005-2015)

France (2015)
Production : 546 TWh
(dont 62 TWh exportés)
**Consommation brute
intérieure : 476 TWh**
dont environ 38 TWh
de « pertes »

Capacité de production mondiale : **6400 GW** dont **1850 renouvelables**

(France 2015 : 129 GW, dont 63.1 nucléaires, 24,4 fossiles, 25,4 hydro, 9,1 éolien, 5,3 PV...)

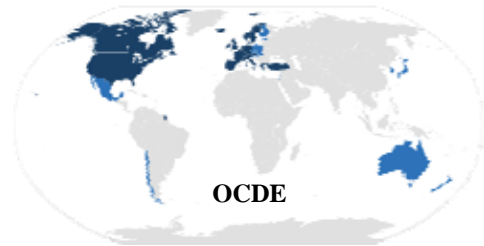
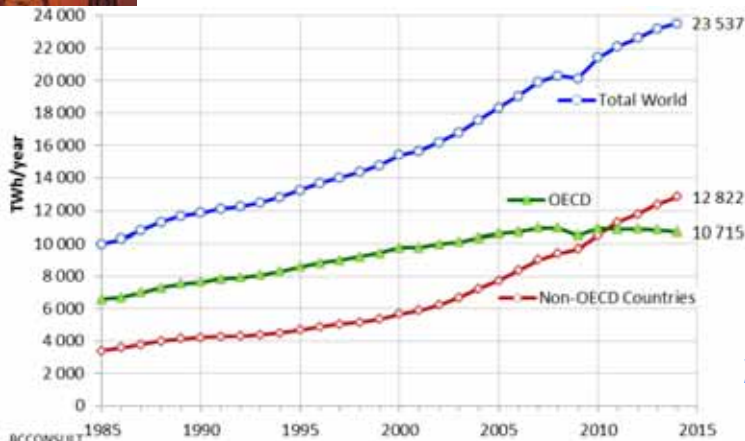
8800 GW prévus d'ici 2030 (source : AIE 2015)

36

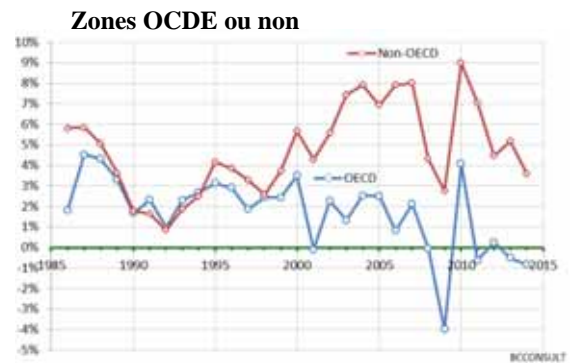
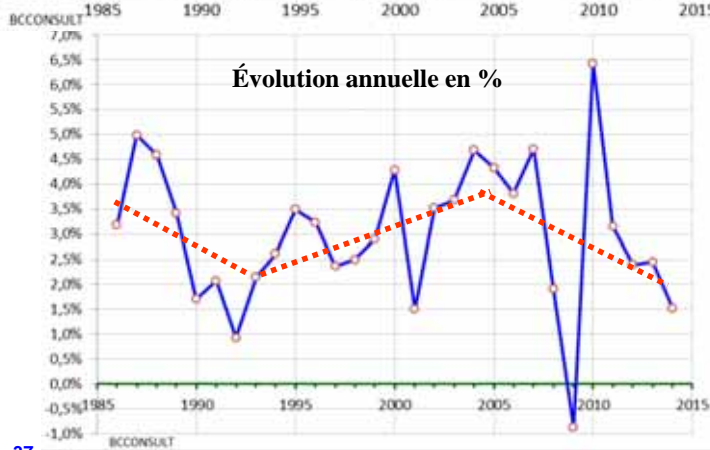
B. Multon ENS de Rennes



L'énergie électrique : 1985 - 2014



Source : Bernard CHABOT, Global electricity overview for 2014
<http://www.renewablesinternational.net/global-electricity-overview-for-2014/150/537/88299/>



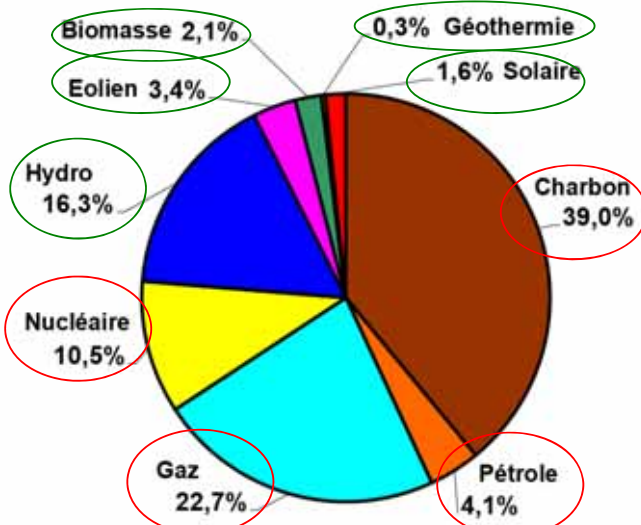
37

B. Multon ENS de Rennes



Origine de la production mondiale d'électricité (2015)

24 400 TWh (+3% moy. 10 ans)

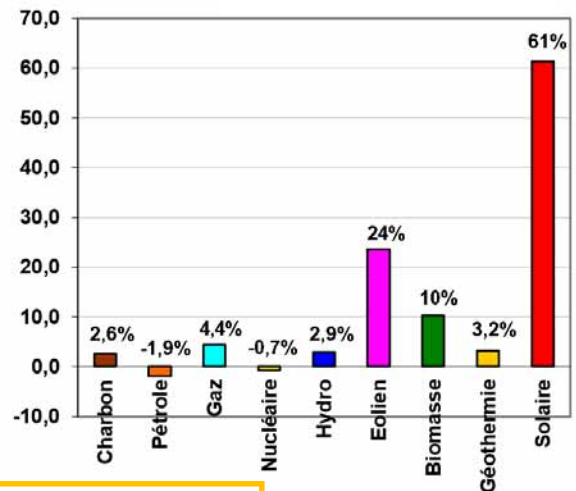


23,7 % d'origine renouvelable :
 + 5,7% par an sur 10 ans

76,3% d'origine non renouvelable
 + 2,3% par an sur 10 ans

65,8% fossile (+ 2,8% par an sur 10 ans)
 10,6% fossile (- 0,7% par an -----)

Evolution moyenne en % par an sur 10 ans (2005-2015)



Source : données AIE

En 2016 : 24 800 TWh 75,5% NR et 24,5% Ren.

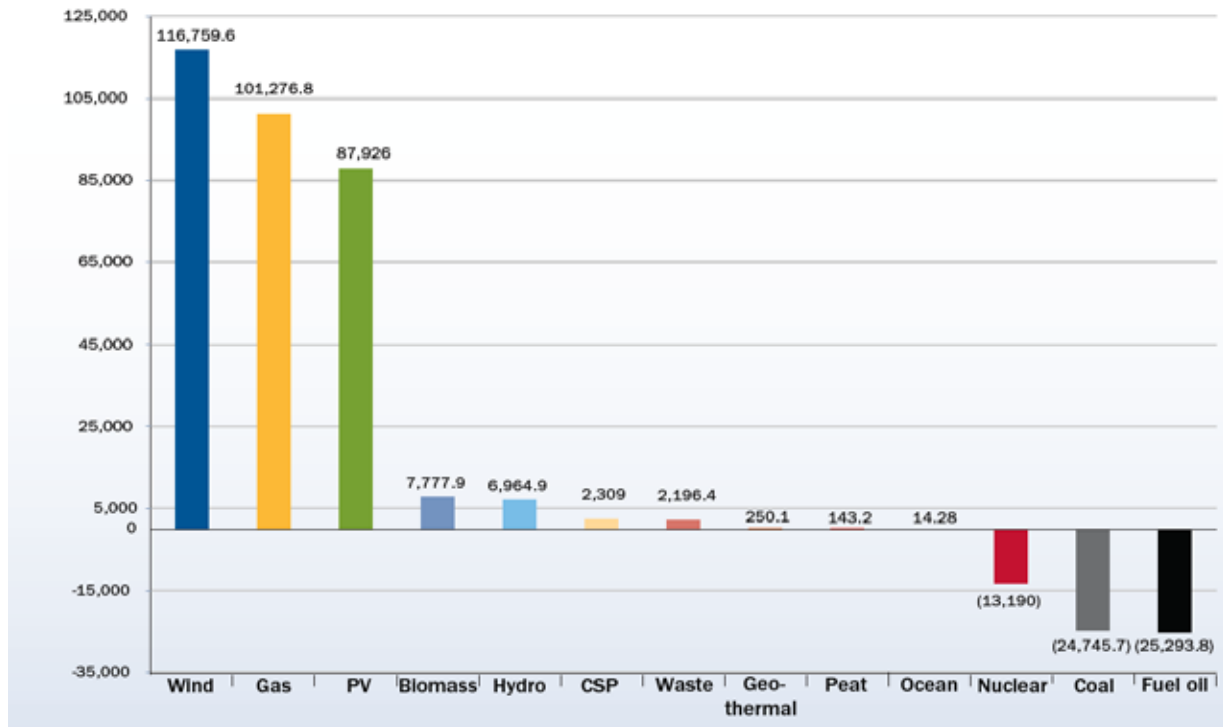
Sources : Renewables 2017 Global Status Report et BP Stat. Review 2017

38

B. Multon ENS de Rennes



Accroissement des capacités de production électrique en Europe de 1995 à 2015



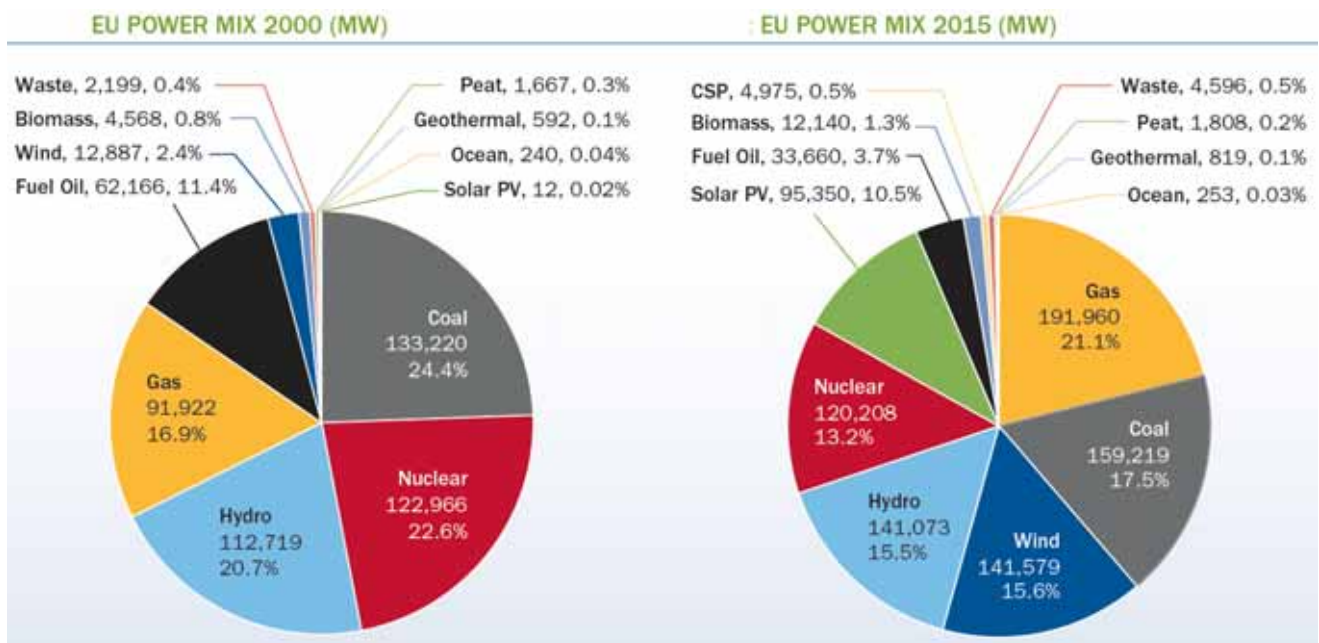
39

Source : EWEA report feb. 2016

B. Multon ENS de Rennes



Évolution du mix de capacités (GW) de production électrique en Europe de 2000 (545 GW) à 2014 (908 GW)



Source : EWEA report feb. 2016

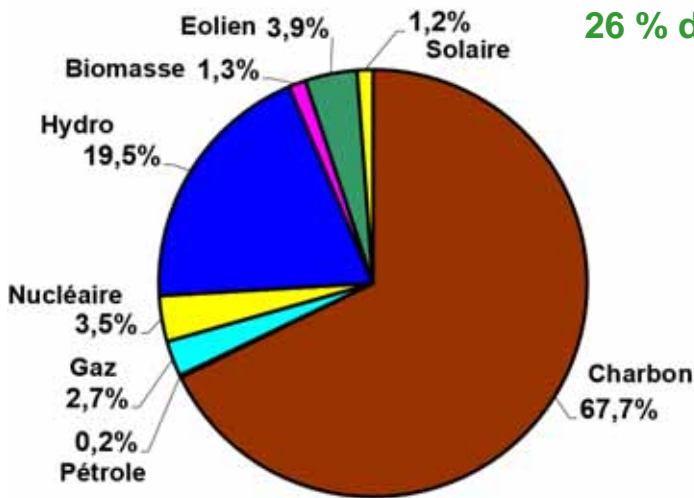
40

B. Multon ENS de Rennes



Production électrique Chine en 2016

Production totale : **6100 TWh** (7,4%/an moyenne **8 ans**)



26 % d'origine renouvelable :
+ 12,6% par an sur 8 ans

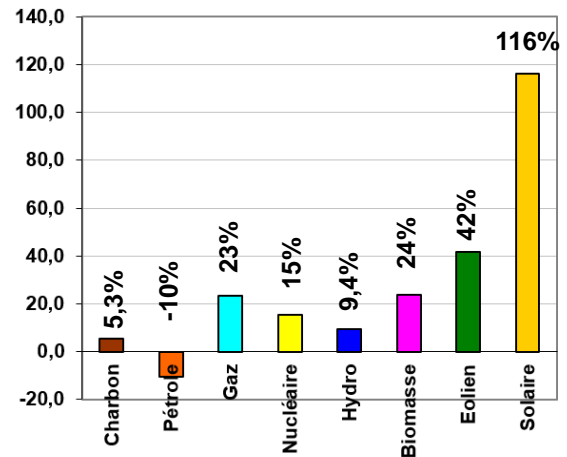
74% d'origine non renouvelable
+ 5,9% par an sur 8 ans

70,6% fossile (+ 5,6% par an sur 8 ans)
3,5% fissile (+ 15,3% par an -----)

Source données : diverses (auteur)

41

Taux de croissance 2008-2016 : %/an

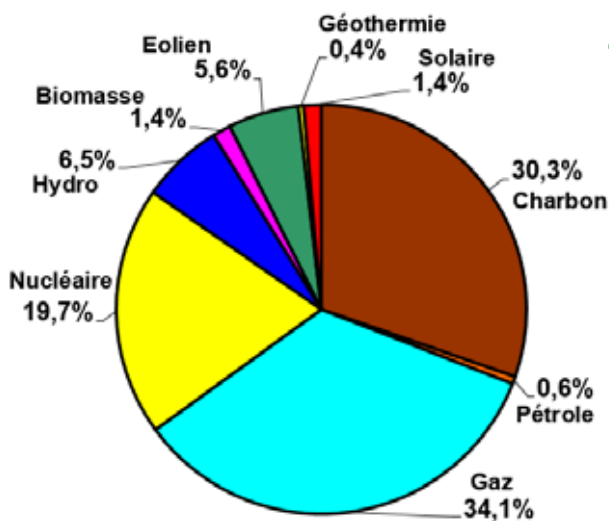


B. Multon ENS de Rennes



Production électrique USA en 2016

Production totale : **4090 TWh** (~ 0%/an moyenne **10 ans**)



15,3 % d'origine renouvelable :
+ 5,5% par an sur 10 ans

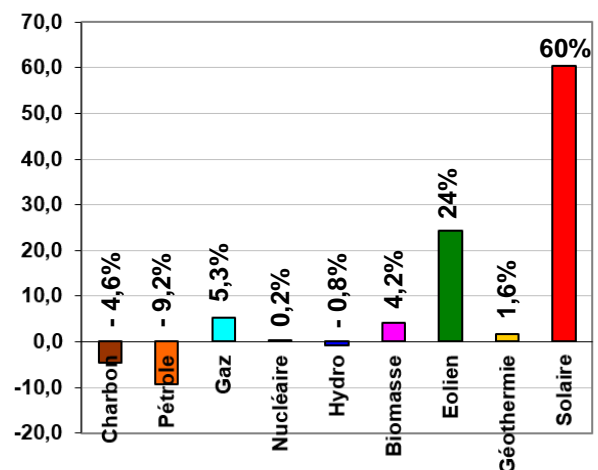
84,7% d'origine non renouvelable
- 0,6% par an sur 10 ans

65% fossile (- 0,8% par an sur 10 ans)
19,7% fissile (+ 0,2% par an -----)

Source données : EIA (DoE)

42

Taux de croissance 2006-2016 : %/an

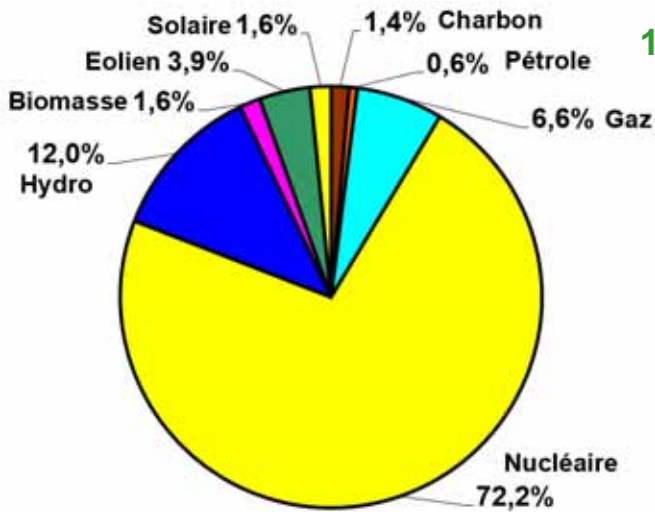


B. Multon ENS de Rennes



Production électrique France en 2016

Production totale : **531 TWh** (- 0,3%/an moyenne **10 ans**)



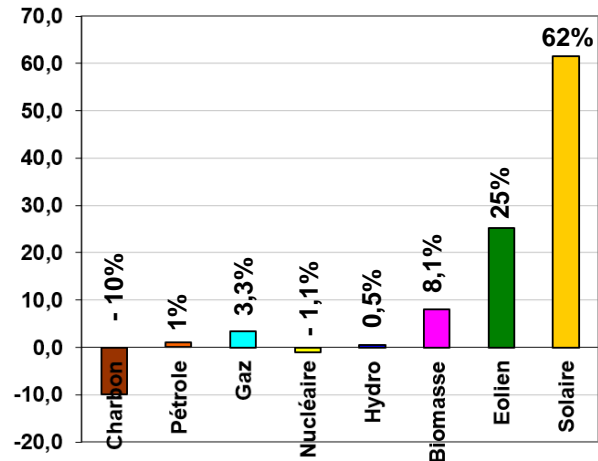
19,1 % d'origine renouvelable :
+ 4,2% par an sur 10 ans

80,9% d'origine non renouvelable
- 1,1% par an sur 10 ans

8,6% fossile (- 0,8% par an sur 10 ans)
72,3% fissile (- 1,1% par an -----)

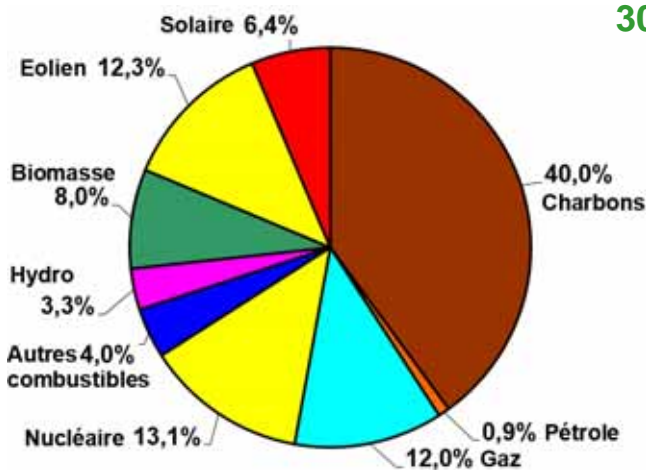
Source données : RTE

Taux de croissance 2006-2016 : %/an



Production électrique Allemagne en 2016

Production totale : **642 TWh** (0%/an moyenne **10 ans**)



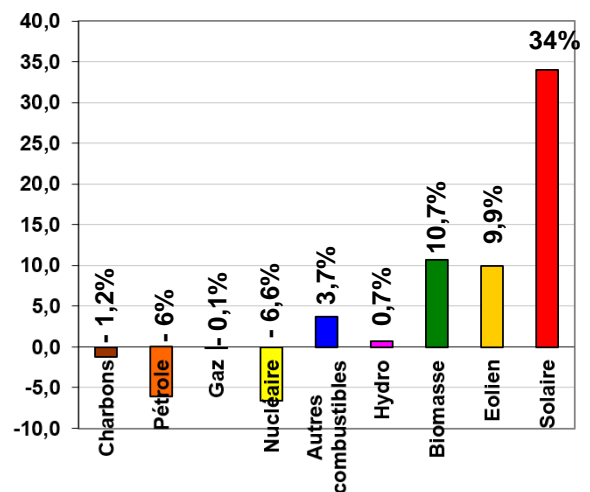
30 % d'origine renouvelable :
+ 10,4% par an sur 10 ans

70% d'origine non renouvelable
- 2,2% par an sur 10 ans

52,8% fossile (- 1,1% par an sur 10 ans)
13,1% fissile (- 6,6% par an -----)

Source données : Agora Energiewende et HypoVereinsbank

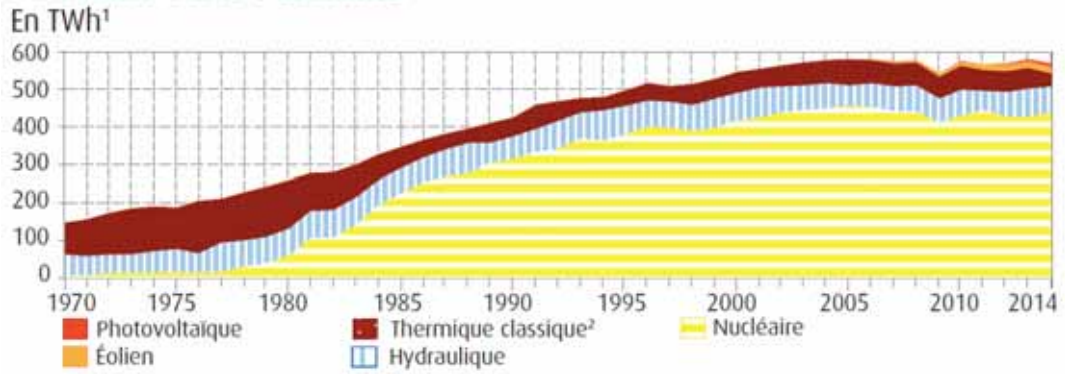
Taux de croissance 2006-2016 : %/an



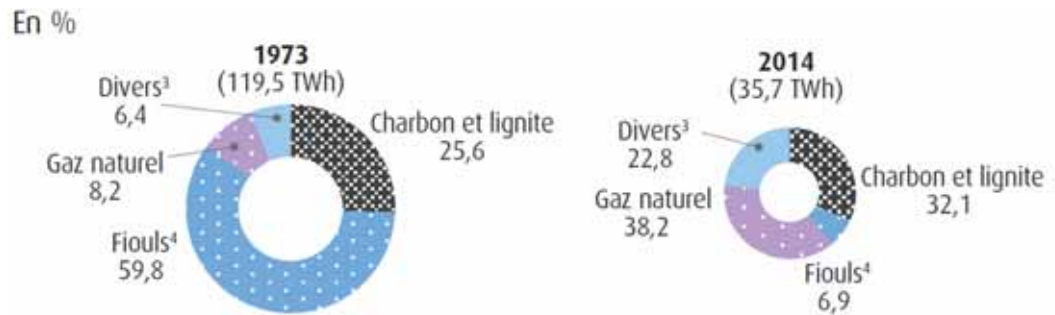


Evolution de la production électrique en France depuis 1970

Production brute d'électricité



Production thermique classique :



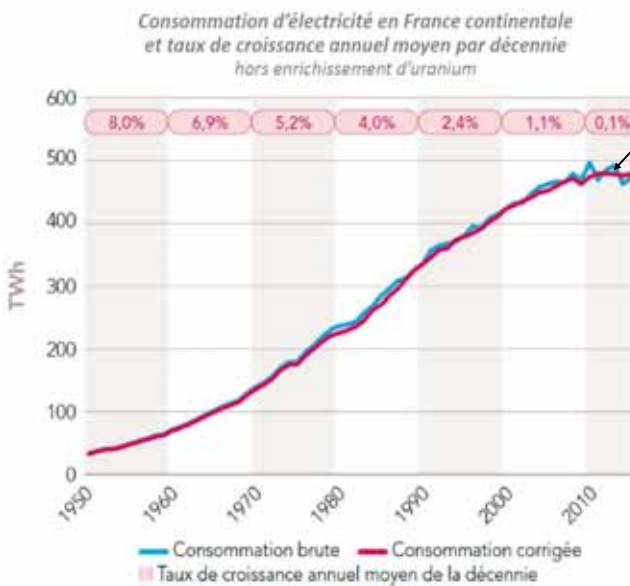
source : DGEC

3: Divers : gaz de haut fourneau, de raffinerie, déchets urbains, résidus industriels, bois, etc.

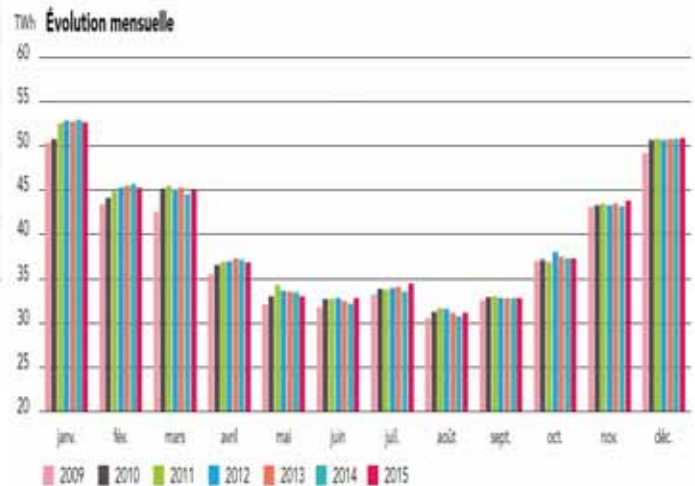


Evolution de la consommation électrique en France

475 TWh (stabilisation)



Évolution des consommations mensuelles 2009 à 2015

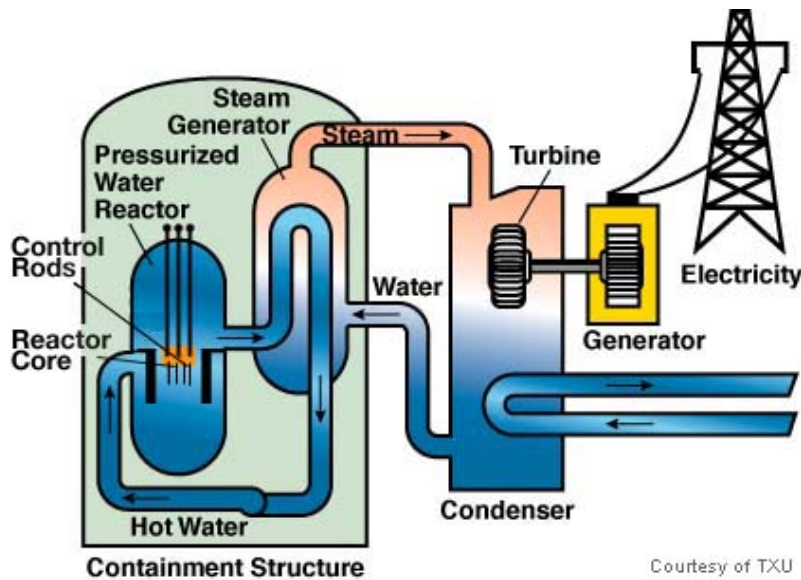


Source : RTE



Production électronucléaire

Une centrale thermique à vapeur avec un double circuit de fluide



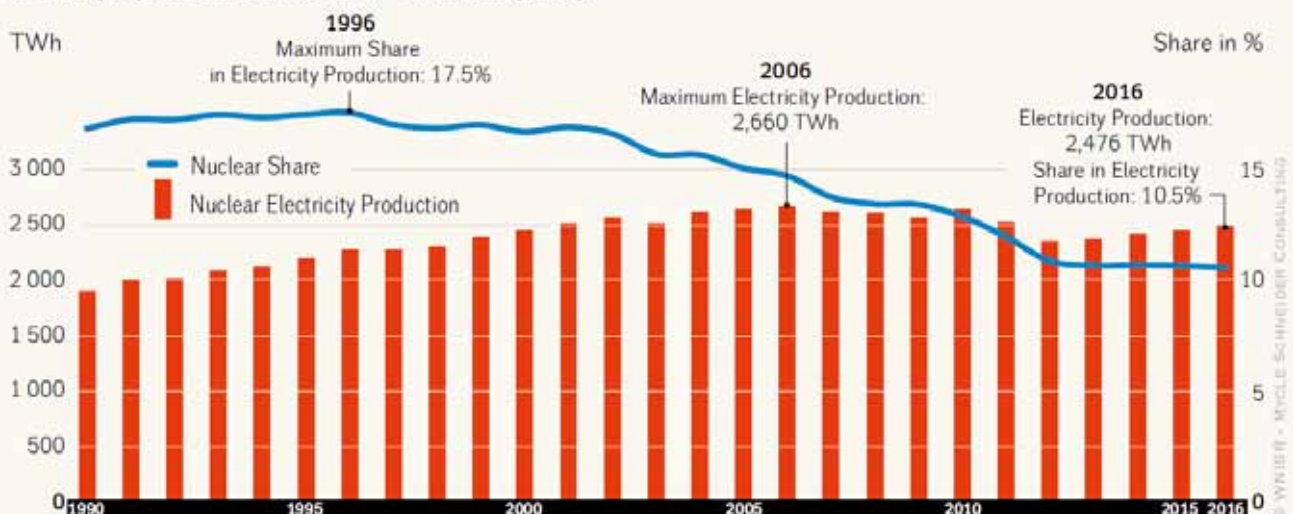
Gamme de puissances : qq 100 MW à 1600 MW
 Rendement : environ 33%



Evolution de la production électronucléaire mondiale

Nuclear Electricity Production in the World 1990-2016

in TWh (net) and Share in Electricity Generation (gross)



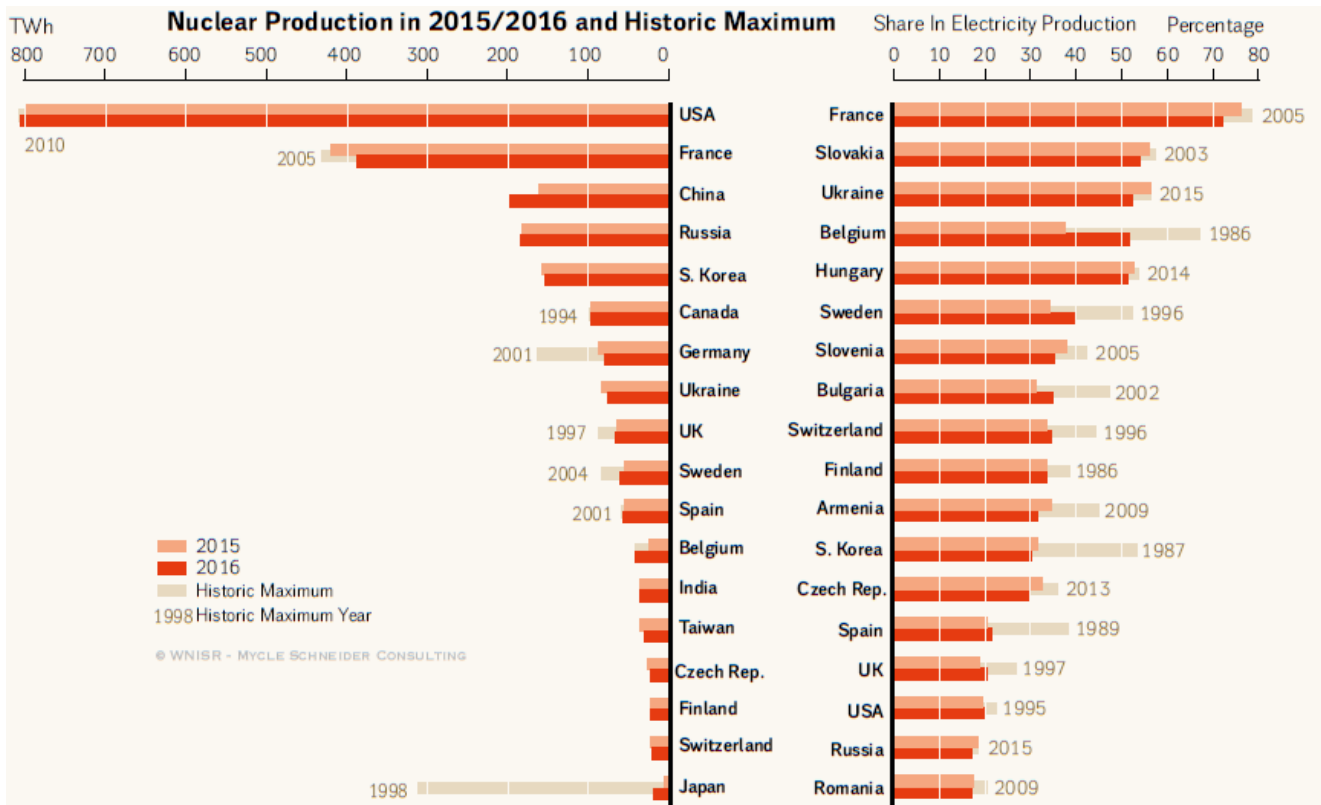
Source : World Nuclear Industry Status Report 2017, sept. 2017

Sources: IAEA-PRIS, BP, 2017*

Une part qui ne cesse de diminuer au sein du mix électrique mondial :
 près de 17,5% de l'électricité mondiale en 1996
 10,5% en 2016



Classement des pays les plus nucléarisés



Source : World Nuclear Industry Status Report 2017, sept. 2017



Production thermique « classique »

Centrales thermiques à combustion :

- à brûleurs (charbon, gaz...) et **turbine à vapeur** (rendement 40 à 45%)

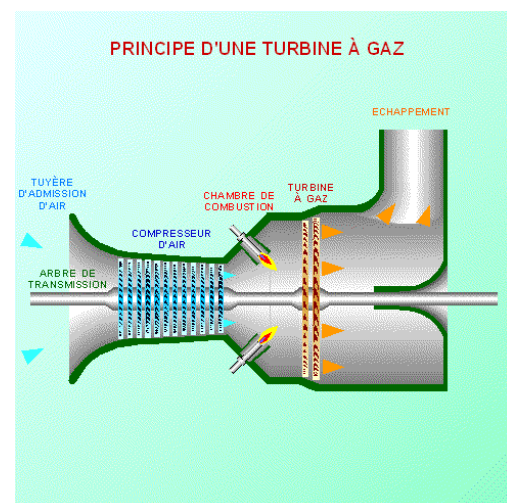
- à **turbine à combustion (TAC)** (rendement faible 25 à 35%)

A cycles combinés :

1^{er} cycle : TAC + alternateur 1

2^{ème} cycle : production de vapeur sur les pertes de la TAC
Turbine à vapeur + alternateur 2

=> Le rendement global atteint 60%



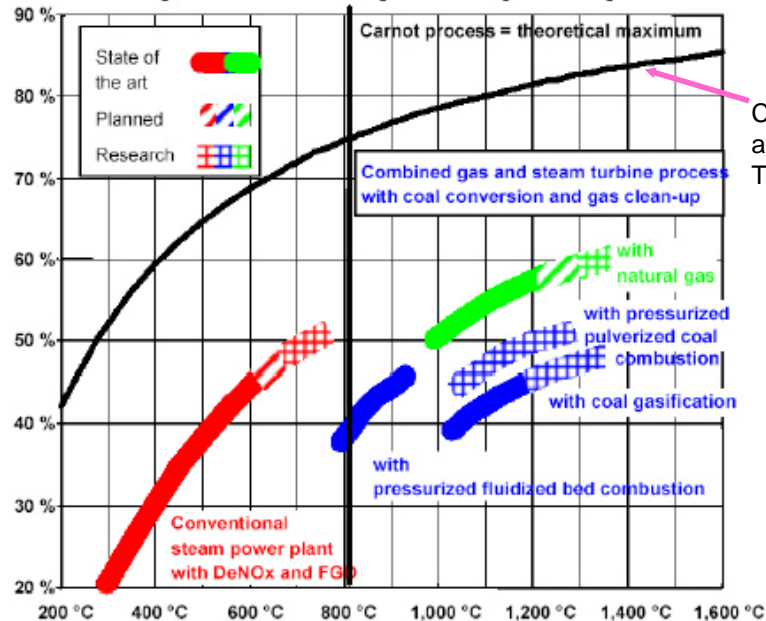


Rendement des centrales thermiques

Limite :
rendement Carnot

$$\eta_{\text{Carnot}} = 1 - \frac{T_{\text{froid}}}{T_{\text{chaud}}}$$

Efficiency of various power plant processes



Calcul de η
avec
 $T_{\text{froid}} = 273 \text{ K}$
(0°C)

Source: WEC

51

B. Multon ENS de Rennes



Production d'électricité par les renouvelables

L'hydraulique : ressource 80 000 TWh

dont 15 000 TWh techniquement exploitables,
mais, in fine, l'une des sources renouvelables les moins neutres

- Potentiel le plus facile à exploiter :

En 2016 : environ 4000 TWh

(+2,9%/an (moyenne 10 ans 2006-16))

1240 GW installés

(dont 935 GW > 10 MW,

dont 25 GW en France et 332 GW en Chine)

(1440 GW prévus en 2020)

- Encore la source renouvelable
encore la plus utilisée

- Production à partir de barrages
ou au fil de l'eau

- **Stockage** d'énergie aisé :
non réversible (barrages)
ou réversible pompage – turbinage



3 Gorges (Chine) 22,5 GW – 100 TWh/an
(la plus grande centrale du monde en puissance et en énergie)

Source image : Reuters 2014

52

B. Multon ENS de Rennes



Centrales de basse chute, turbine Kaplan (axe vertical) 5 à 80 m

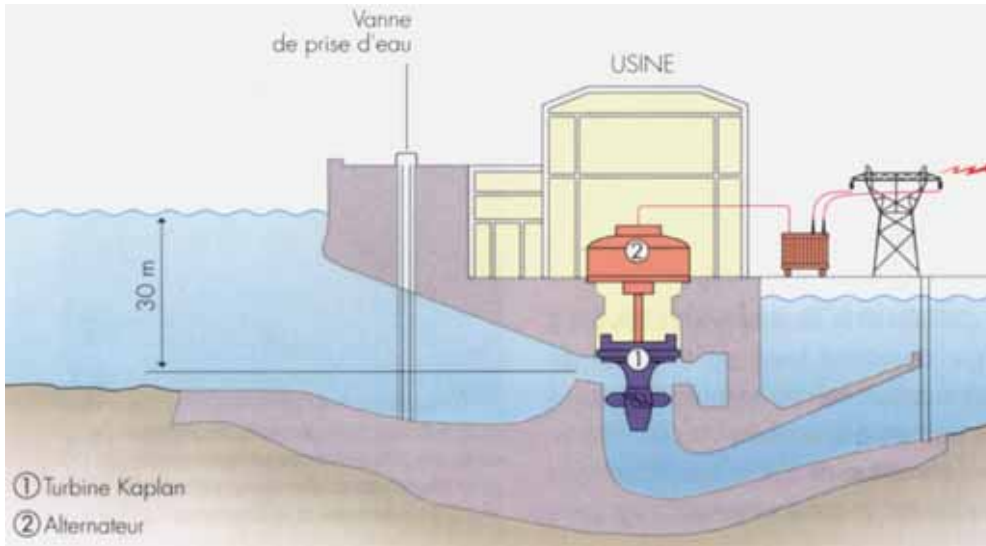


Groupe bulbe ACEC
Kaplan axe horizontal
2,5 MW – 97,5 tr/min
Diam 3,6 m
Rendement Groupe 90%



Centrale d'Ampsin-Neuville
(Belgique) 10 MW - 43 GWh/an
Chute 4,65 m - Débit 270 m³/s

$$P_{\text{hydro}} = \rho \cdot g \cdot h \cdot d = 12,3 \text{ MW}$$



Source : [Bas_00] Bastard, Eyrolles.

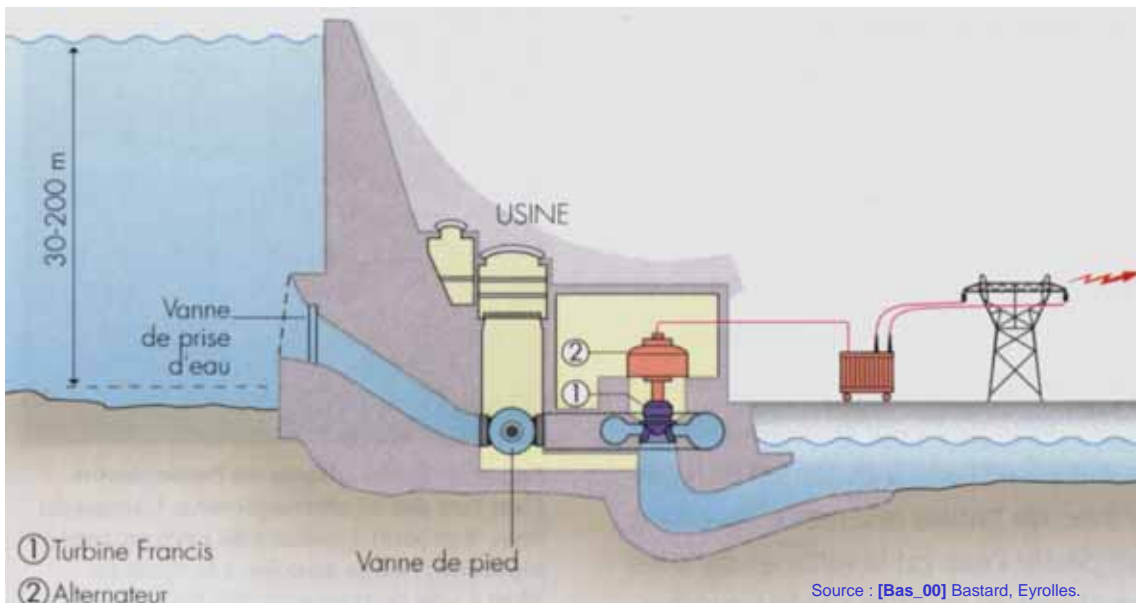


Centrales de moyenne chute, turbine Francis : 30 à 750 m

3 Gorges : 22,5 GW (32 x 700 MW + 2 x 50 MW)
moyenne 14 300 m³/s – 113 m de chute



Turbines Neyrpic 700 MW, 75 tr/min
Chute 80 m. Diamètre 9,8 m 425 tonnes
Alternateur : 778 MVA 80 pôles 3400 tonnes



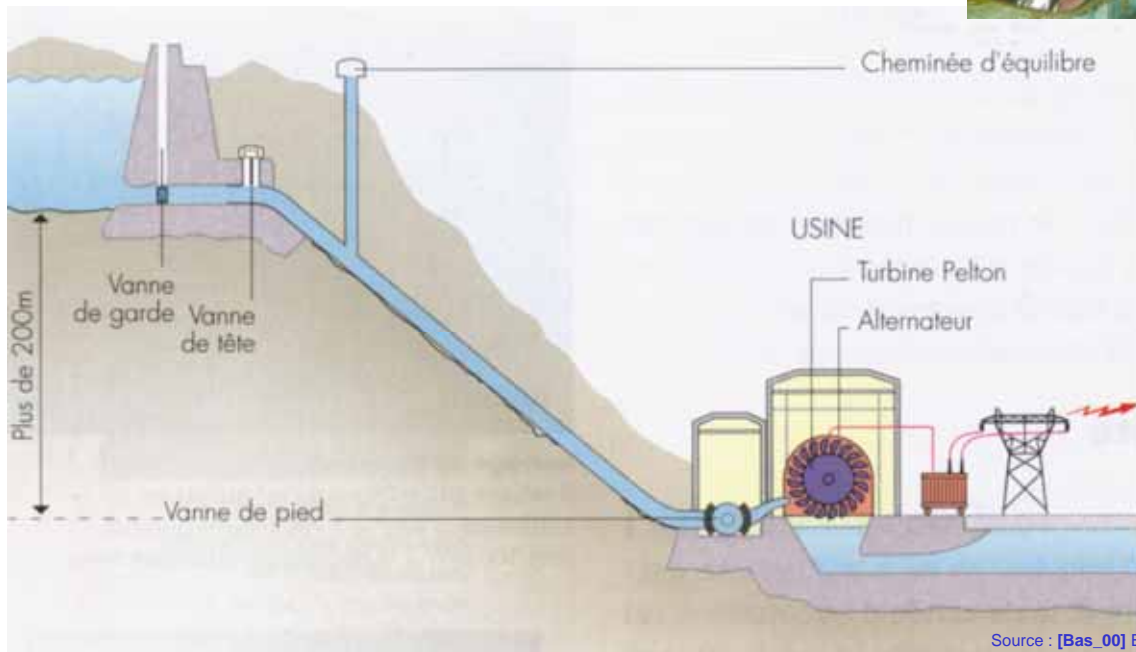
Source : [Bas_00] Bastard, Eyrolles.



Centrales de haute chute, turbine Pelton : 30 à 1800 m



La Jonche (38) - 2250 kW - 1 turbine 2 jets - chute: 237 m - Débit maximum 1,2 m³/sec



Source : [Bas_00] Bastard, Eyrolles.

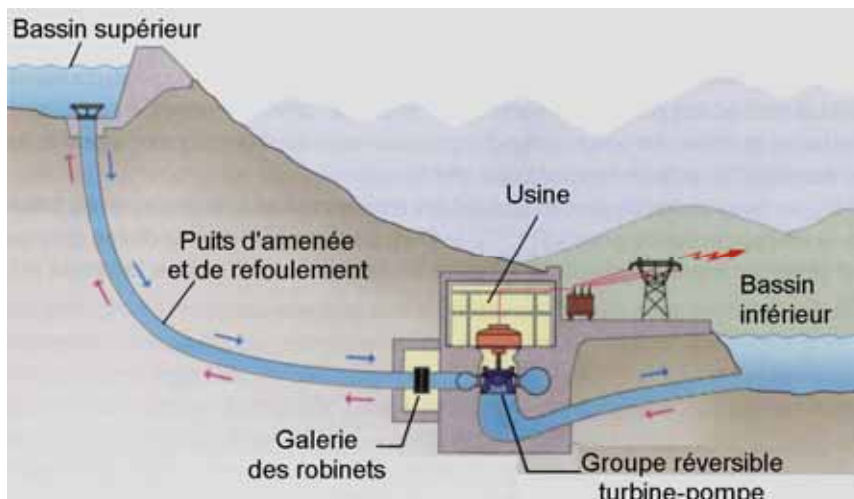


Centrales de pompage-turbinage

au monde : >160 GW sur 6000 GW (de capacités de production)



Usine de Grand'Maison (Isère) 12 groupes 150 MW – hauteur de chute 935 m – stockage 170 Mm³
1400 MW en pompage - 1800 MW en turbinage



Source : [Bas_00] Bastard, Eyrolles.

Depuis les années 1970 :
groupes réversibles
Turbines Francis

Pour les grandes hauteurs :
turbines multi-étages :
Francis
+ Pelton (en turbinage)



Les petites centrales hydroélectriques (PCH)



- Définition PCH : $P < 0,5$ à 50 MW

au Brésil : < 50 MW

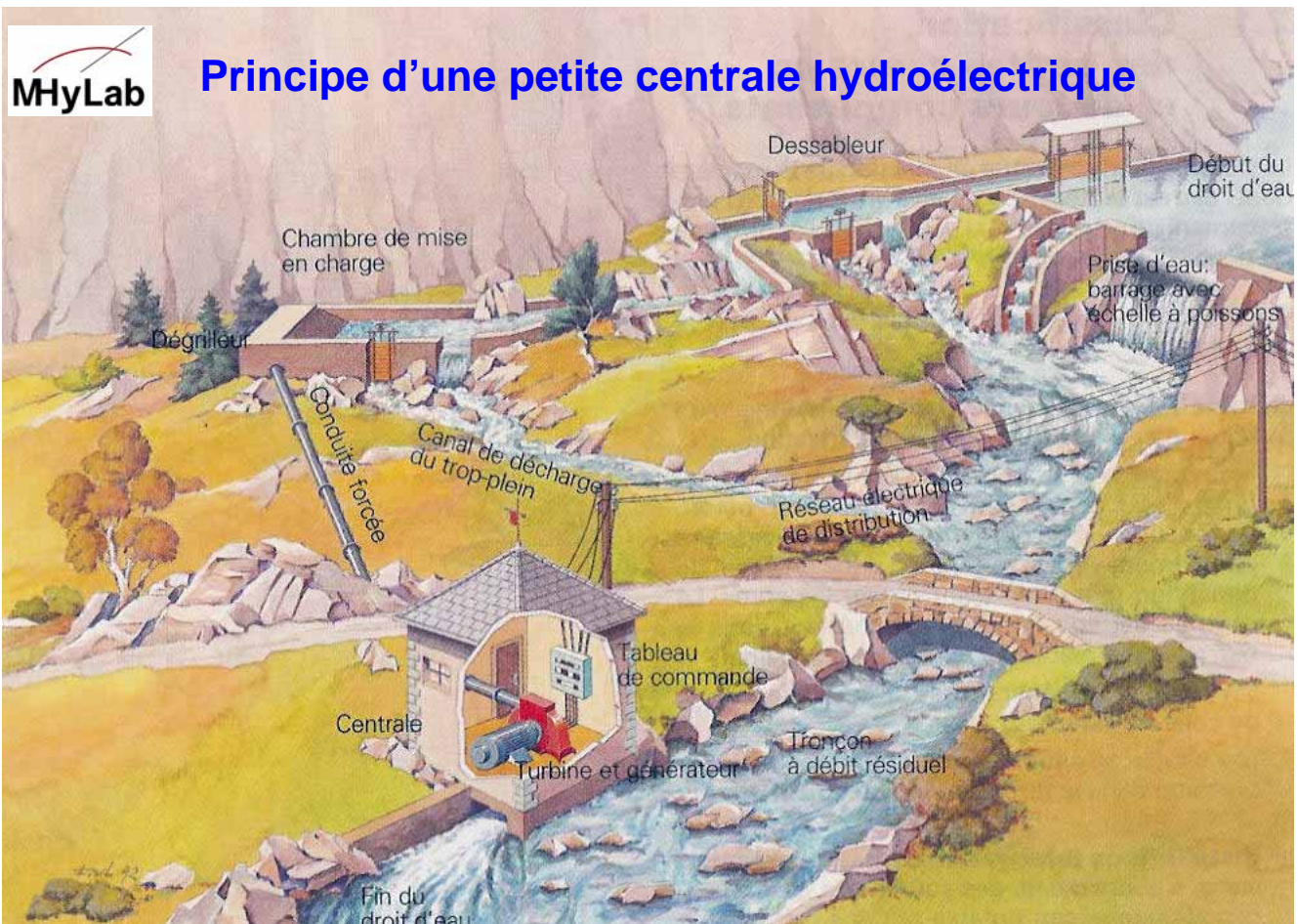
en France : < 10 MW

2500 installations pour un total de 2 GW – 7 TWh

- petites centrales : 2 MW à 10 MW,
- mini-centrales : 500 kW à 2 MW,
- micro-centrales : 20 kW à 500 kW,
- pico-centrales : < 20 kW.

- Dans le monde : 150 GW installés (< 10 MW) pour environ 700 TWh
(17% de l'hydro-électricité)

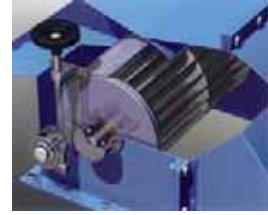
- Un potentiel insuffisamment exploité
très intéressant pour la décentralisation de la production
moins perturbateur de l'environnement que les grandes installations





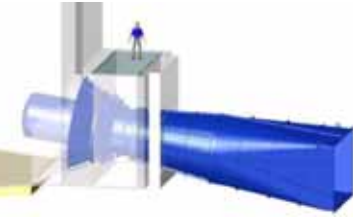
Les petites centrales hydroélectriques

Habituellement : turbine (Pelton, Banki, Francis ou Kaplan) multiplicateur + génératrice asynchrone ou synchrone



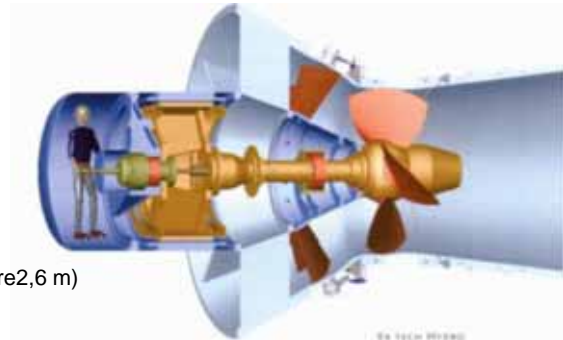
Turbine Banki ou crossflow
Doc Ecowatt

Exemple de chaîne de conversion moderne 500 kW à 5 MW :
système ECOBulb entraînement direct (100 à 250 tr/mn)
avec génératrice à aimants (diamètres turbines 2 à 15 m)
(attention, pas d'excitation réglable et pas de convertisseur statique =>
pas de réglage de tension)



Exemple 2 unités de 1 MW (150 tr/mn, diamètre 2,6 m)
à Paullo (Italie) en 2004

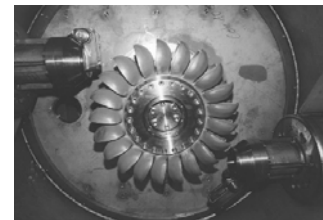
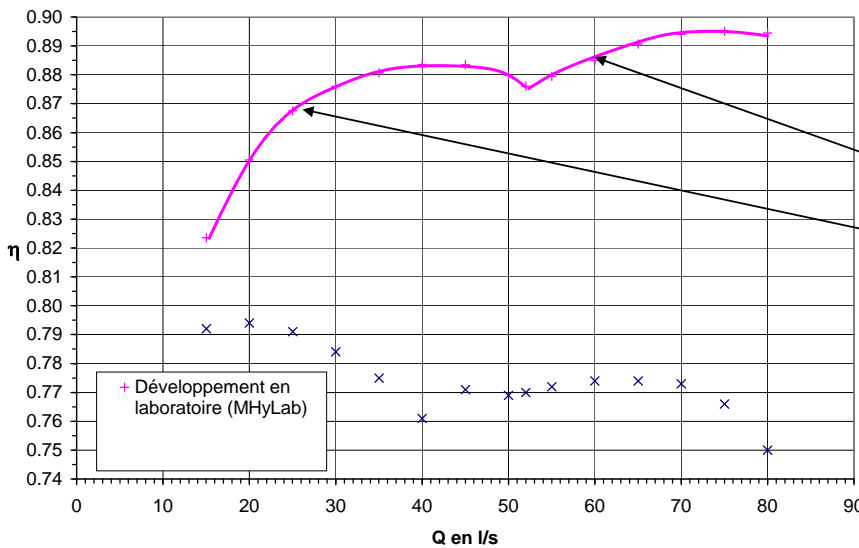
Source: VA Tech hydro



B. Multon ENS de Rennes



Exemple de courbes de rendement d'une turbine Pelton de petite puissance (150 kW)



2 injecteurs

1 seul injecteur

- 1 turbine Pelton, 2 injecteurs
- H_n : 218 m
- Q_{max} : 80 l/s

Source : MHyLab
N. TISSOT
www.mhylib.ch



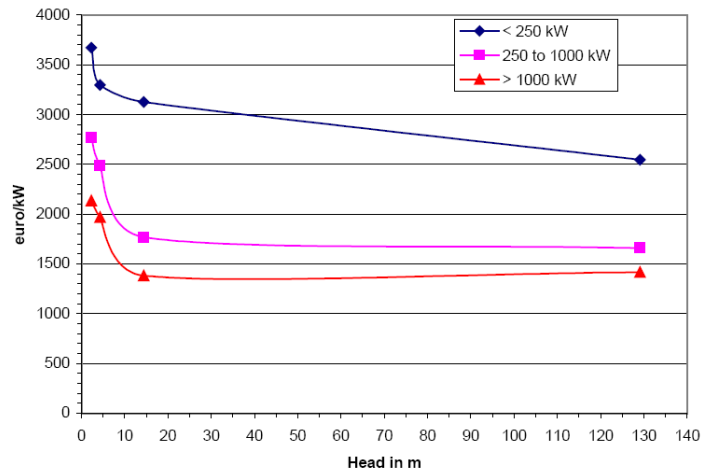
Les grosses turbines ont des rendements proches de 100%



Les petites centrales hydroélectriques

Coûts d'investissement, exemples :

Importance de la hauteur de chute et effet d'échelle de la puissance



Source : rapport DGTREN 2003 [DG_03]

puissance	70 kW	136 kW	180 kW	800 kW	2,9 MW	3,5 MW
€W usine complète	4,3	3,9	3	1,4	0,9	0,6 à 1,3
génératrices	asynchrone	asynchrone	asynchrone	asynchrone	synchrone	synchrone

61

B. Multon ENS de Rennes



Production photovoltaïque (raccordée au réseau)

(Voir détails dans diaporama n°3)

Environ 290 GW cumulés fin 2016,
1,6% de la production mondiale électrique
(croissance moyenne 61%/an 2006-2016)

Toits solaires :

Historique des programmes incitatifs pionniers :

Allemagne, dès 1990

Japon, dès 1994 :

70 000 toits solaires pour 2000

USA : 1 million solar roofs (MSR) pour 2010



Source : Wagner & Co / www.estif.org



Source : <http://www.solesens.fr/>

Centrales de grande puissance :

Exemples
Amareleja
(Portugal) 2008
42 MW



Source : www.portalalentejano.com

Tengger Desert Solar Park
(Chine) 2016, 1547 MW – 43 km²



Source : <https://www.solarinsure.com/largest-solar-power-plants>

62

B. Multon ENS de Rennes



Thermodynamique solaire à concentration

(CSP Concentrated Solar Power) fin 2016 : 4,9 GW installés et 20 TWh
(+ 27%/an sur 10 ans)

Centrales à tour, héliostats et turbine à vapeur

Historique : Thémis

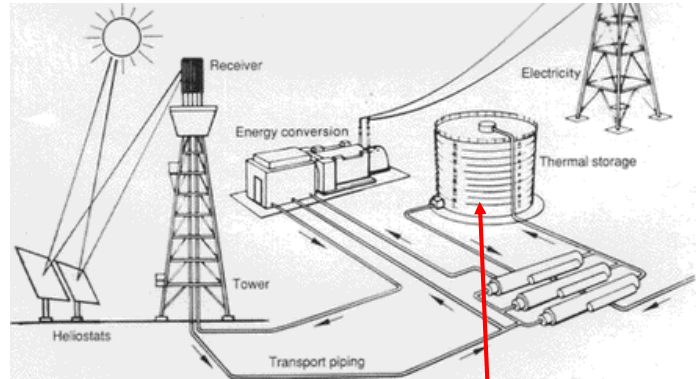
1,8 MW_e miroirs 11 800 m²
1982 (France)

Facteur concentration :
230 (Solar Two) à 700 (Thémis)

- Solar Two 10 MWe 71 500 m²
1996-1999, USA (Barstow Californie)



www.eere.energy.gov/



www.eere.energy.gov/

Thémis : 200 miroirs (rendement 90%) orientation pilotée 2 axes
Tour hauteur 100 m, cavité de 56 m³.
Puissance thermique 9 MW Puissance électrique 1,8 MW.
Rendement moyen annuel de l'ordre de 15%.

Problème : cyclage thermique dû aux passages nuageux et aux cycles journaliers

Solutions : hybridation avec brûleur gaz

Stockage de la chaleur (jusqu'à qq 10 h)



Centrales thermodynamiques à tour

projet récent : Gemasolar

Espagne : 19 MW_e - 285 MWh_e (capacité de stockage)

Productivité annuelle : 110 GWh



Source images : Torresol Energy

Rayonnement du site : 2062 kWh/m²/an
Superficie de l'installation : 185 ha
2 650 héliostats de 120 m²
Tour de 150 m de hauteur



Turbine à vapeur (cycle de Rankine)

Réservoir de stockage de sels fondus : 290 à 565°C (600 MWh chaleur)
(nitrates de sodium et de potassium)

2 cylindres (1 froid et 1 chaud) diamètre : 23 m – hauteur : 14 m

Un dimensionnement optimisé en puissance (groupe de production)
et en énergie (stockage) pour maximiser

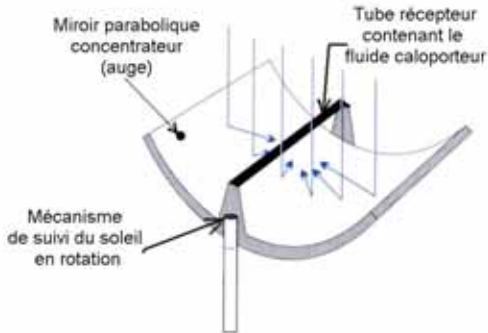
la productivité annuelle (lissage) :
environ 5800 heures par an, soit un facteur de charge de 66%.

Investissement : environ 170 M€



Autres solutions solaires à concentration

Usines à auges (miroirs cylindro-paraboliques)



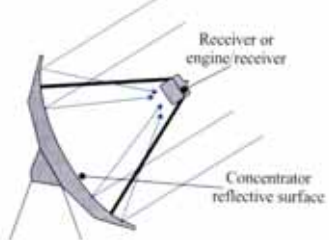
Orientation Est-Ouest + rotation
Facteur concentration : 80



Kramer Junction Power en Californie (désert du Mojave)
(9 usines de 14 à 80 MW, 354 MW cumulés)
Miroirs 100 m x 6 m. 80 MW = 480 000 m² de miroirs
Vapeur à 370°C – 100 bars Rendement 20%
Apport gaz : solution hybride

Photos : Monash University (Australie)

Concentrateur parabolique + Moteur Stirling



Facteur concentration :
4000 à 10 000



Exemple CNRS Odeillo (France) : Générateur Stirling 10 kWe avec capteur parabolique de 8 m de diamètre
(50 m² = 50 kW avec 1 kW/m² crête soit un rendement global de 20%)

65

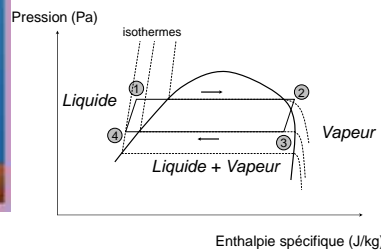
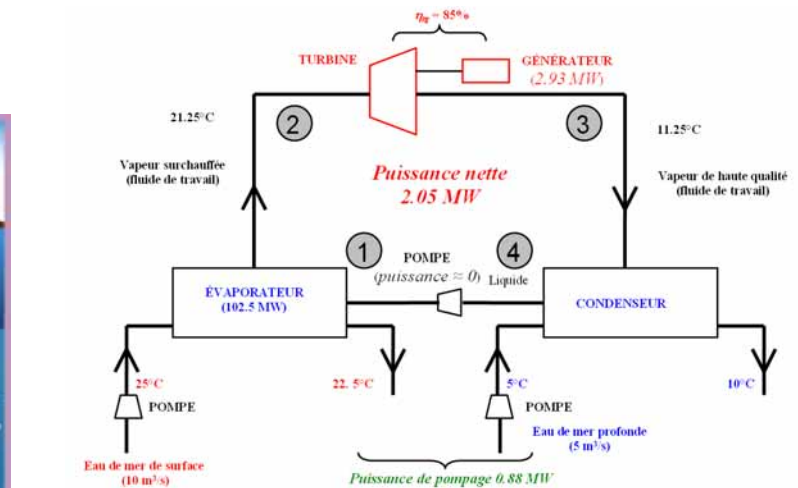
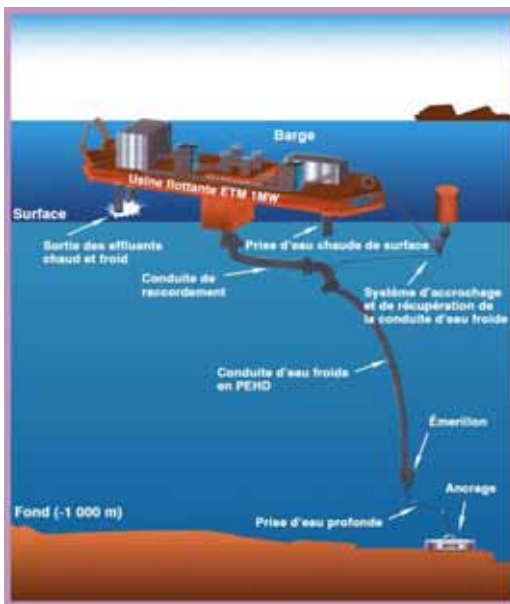
B. Multon ENS de Rennes



Electricité thermodynamique solaire des mers :

Principe

Source : Gauthier M., ECRIN 2004



$$\text{Rendement : } \eta_{\text{theorique}} = 1 - \frac{T_{\text{mini}}}{T_{\text{maxi}}}$$

avec $T_{\text{mini}} \cong 278 \text{ K (5°C)}$
et $T_{\text{maxi}} \cong 298 \text{ K (25°C)}$: 6,7%

$$\text{Hors pompage : } \eta_{\text{brut}} \cong 1 - \sqrt{\frac{T_{\text{mini}}}{T_{\text{maxi}}}}$$

soit 3,4%

Coût d'investissement élevé : > 10 €/W

Source : Nihous G.C., Gauthier M.
Livre Hermès 2012

66

B. Multon ENS de Rennes



Production éolienne :

(Voir détails dans diaporama n°2)

- Environ 487 GW cumulés fin 2016, croissance moyenne + 24%/an de 2006 à 2016
3,4 % de la production mondiale d'énergie électrique
- Très fort potentiel encore loin d'être exploité :
 - * récemment réévalué à la hausse (évolution technologique)
 - * maturité atteinte en offshore (14 GW fin 2016)
- Très faible impact environnemental
- Source très fluctuante, mais bien prédictible, plus difficile à gérer pour les opérateurs réseau



Eolienne Jeumont J48, ferme de Plougras (Bretagne)

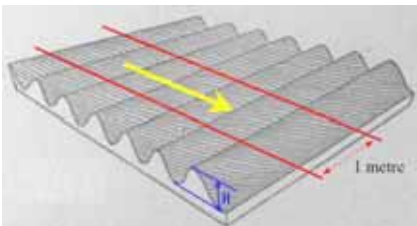


Houlogénération : caractérisation de la houle

De nombreux concepts, démonstrateurs, mais pas encore matures

Puissance incidente ramenée à la longueur de front de vague :

Pour une houle monochromatique et unidirectionnelle avec H crête à creux et T la période :



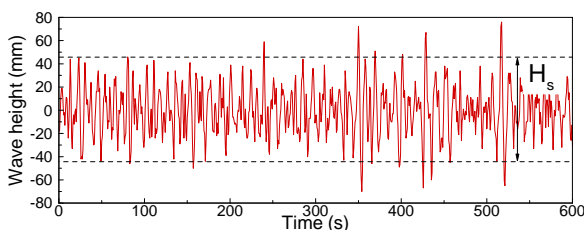
Source : T. Lewis, Univ. Cork

$$P_w = \frac{\rho \cdot g}{8} \cdot H^2 \times \frac{g}{4 \cdot \pi} \cdot T \quad \text{en W/m}$$

Variation d'énergie cinétique surfacique J/m² Vitesse de propagation m/s

$$P_w \cong \frac{\rho \cdot g^2}{32 \cdot \pi} \cdot H^2 \cdot T$$

En réalité, la houle est polychromatique et aléatoire :

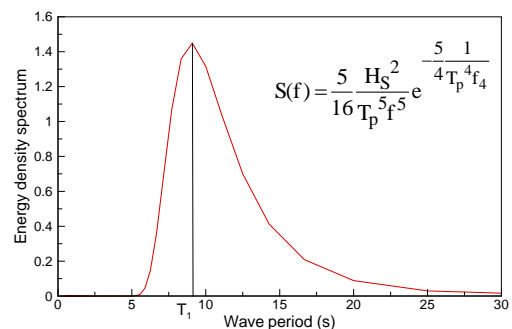


$$P_w \cong 0,42 \cdot \frac{\rho \cdot g^2}{32 \cdot \pi} \cdot H_s^2 \cdot T_p$$

H_s et T_p caractérisent l'état de mer

H_s = hauteur (crête à creux) significative et T_p = période pic

Modélisation d'un état de mer par spectre de Pierson-Moskowitz



Source : A. Babarit, Chap. 3 livre Hermès 2011

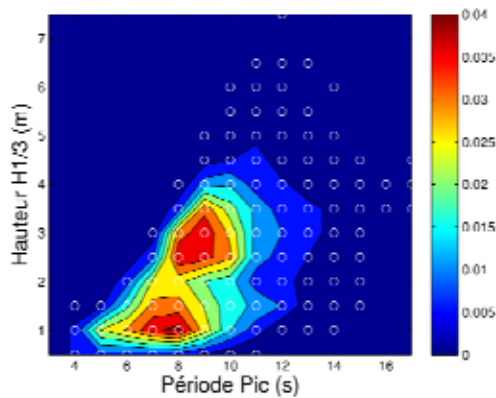


Houlogénération : caractérisation de la houle

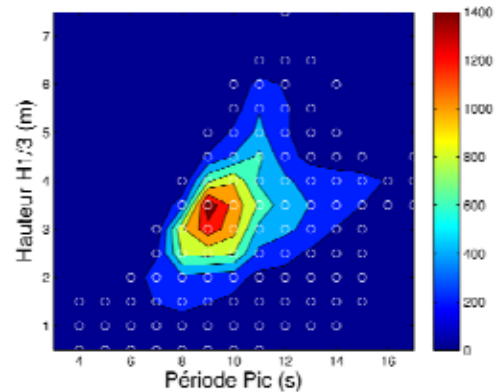
Exemple d'états de mer et de la puissance associée :

Echelle de Beaufort	4	5	6	8
H_s (m)	1	2	3	5.5
T_1 (s)	6	8	10	14
P_w (kW/m)	2,5	13	37	170

Caractérisation de la ressource (exemple Ile d'Yeu sur 1 an) $H_{1/3} \equiv H_s$



Probabilité d'occurrence des états de mer



Puissance linéique moyenne annuelle des état de mer (en W/m, à multiplier par 8760 h pour avoir des Wh/m/an)

Source : J. Aubry, doctorat 2011

69

B. Multon ENS de Rennes

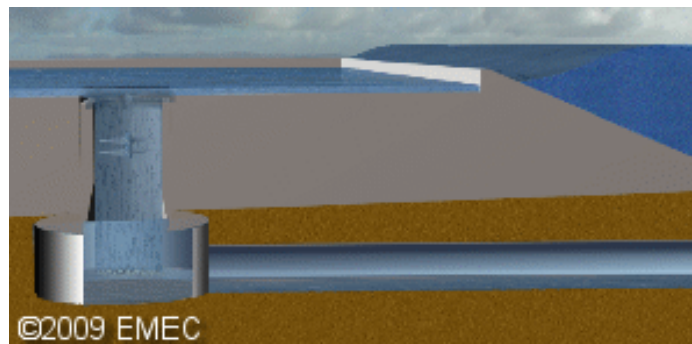


Houlogénération : nombreuses voies de conversion

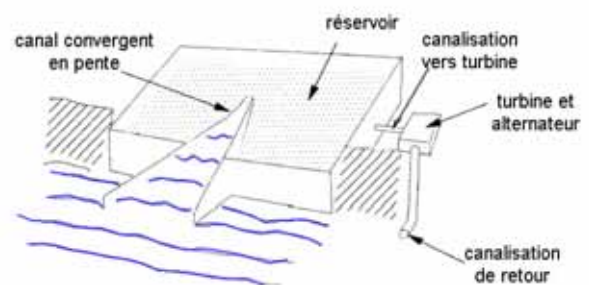
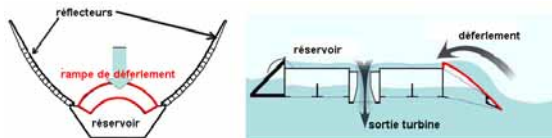
Système à déferlement

On shore ou flottants

Ex. Wave Dragon (flottant) :



Source : EMEC www.emec.org.uk/



A l'échelle 1 :

300 m entre bras, 170 m (longueur) et 17 m (hauteur)
dont 3 à 6 m au-dessus du niveau de la mer.

Masse totale 33 000 tonnes, réservoir 8 000 m³,

Turbines Kaplan + générateurs à aimants. Puissance maximale 7 MW
(20 GWh avec ressource de 36 kW/m)

70

Source : www.wavedragon.net

B. Multon ENS de Rennes

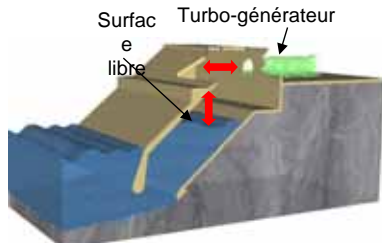


Houlogénération : nombreuses voies de conversion

Systèmes à colonne d'eau oscillante

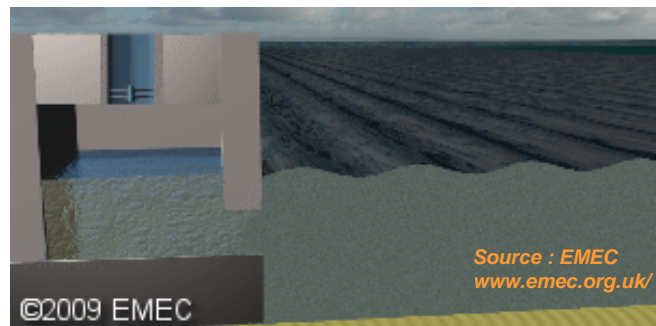
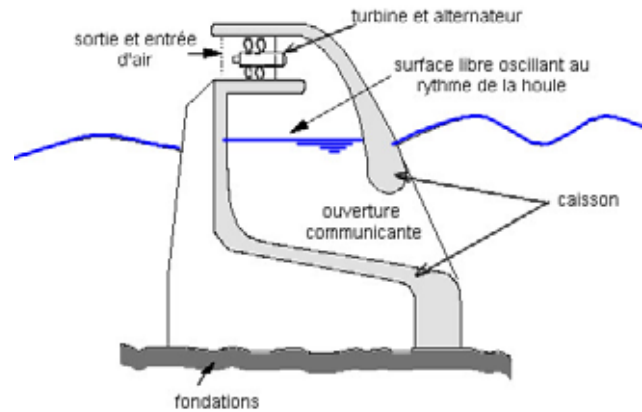
On shore ou flottants

Ex. LIMPET (on shore) :



Source : www.wavegen.co.uk/

Raccordé au réseau (UK) depuis 2001
surface totale de captation de 169 m²
Turbo-générateur : 2 turbines Wells 2,6 m en contre rotation
avec 2 génératrices asynchrones à rotor bobiné de 250 kW



Source : EMEC
www.emec.org.uk/

©2009 EMEC

71

B. Multon ENS de Rennes



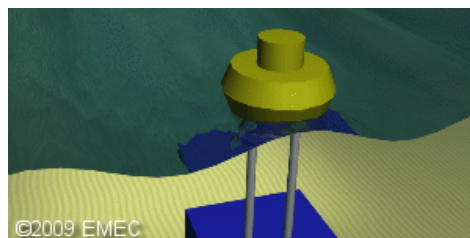
Houlogénération : nombreuses voies de conversion

Autres systèmes

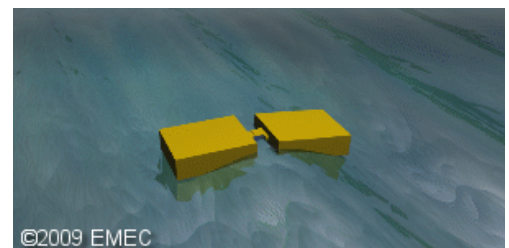
Grande diversité, classification EMEC :

Atténuateur :

Absorbeur ponctuel :



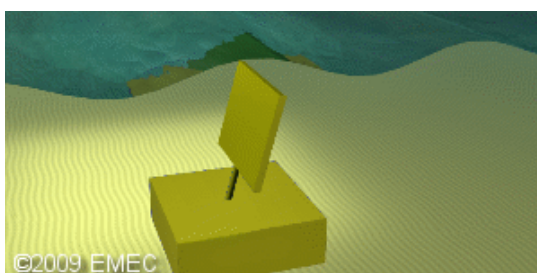
©2009 EMEC



©2009 EMEC

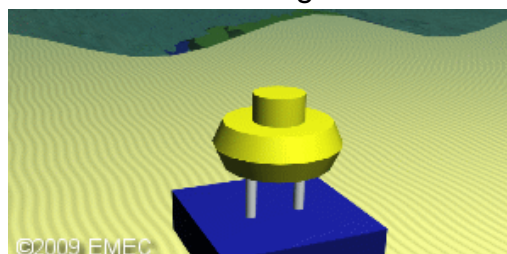
Source images animées :
EMEC
www.emec.org.uk/

Convertisseur immergé oscillant horizontal :



©2009 EMEC

Convertisseur immergé oscillant vertical :



©2009 EMEC

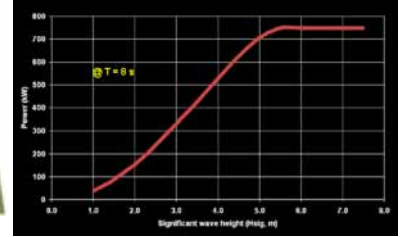
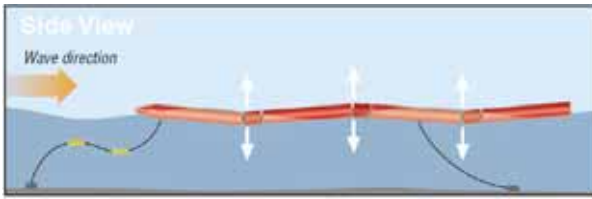
72

B. Multon ENS de Rennes

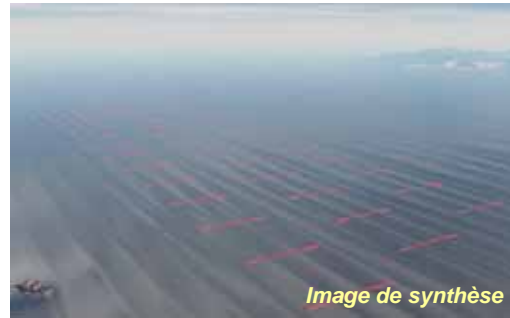
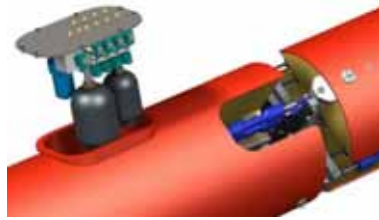


Système Pelamis (Ocean Power Delivery)

dispositif 750 kW – 2,7 GWh pour une houle de 55 kW/m (équivalent 3600 heures annuelles)
(ensemble de 4 cylindres diamètre 3,5 m, longueur totale 150 m)



Vérins hydrauliques + stockage sous pression + moteurs hydrauliques + générateurs asynchrones



« Wavefarm »
30 MW – 1,3 km² (2,1 x 0,6 km)

www.oceanpd.com

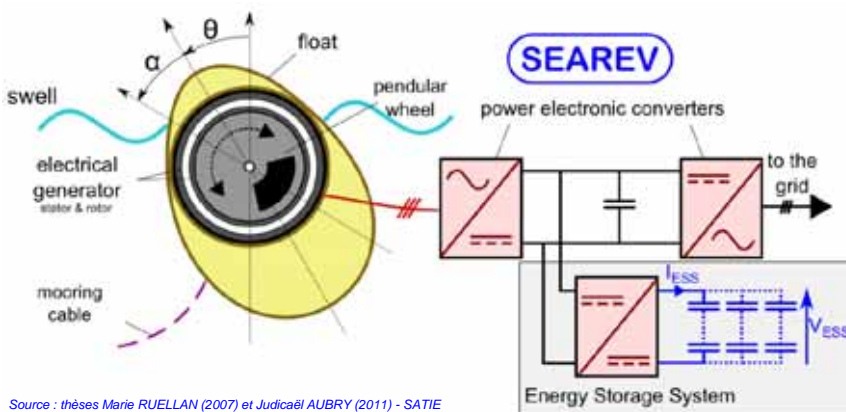
73

B. Multon ENS de Rennes



Houlogénérateur SEAREV

Searev (Ecole Centrale de Nantes – LMF / ENS de Cachan – SATIE)
Houlogénérateur direct à chaîne de conversion directe

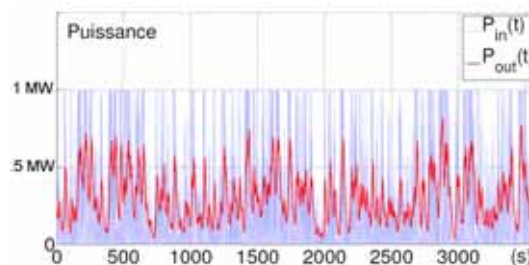


Source : thèses Marie RUELLAN (2007) et Judicaël AUBRY (2011) - SATIE



Source : <http://www.semrev.fr>

Profil de puissance lissé :



Source : thèse Judicaël AUBRY (2011) - SATIE

74

B. Multon ENS de Rennes



Usines marémotrices : exploitation de l'énergie potentielle

Des « barrages à marée » : peu de sites favorables et peu de réalisations

Pays	Centrale	Turbines	Puissance totale	Production annuelle	Année de mise en service	Surface du bassin	Marnage moyen
France	La Rance	24 groupes bulbe (10 MW)	240 MW	540 GWh	1967	22 km ²	8,5 m
Canada	Annapolis	1 groupe Straflo (20 MW)	20 MW	50 GWh	1984	15 km ²	6,4 m
Chine	Jiangxia	5 groupes bulbe (1 x 500 kW, 1 x 600 kW et 3 x 700 kW)	3,2 MW	11 GWh	1980	1,4 km ²	5 m
Russie	Kislogubskaya (Kislaya Guba)	1 groupe bulbe (400 kW) + 1 turbine « orthogonale » (1,5 MW)	1,9 MW	NC	1968/2007	1,1 km ²	2,3 m
Corée du Sud	Silvra	10 groupes bulbe (25,4 MW)	254 MW	550 GWh (estimation)	2011	43 km ²	5,6 m

Usine de la Rance (1966)

Source : Conseil Régional Bretagne



Groupes bulbes réversibles :

470 tonnes
 débit : 275 m³/s - chute nominale : 5,65 m
 vitesse de rotation : 93,75 tr/min (64 pôles)
 Pn : 10 MW
 4 pales avec inclinaison de - 5° à + 35°
 survitesse maximale : 260 tr/mn



Source : EDF

Autres projets de barrage d'estuaire qui ne verront sans doute jamais le jour (oppositions, impact environnemental, investissement).

Estuaire de la **Severn** (canal de Bristol) :

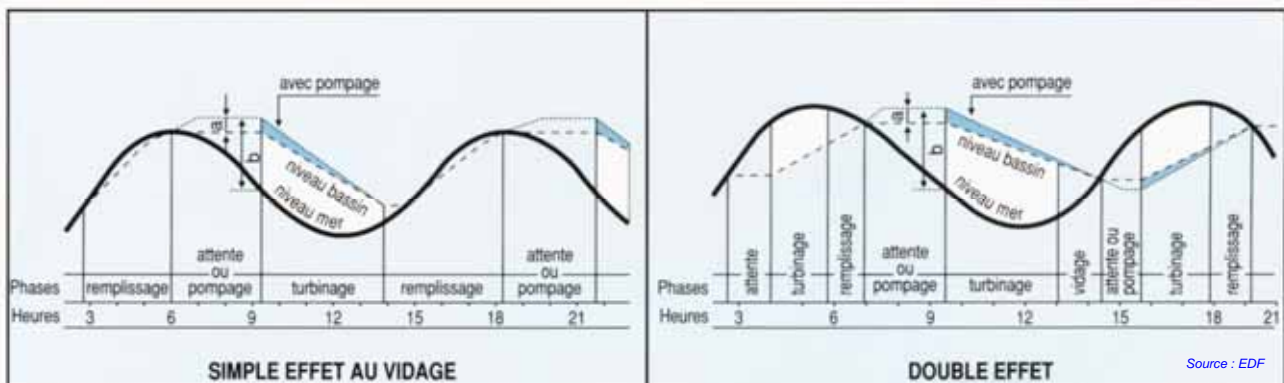
8 000 MW (17 TWh, eq. 2200 h) – 29 G€



B. Multon ENS de Rennes



Usine de la Rance : 2 cycles de fonctionnement



Source : EDF

Simple effet : aux marées de faible et moyenne amplitude

- marée montante, vannes ouvertes, l'estuaire se remplit avec un très léger décalage en suivant le niveau de la mer ;
- à marée haute atteinte, les vannes sont fermées et les groupes fonctionnent en pompage pour élever le niveau de l'eau dans l'estuaire (par exemple de 2 m)
- marée descendante, lorsque le niveau de la mer atteint environ sa valeur moyenne, les groupes sont enclenchés en turbinage et la production s'effectue avec un bon dénivelé jusqu'à ce que la mer soit remontée au voisinage de son niveau moyen.

L'énergie dépensée lors du pompage est ainsi restituée avec un facteur 2 grâce à l'augmentation de la hauteur de chute.

Double effet : aux fortes marées (coefficients supérieurs à 105, environ 20% des marées à Saint Malo)

- durant la marée montante et même un peu au-delà, l'eau est turbinée et produit de l'électricité ;
- puis les groupes sont arrêtés, les vannes sont ouvertes pour accélérer le remplissage du bassin jusqu'au moment où le niveau de la mer atteint sa valeur moyenne ;
- marée descendante : on revient au fonctionnement du cycle à simple effet.

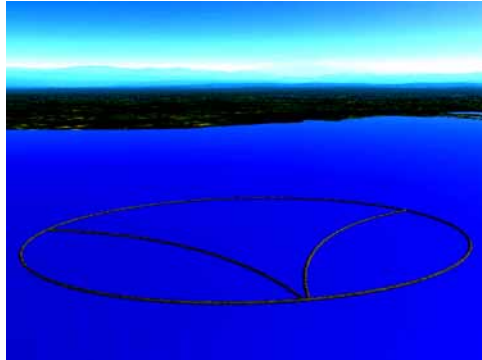
Dans le cycle à double effet, le niveau d'eau dans le bassin varie quasi-sinusoidalement avec un déphasage d'un quart de période par rapport à celui de la mer et sa valeur maximale reste inférieure à celle en mer.



Usines marémotrices à lagons artificiels

À l'état de projet

Intérêt : moins d'impact environnemental



Projet : Site de Swansea Bay
(Pays de Galle)

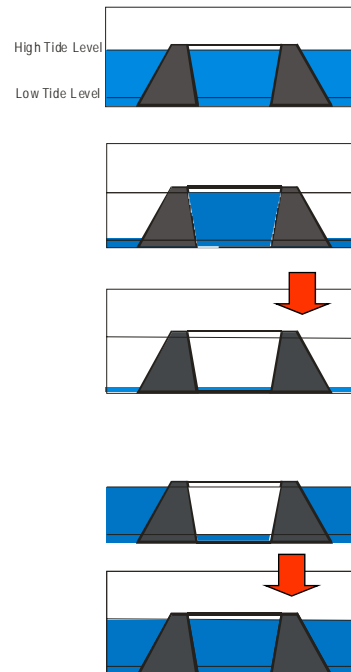
30 MW 5 km²

Source : Tidal Electric Ltd (UK)
www.tidalelectric.com

77

B. Multon ENS de Rennes

Cycle de génération de puissance



Hydroliennes : récupération de l'énergie cinétique des courants marins :

Courants thermiques :

Gulf Stream 1,2 à 2,7 m/s

Courants équatoriaux de 0,2 à 0,3 m/s

- **Courants de marée** (renversement toutes les 6 heures) :

sur les côtes de Bretagne : 0,5 à 3 m/s ;

Raz Blanchard (pointe de la Hague) : 5 m/s ;

fjord de Bodo (Norvège) : 7,8 m/s

$$P = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S_{\text{balayée}} \cdot V^3$$

Avec $C_p = 0,4$: 1600 W/m² balayés à 2 m/s
Turbine de 20 m : 500 kW

Avantages :

- prédictibilité excellente
- fluctuations maîtrisées
- grande densité de puissance
- en Europe : potentiel 48 TWh

Inconvénients :

- Potentiel mondial très limité
- milieu sévère

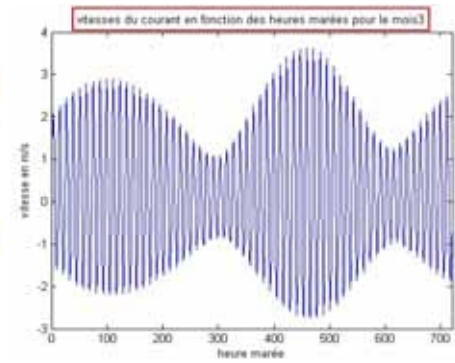
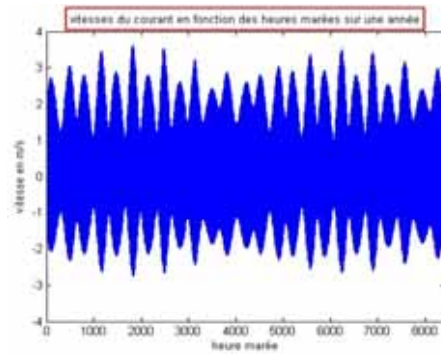
78

B. Multon ENS de Rennes



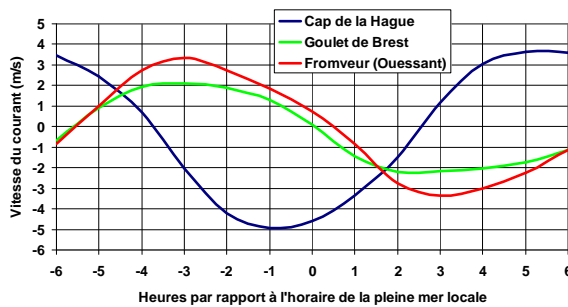
Caractérisation des courants de marée

Les courants de marée
(Raz de Sein)

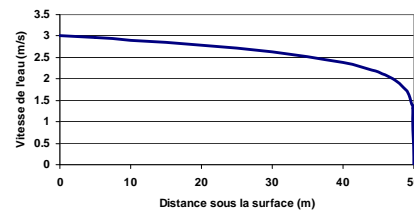


Source : Benbouzid et al. Concepts, Modélisation et Commandes des Hydroliennes, in Energies marines renouvelables, aspects généraux, éolien, marémoteur et hydrolien, Chap. 8 livre Hermès 2011.

Décalages temporels entre sites distants :



Effet de la profondeur :



Source : J.F. Daviau, et al. "Divers aspects de l'exploitation de l'énergie des courants marins", Seatech Week Conf. Brest, oct. 2004.



Turbines hydroliennes

Turbines : mêmes principes que les éoliennes :

- à axe horizontal



Source : Clean Current / Alstom Hydro



HS1000 :
1 MW
23 m

Source : Hammerfest Strøm

- à axe vertical



Turbine GORLOV



Turbine HARVEST (LEGI)

Particularités :

- moins de contraintes sur l'orientation face au courant

=> pas de système d'orientation

- des vitesses de courant plus faibles de valeurs bien délimitées

=> moins de contraintes d'écrêtage de la puissance

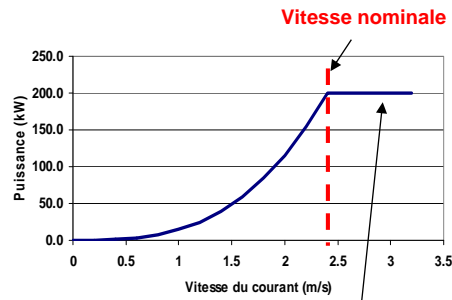
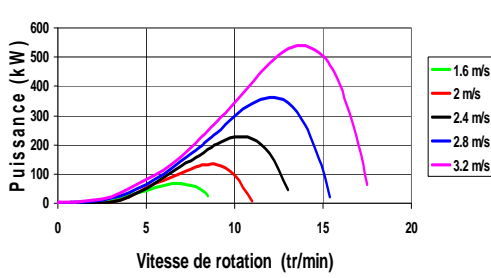
- des limites dues à la cavitation

=> vitesse périphérique plus faible qu'en éolien (10 m/s)

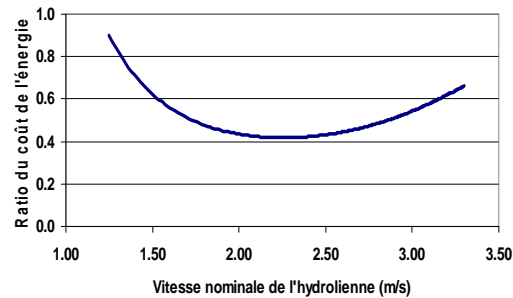
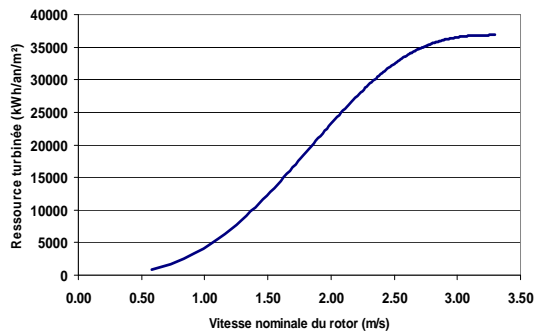


Hydroliennes : optimisation du dimensionnement

Optimisation économique : écrêtage de la puissance



Écrêtage possible par pas variable ou par désoptimisation de la vitesse de rotation



Source : J.F. Daviau, et al. "Divers aspects de l'exploitation de l'énergie des courants marins", Seatech Week Conf. Brest, oct. 2004.



Hydroliennes : exemples européens

Seaflo project (Marine Current Turbines Ltd UK)



Source : SEAGEN <http://www.seageneration.co.uk/>

Turbines jumelles sur profils et piles de diamètre 3 à 4 m
 Puissance = 2 * 600 kW (total 1,2 MW)
 Diamètre = 16 m, Rotation = 10 à 20 tours/min
 En service depuis nov. 2008 : Narrows Strangford (Irlande)

France : Sabella



Source : Hydrohelix

Sabella 03 : test 2008-2009
 Sabella 10 (1MW à 3,7 m/s) : Ouessant 2015

Paimpol-Bréhat (EDF)



Source : EDF

Phase 1 : 4 machines OpenHydro OCT-16
 (4 x 850 kW à 2,9 m/s, 2,5 GWh/an)
 1ère machine posée oct 2011
 Mise en service de 2 machines en 2016



Installation de Paimpol Bréhat

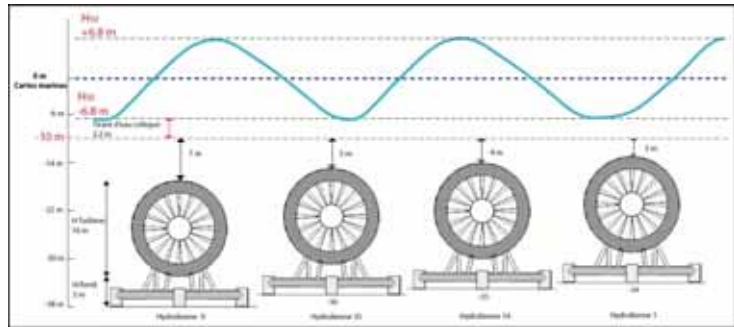
4 machines OpenHydro OCT-16 (16 m de diamètre) de 850 kW à 2,9 m/s (12 tr/min)

Machine à Brest en sept. 2011:



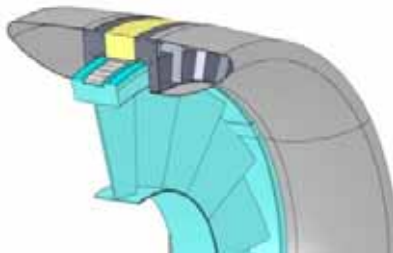
Source : DCNS

Profondeur d'implantation compte tenu du marnage



Source : P. BRUN, L. TERME, A. BARILLIER (EDF), Chap. 7 Livre Hermès 2011

Génératrice à aimants multipolaire 288 pôles
diamètre rotor 13,6 m – entrefer 10 mm



Source : Openhydro



Par machine : H 20 m - envergure 25 x 27 m
masse totale \approx 900 tonnes dont 450 t de ballast,
venturi externe ϕ_{ext} 16 m et L 7 m
ogive creuse centrale ϕ_{ext} 6 m $\phi_{orifice}$ 3 m

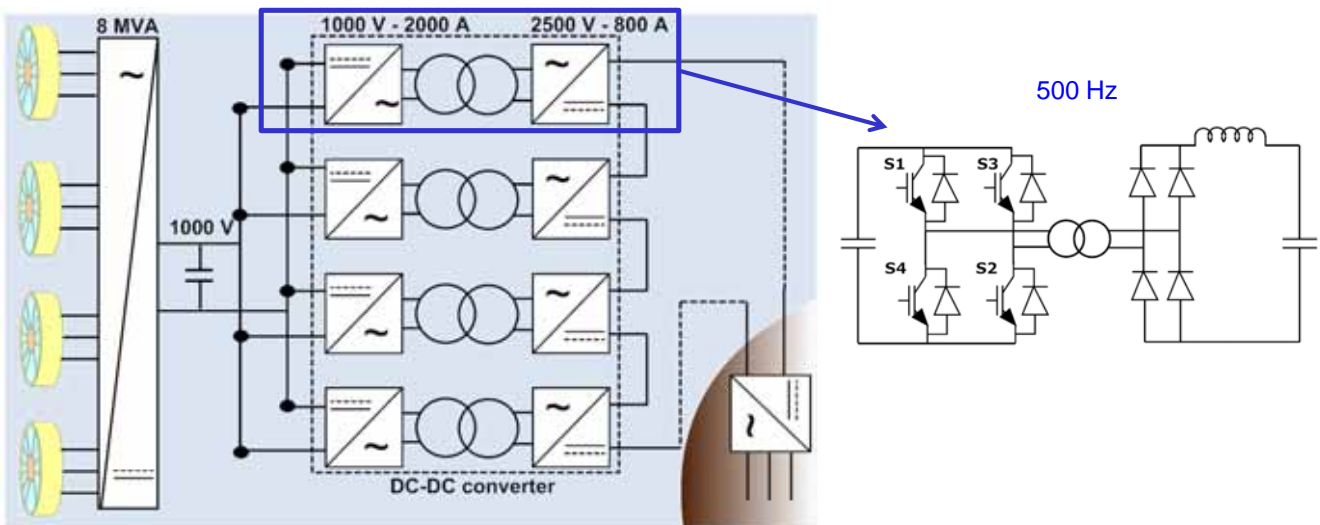
83

B. Multon ENS de Rennes



Installation de Paimpol Bréhat

4 ensembles machines (690 V maxi) - convertisseurs AC-DC 1 kV à vitesse variable
+ convertisseur DC-DC élévateur 1 kV -> 10 kV :



Source : P. MONJEAN, L2EP, Lyon, juin 2012

+ liaison DC 10 kV 15 km
+ poste de livraison à terre 20 kV-50 Hz

84

B. Multon ENS de Rennes



Géothermie « haute énergie » : (Temp. d'eau 150 à 350°C)

- Une énergie bon marché
pour des sites privilégiés

- 13,2 GW installés fin 2015
80 TWh, croissance 2006-2015 : 3,3%/an

Exemples : - japonais : Hatchobaru 300 MW
- Guadeloupe : Bouillante 14 MW

Echelle de coût d'investissement :
1,4 à 4,3 €/W selon technologie et puissance

Puissance installée	Coûts directs d'investissement	Coûts de production*
<i>Commission européenne</i>	(€/ kWe)	(c€/ kWh)
15 MWe	2300 – 2400	5,5
30 MWe	1800 – 1900	4,5
55 MWe	1400 – 1500	3,7



85

B. Multon ENS de Rennes



Amélioration du bilan énergétique global grâce à la **COGÉNÉRATION**

Production thermodynamique d'électricité à partir de chaleur avec récupération d'une grande partie de la chaleur habituellement rejetée dans l'environnement :

- fossiles (surtout au gaz)
- Nucléaire (pas pratiqué)
- Biomasse (biogaz, bois...)
- déchets ménagers
- Hydrogène (expériences)

En Europe environ **11% de l'électricité cogénérée**



En France environ **2,8% de l'électricité (16 TWh_e + 22 TWh_{th})**

Puissance installée au 1^{er} novembre 2012 :

	Nombre d'Installations	Puissance (MWe)
Biomasse	18	212
Biogaz	199	203
Cogénération Gaz	483	3000
Petites Installations	169	2
Incineration	75	669

Environ 4300 MW sous obligation d'achat (mais environ 5000 MW au total)
en diminution... en 2003 : 6,6 MW 25,3 TWh_e et de 68 TWh_{th}

86

B. Multon ENS de Rennes



COGÉNÉRATION

Technologie	Puissance	Rendement
Turbines à vapeur	Biomasse: jusqu'à 5 MW	> 0,85
	Fossiles: jusqu'à des centaines de MW	
Turbines à combustion	500 kW-300 MW	0,6-0,8
	20 kW-1 MW (en développement)	0,5-0,7
Moteurs à combustion interne (gaz, diesel)	2,5 kW-6100 kW (gaz) 5 kW-1700 kW (diesel)	0,8-0,9
Moteurs à combustion externe	1-15 kW 50 kW (en développement)	0,5-0,7

IEPF fiche technique Prisme Cogénération

Définitions Micro à grande cogénération

Pays	en kW				
	Micro	Mini	Petite	Moyenne	Grande
Autriche	< 50	–	50-200	200-700	> 700
Belgique	1-10	10-100	100-500	–	> 500
France	< 36	36-215	215-1000	–	> 1000

IEPF Fiche Technique Prisme Cogénération

87

Exemples micro-cogénération

(en dehors des moteurs à combustion interne)

Microturbine à gaz

Exemple : *Capstone*
30 kW_e
(η_e 26%)



Stirling

Exemple : *Whisper Tech*
1,2 kW_e
(η_e 14%)
8 kW_{th}



Pile à combustible PEM au gaz

Exemple : *Vaillant GmbH*
2,5 à 4,5 kW_e
5,6 à 9,1 kW_{th}



Rejets de GES durant la seule phase de combustion

La combustion de 1 kg de carbone dégage 3,66 kg de CO₂

Pouvoir calorifique et émissions de CO₂

relatives à la valeur énergétique de quelques combustibles

Combustible (valeurs particulières)	Pouvoir calorifique inférieur PCI (ou supérieur PCS)	Emission de CO ₂ par rapport à PCI (PCS) en kgCO ₂ /kWh
Charbon (anthracite)	8,1 kWh/kg (+ 3,3%)	0,35 (0,34)
Fuel domestique	11,6 kWh/kg (+ 5%)	0,28 (0,27)
Gaz naturel	10,4 kWh/m ³ (+ 10%)	0,2 (0,18)
Propane	12,9 kWh/kg (+ 8,5%)	0,24 (0,22)

Comparaison essence et gasoil, effet de la vente au litre :

Essence : 2,37 kg CO₂/litre (12,2 kWh_{PCI}/kg, 0,72 à 0,775 kg/dm³) => 0,25 à 0,27 kgCO₂/kWh_{PCI}

Gasoil : 2,64 kg CO₂/litre (11,6 kWh_{PCI}/kg, 0,82 à 0,845 kg/dm³) => 0,27 à 0,28 kgCO₂/kWh_{PCI}

1 L de gasoil émet donc environ 15% de CO₂ de plus qu'1 L d'essence car il est plus dense.
C'est le meilleur rendement des moteurs diesel qui permet de compenser...

Mais attention, les émissions sur l'ensemble du cycle de vie peuvent être bien supérieures à celles de la phase de combustion

88



Émissions de GES

(La combustion d'un kilogramme de carbone émet 3,6 kg de CO₂)

Pour obtenir **1 kWh de chaleur**, il faut brûler environ 96 dm³ (10,4 kWh_{PCL}/m³) de gaz naturel, ce qui rejette **200 g CO₂**

Pour produire **1 kWh d'électricité** (kWh_e) avec les meilleures centrales thermiques au gaz (rendement 60%), il faut 1,7 kWh de chaleur → **rejet de 340 g CO₂**

Avec le charbon, on peut dépasser : 1 kg CO₂/kWh_e

En France, 1 kWh_e nucléaire rejette 6 g CO₂ (moyenne mondiale : 60 g)

Et la **moyenne française** des émissions est d'environ **90 g CO₂ / kWh_e**

Dans le cas de **l'électricité éolienne et photovoltaïque** ou de toute autre source qui n'émet pas de gaz à effet de serre lors de la phase de conversion : les **émissions sont liées aux phases de fabrication et de recyclage**, donc à la quantité et au type d'énergie consommée.

C'est toujours bien plus faible que ce qui est produit avec les combustibles fossiles.



Relation émissions de CO₂ / rendement dans les centrales thermiques à combustibles fossiles

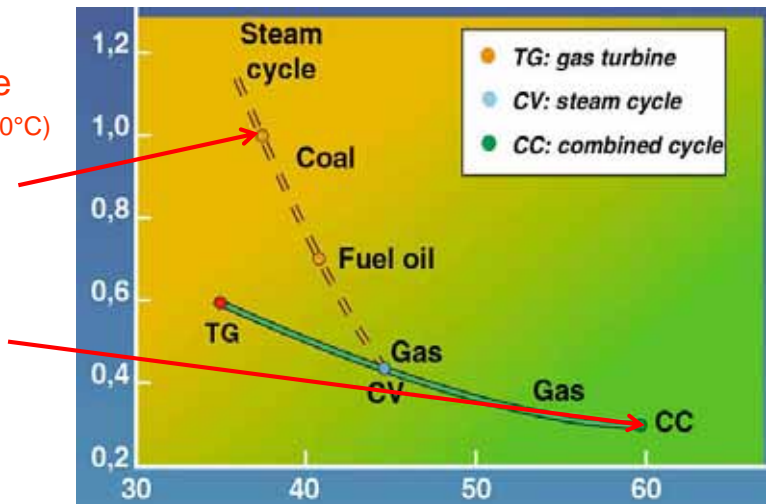
(attention : sur la seule phase de combustion)

kg CO₂ / kWh_e

Pour produire 1 kWh électrique
(par exemple : 20 litres d'eau chaude de +40°C)

- charbon_{vapeur} : 1 kg de CO₂

- gaz_{cycle combiné} : 0,36 kg de CO₂

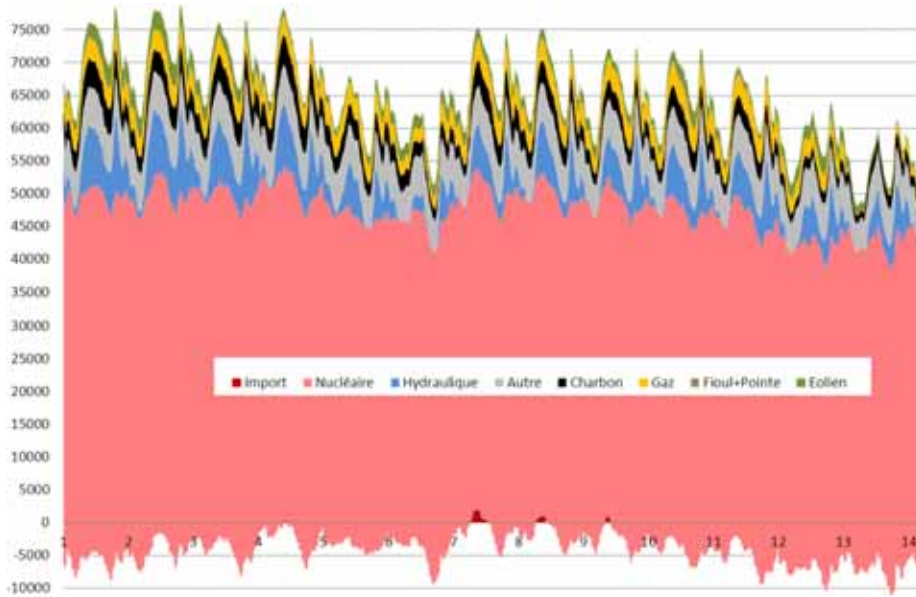


Source : IFP

η (%)



Les émissions de CO₂ de l'électricité varient en fonction du mix instantané



Sensibilité à la température ambiante

En 1980-81 :
+ 400 MW/°C

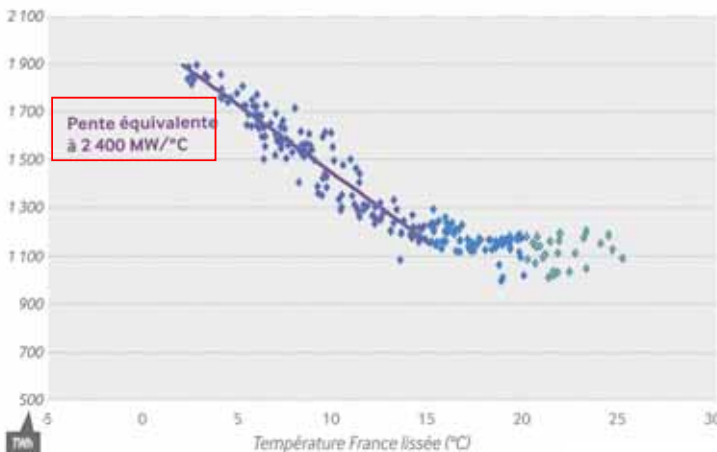
Actuellement :
+ 2 400 MW/°C

Explication : croissance de la part du chauffage électrique

En janvier 2005, la France a admis que le chauffage électrique rejetait 180 gCO₂/kWh (c'est plus aujourd'hui, sans doute environ 500 g)

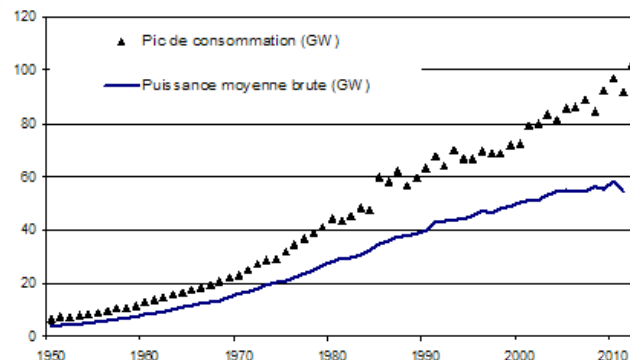


France : corrélation puissance appelée – températures froides



Source : rapport RTE 2013

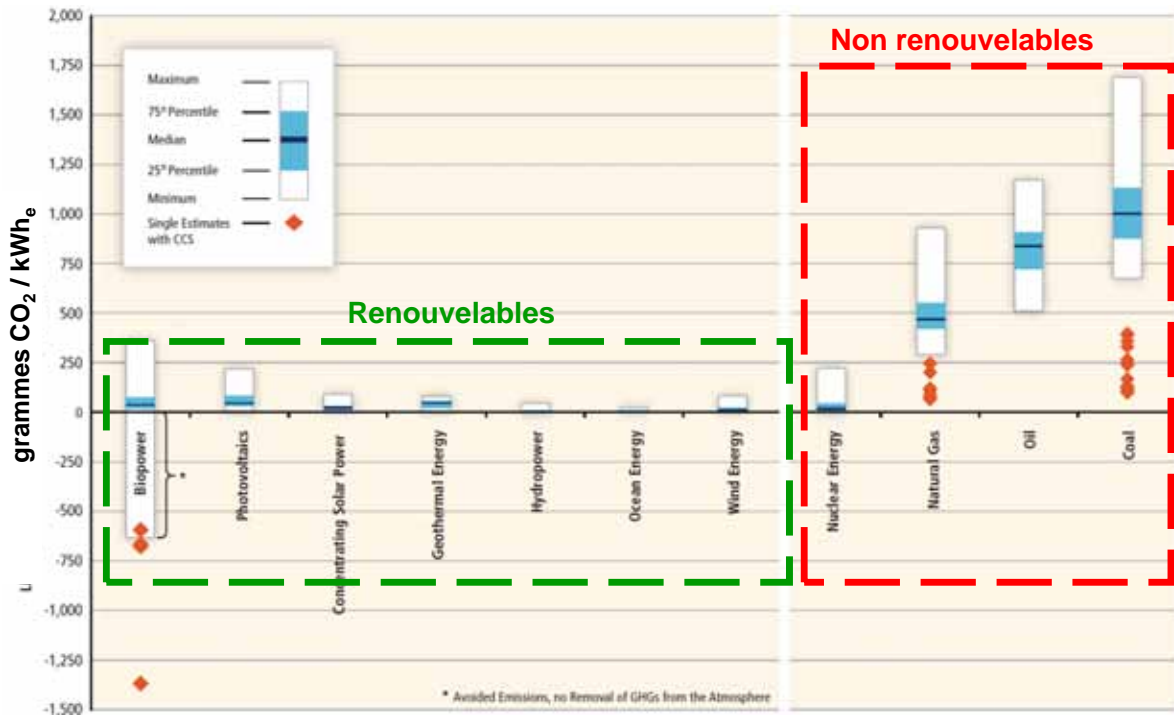
La valeur maximale de puissance croit 2,5 fois plus vite que la puissance moyenne :



Source : RTE



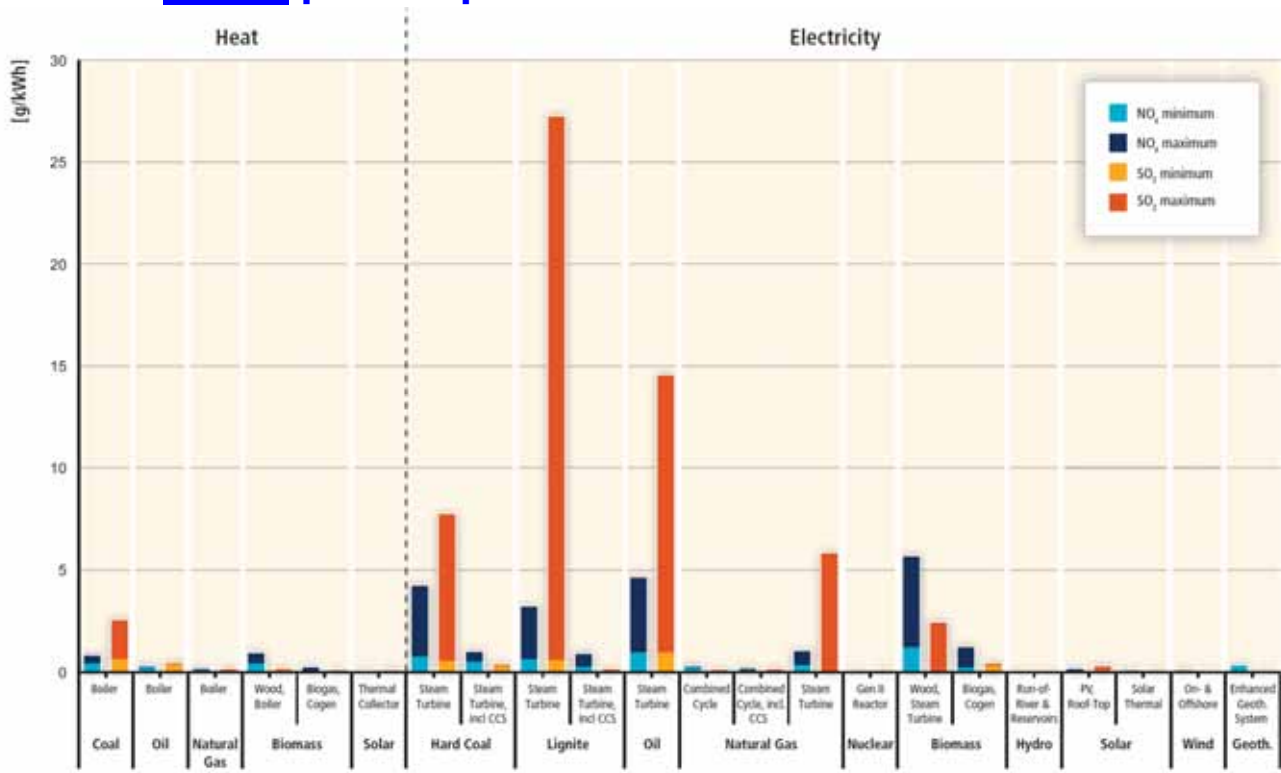
Bilan des émissions de GES sur cycle de vie dues à la production d'électricité



Source : IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, 2011
Ch. 9 : Renewable Energy in the Context of Sustainable Development



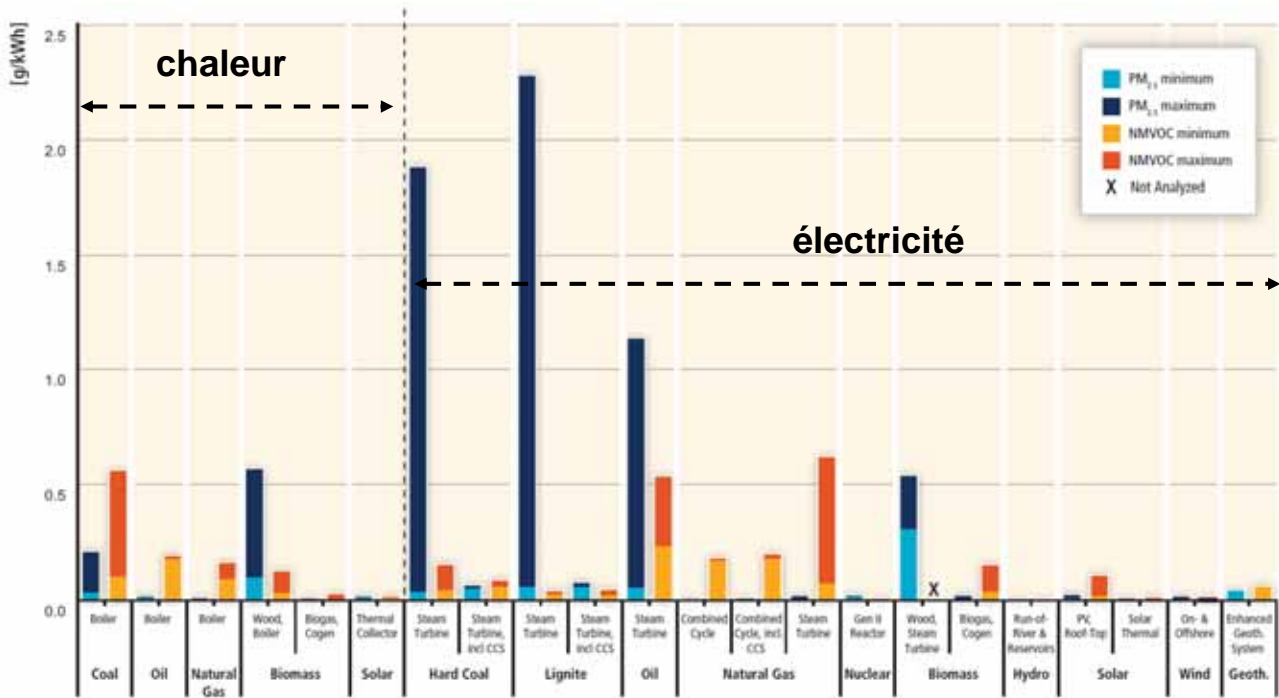
Bilan des émissions de NOx et SO₂ en g/kWh sur cycle de vie pour la production de chaleur et d'électricité



Source : IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, 2011
Ch. 9 : Renewable Energy in the Context of Sustainable Development



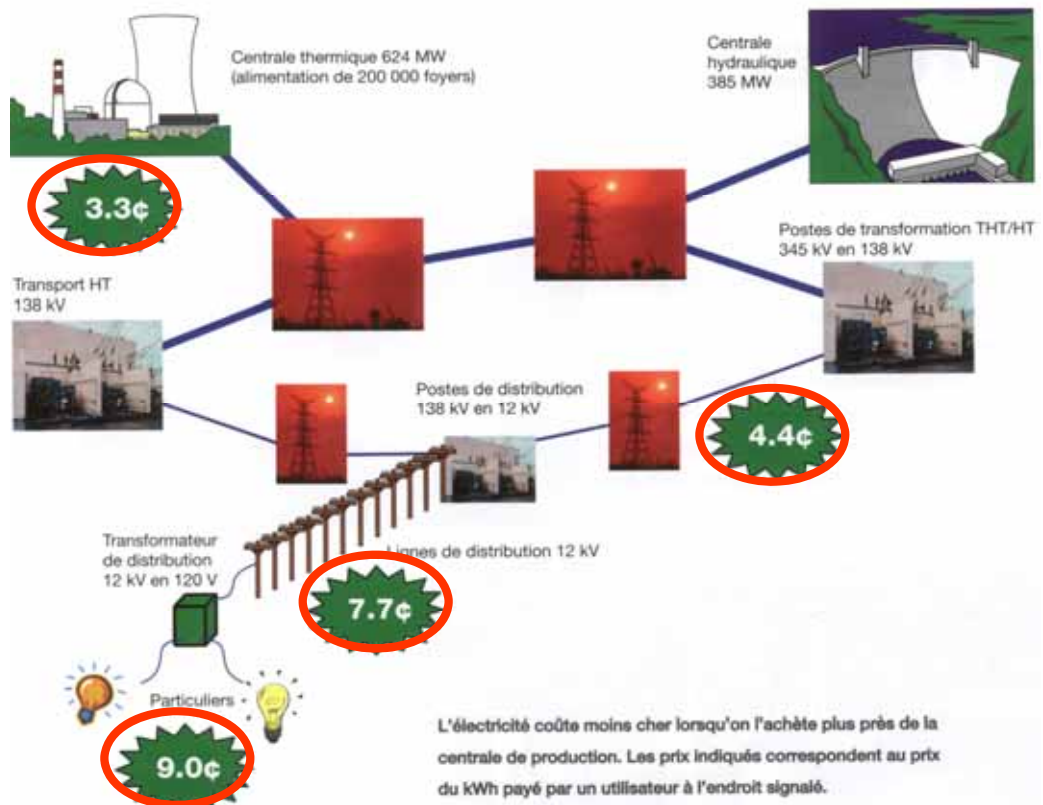
Bilan des émissions de particules fines et de COV en g/kWh sur cycle de vie pour la production d'électricité et de chaleur



Source : IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, 2011
Ch. 9 : Renewable Energy in the Context of Sustainable Development



Attention aux comparaisons de coûts de l'électricité (production + transport + distribution)



Source : revue ABB mars 2000



Exemples de calculs économiques simplifiés de coûts de production électrique

Exemple 1 : à partir d'un combustible (centrale thermique, turbine à combustion)

Investissement : 500 €/kW

Durée de vie : 20 ans

Combustible pétrole : 80 €/baril (1 baril = 1700 kWh_{pci} => 4,7 c€/kWh_{pci}),

Avec un rendement de 30%, il faut 3,3 kWh_{pci} pour obtenir 1 kWh_e

Ainsi, pour obtenir 1 kWh_e il faut dépenser **14 c€ de combustible** (non renouvelable)

Si l'usine fonctionne pendant 20 ans durant 3000 heures par an,

la part de l'investissement dans le coût de revient vaut :

500 € pour 1 kW qui produit : 1 kW x 3000 h x 20 = 60 000 kWh_e donc **0,8 c€/kWh_e**

prix total = 14,8 c€/kWh_e

Avec les combustibles fossiles, la part du combustible est dominante

Exemple 2 : à partir d'une éolienne

Investissement : 1200 €/kW

Durée de vie : 20 ans

Le vent est gratuit : 0 €/kWh_e dû à l'énergie primaire

Si l'éolienne est implantée sur un site dont la productivité annuelle est :

de 2000 heures, 1 kW produit 40 000 kWh_e (en 20 ans), le prix de revient est : **3 c€/kWh_e**

de 3000 heures, ---- 60 000 kWh_e ---- **: 2 c€/kWh_e**

Avec les ressources renouvelables gratuites, la part de l'investissement et les performances du site sont dominantes

97

B. Multon ENS de Rennes



Temps de retour sur investissement énergétique des convertisseurs de ressources renouvelables

Photovoltaïque en toiture

Calculs sur une base de 1 kWh_e => 3,5 kWh_{pNR} consommés



Pour une durée de vie de 30 ans

Technologie/ Energie grise	Nord Europe (900 heures par an)	Sud Europe (1700 heures par an)
Silicium cristallin (14%) / 5,8 kWh / Wp	1,8 années	1 an
Silicium couches minces (9%) / 3,8 kWh / Wp	1,2 années	0,6 an.
CdTe (11%) / 2,1 kWh / Wp	0,7 an.	0,35 an.

Source : Energy Research Centre of the Netherlands, Workshop Photovoltaik-Modultechnik, Nov. 2009.

Eolien (terrestre, grandes machines)

Pour une durée de vie de 20 ans

Exemple Gamesa G8X (2 MW – 80 m) : 1,6 GWh_p (tout compris)

Site normalement venté : 2000 h/an => 4 GWh/an => **1,3 mois**

Site terrestre bien venté : 2700 h/an => 5,4 GWh/an => **1 mois**

(Calculs sur une base de 1 kWh_e => 3,5 kWh_{pNR} consommés)



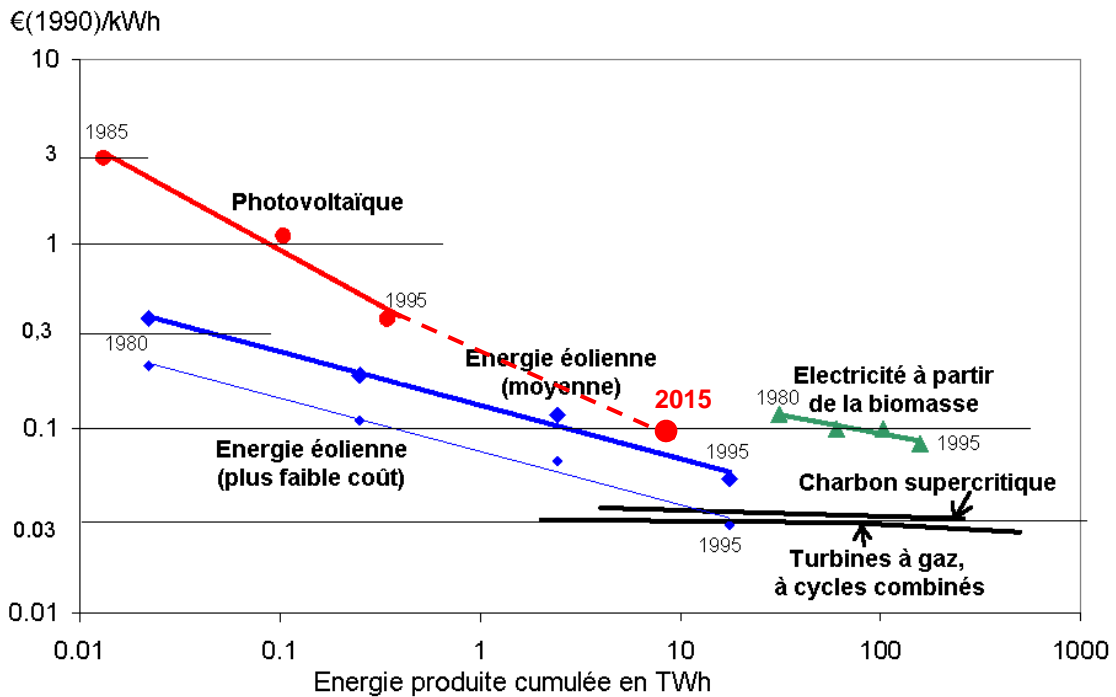
Source : E. Martinez et al., "Life cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine", Elsevier Ren. Energy 2009

98

B. Multon ENS de Rennes



Impact des volumes de production sur les coûts (courbes d'apprentissage économiques)



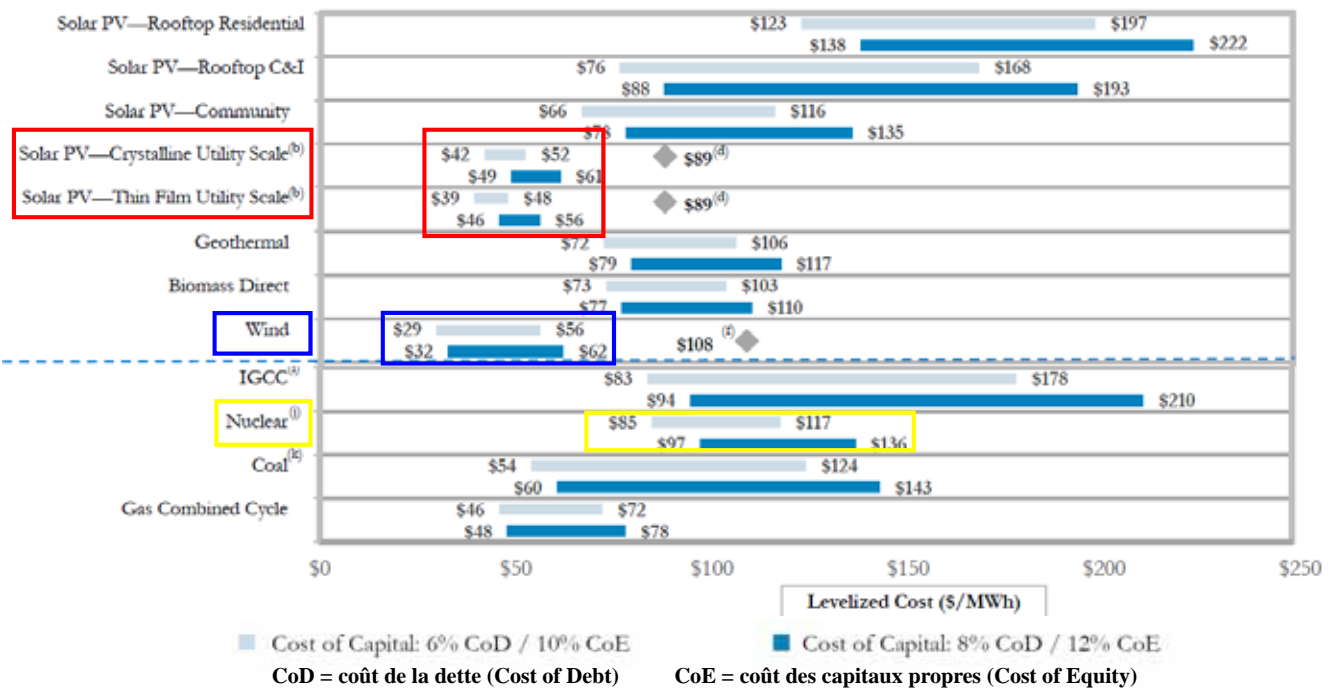
NGCC = Natural gas combined-cycle turbine



Comparaison des coûts actualisés USA de production d'électricité en \$/kWh_e

Rapport banque Lazard pour les **USA** (déc. 2016)

LCOE = Levelized Cost of Electricity

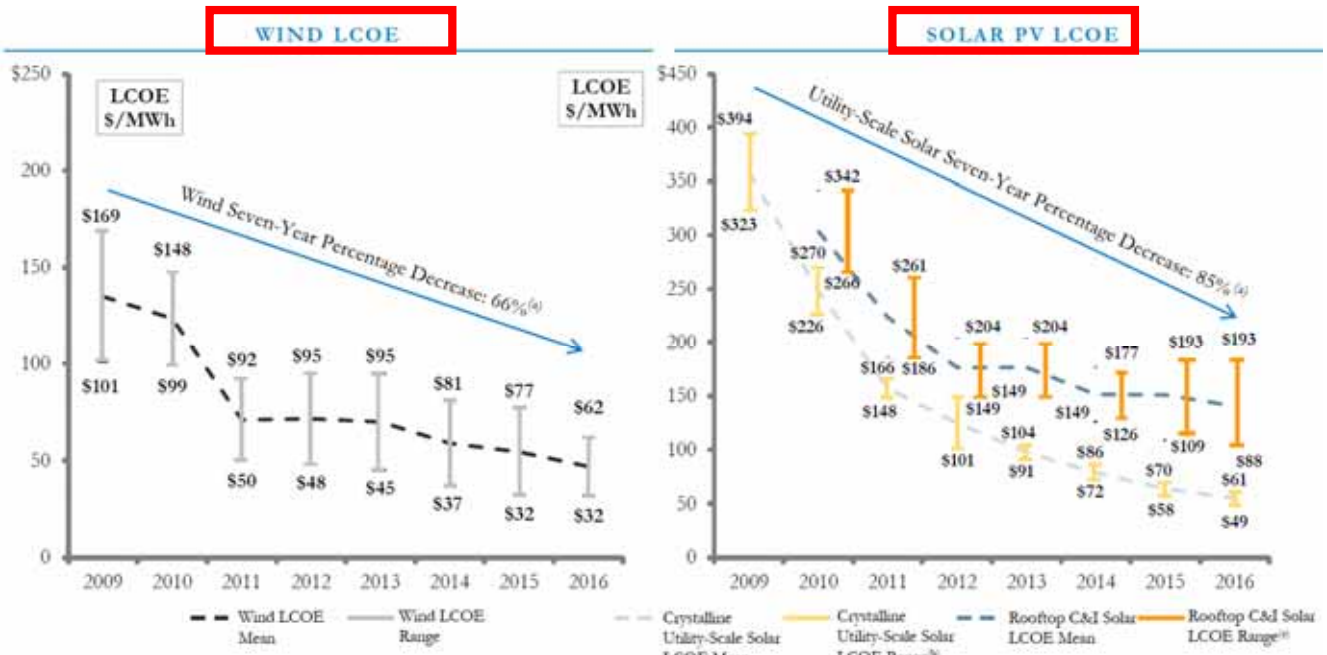




Baisse des coûts de production éolien et PV

Rapport banque Lazard pour les **USA** (dec. 2016)

LCOE = Levelized Cost of Electricity

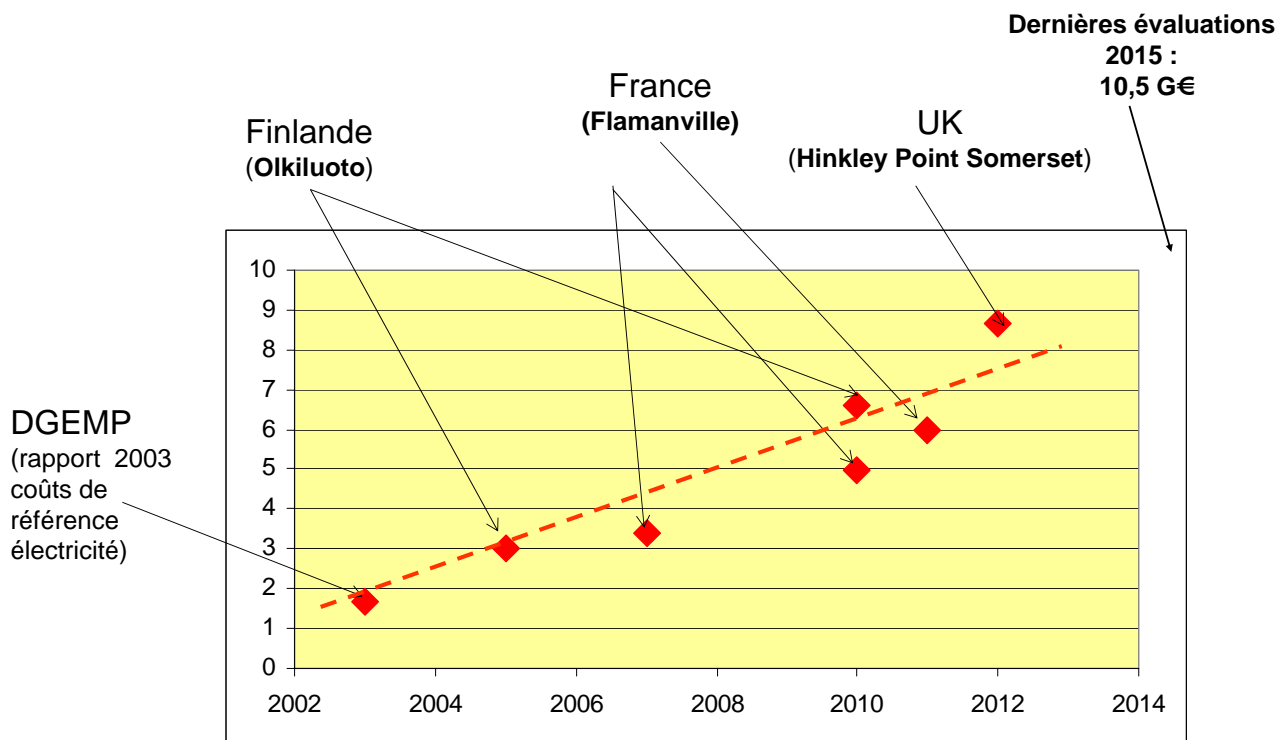


Source : : Lazard's levelized cost of energy analysis - Version 10.0 dec. 2016

<https://www.lazard.com/media/438038/levelized-cost-of-energy-v100.pdf>



Cas des coûts d'investissement du réacteur nucléaire EPR : une courbe d'apprentissage inversée





Bibliographie

1/2

1- Rapports

- Commission Européenne Énergie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables. Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaires , 1998.
- GIEC, « Changements Climatiques 2007. Rapport de synthèse, 2007.
- Réseau de Transport d'Électricité (RTE), Énergie électrique en France 2012.
- MEADOWS D.H. et al. The limits to growth : a report for The Club of Rome's project on the predicament of mankind. -- New York : Universe Books, 1972.
- FAULSTICH M. et al., « 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar » (100% d'électricité renouvelable d'ici 2050: respect du climat, sûreté, économie), SRU mai 2010.
- KLAUS T. et al. Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen (Énergie Objectif 2050: 100% d'électricité provenant de sources renouvelables), rapport 238 p., July 2010.
- Agence Internationale de l'Énergie, Energy Statistics Manual.
- CHAVANNE X., Le rendement énergétique de la production pétrolière, rapports de l'ASPO (Association pour l'étude des pics de production de pétrole et de gaz naturel), annexe 10 2006, en ligne, <http://aspofrance.viabloga.com/texts/documents>.
- Chiffres clés de l'énergie en France, rapport annuel 2012 www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr.
- International Energy Agency, Key World Energy Statistics, 2012.
- Scénario négaWatt 2011, téléchargeable sur www.negawatt.org
- La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde en 2012.
- NALUKOWE (B) et al. ,Life Cycle Assessment of a Wind Turbine, Technical report, may 2006.
- KORONEOS (C.), STYLOS (N.), MOUSSIOPOULOS (N.) Life cycle assessment of Multicrystalline Silicon Photovoltaic Systems. LCA, vol.11 :129-136, 2006.
- VOORSPOOLS (K.R.), BROUWERS (E.A.), rouwers, William D. D'HAESELEER (W.D.), Emission indirectes des gaz à effet de serre des centrales "à emission zero", Université Catholique de Louvain, 2009.
- LAHERRÈRE (J.). - Énergie, Nature et les hommes, cours du master OSE 30 Octobre 2012, en ligne.

2- Articles et ouvrages

- [BAS_00] BASTARD (P.). - Electricité Voyage au cœur du système, Eyrolles 2000
- [BER_01] BERGOUNOUS (J.). - Le secteur électrique : du monopole à la concurrence. Techniques de l'Ingénieur, D 4 007, Traité Génie électrique, novembre 2001.
- [CAHB_97] CHABOT (B.). - Énergies renouvelables. Encyclopaedia Universalis 1997.
- [JOUZ_07] JOUZEL (J.), DEBROISE (A), Climat jeu dangereux, Dunod 2007.
- [DGE_03] Coûts de référence de la production électrique, Rapport DGEMP/DIDEME/SD6, décembre 2003.
- [KOO_02] KOOMEY (J.). - Latest Measured Data on Data Center Power Use in the U.S.. 2002 NEMS conference (National Energy Modeling System), March 2002.

103

B. Multon ENS de Rennes



Bibliographie

2/2

2- Articles et ouvrages (suite)

- [MAN_00] MANUELE (J.). - Shell Projects on Renewable Energy Course ESD166J – Sustainable Energy, may 2000.
- [MAY_02] MAYER (D.), NEIRAC (F.P.). - La production répartie d'électricité : techniques et perspectives dans le contexte européen. GEVIQ' 2002, Marseille juin 2002, pp. 48-54.
- [MUL_03] MULTON (B.). « Production d'électricité par des sources renouvelables », Techniques de l'Ingénieur, Traité de Génie Electrique, D4005/6, mai 2003.
- [CGDD_09] Commissariat Général au Développement Durable. Chiffres clés de l'énergie, éditions 2009.
- [Mul_11] B. MULTON, Y. THIAUX, H. BEN AHMED, « Consommation d'énergie, ressources énergétiques et place de l'électricité », Techniques de l'Ingénieur, Traité de Génie Electrique, D3900v2, 2011.
- [Mul_11-12] B. MULTON (coordinateur) : Énergies marines renouvelables, aspects généraux, éolien, marémoteur et hydrolien. Hermès EGEM, oct. 2011, 384 p. Énergie thermique, houlomotricité et technologies de conversion et de transport pour les énergies marines. Hermès EGEM, fév. 2012, 368 p.
- [Mul_06] B. MULTON, A. CLÉMENT, M. RUELLAN, J. SEIGNEURBIEUX, H. BEN AHMED, « Systèmes de conversion des ressources énergétiques marines », Chapitre 7 du tome 1 du livre « Les Nouvelles Technologies de l'Énergie », dirigé par J.C. Sabonnadière, Hermès Publishing, ISBN 2-7462-1376-1, 2006, 45p.
- [Piz_00] D.J. PIZER, C.H. RETZLER, R.W. YEMM, "The OPD Pelamis: Experimental and numerical results from the hydrodynamic work program", Wave Energy Conferences, Alborg 2000.
- [Sab_06] J.C. SABONNADIÈRE (coordinateur) , "Les Nouvelles Technologies de l'Énergie", Hermès Publishing, ISBN 2-7462-1376-1, 2006
- [VEG_99] L. A. Vega, "Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)", OTEC- December 1999.

3- Organismes d'information sur les questions énergétiques et électriques

- Conseil Mondial de l'Énergie (World Energy Council) <http://www.worldenergy.org/wec-geis/>
- International Energy Agency (IEA) <http://www.iea.org>
- Energy Information Administration (EIA) (Départ. de l'Énergie du gouvernement US) <http://www.eia.doe.gov/>
- Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie ADEME <http://www.ademe.fr>
- Électricité de France EDF <http://www.edf.fr/>
- Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives CEA <http://www.cea.fr/>
- Comité de liaison Énergies Renouvelables CLER <http://www.cler.org>
- Institut Français du Pétrole IFP <http://www.ifp.fr>
- Direction Générale de l'Énergie et du climat DGEC <http://www.developpement-durable.gouv.fr/>
- Observatoire des Énergies Renouvelables Observ'ER <http://energies-renouvelables.org>
- Énergie Plus <http://www.energie-plus.com/>
- Association Négawatt : <http://www.negawatt.org/>

104

B. Multon ENS de Rennes

Aérogénérateurs électriques



1

B. Multon ENS de Rennes



Historique

Voiles bateaux → Premiers moulin à vent (Perse 600 avJC)



Pompage dans les polders (Hollande)



Pompage de l'eau

Production d'électricité

1891 : 1er aérogénérateur **Danemark** (La Cour)

1941 : **USA** bipale de 1,25 MW

France : **1920** bipale ϕ 20 m (CEM)

1950-60 tripale ϕ 30 m 800 kW

bipale ϕ 35 m 1 MW

Californie : **années 1980** près de 400 MW en 1985



Wind-rush californien

2

B. Multon ENS de Rennes



Deux grands secteurs d'application :

- **sites isolés**, camping, bateaux... **qq 10 W à qq 10 kW**

Ex. 1 : 400 W



Ex. 2 : USA 10 kW



- **production au fil du vent couplé au réseau**
qq MW par unités



Ex. 3 Plougras : 8 x 750 kW



Ex. 4 : Middelgrunden : 20 x 2 MW

Source: Bundesverband WindEnergie e.V.



Ressources énergétiques du vent

(sous produit solaire)

30.10⁶ TWh_p dans l'atmosphère terrestre

Monde : potentiel technique mondial terrestre 20 000 à 125 000 TWh
offshore 4 000 à 37 000 TWh

(source : Wiser, R. et al., "Wind Energy. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, 2011)

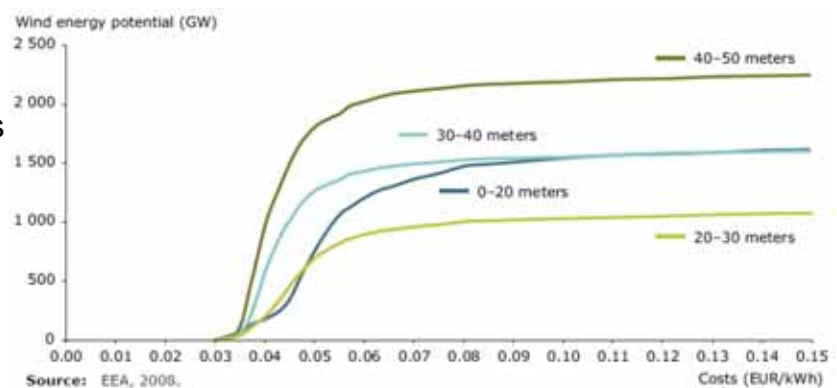
Humanité : 160 000 TWh_p consommés et 24 000 TWh_e produits

CEE : potentiel technique terrestre 45 000 TWh_e et offshore 30 000 TWh_e

France : ----- terrestre 5 300 TWh_e et ----- 1 900 TWh_e

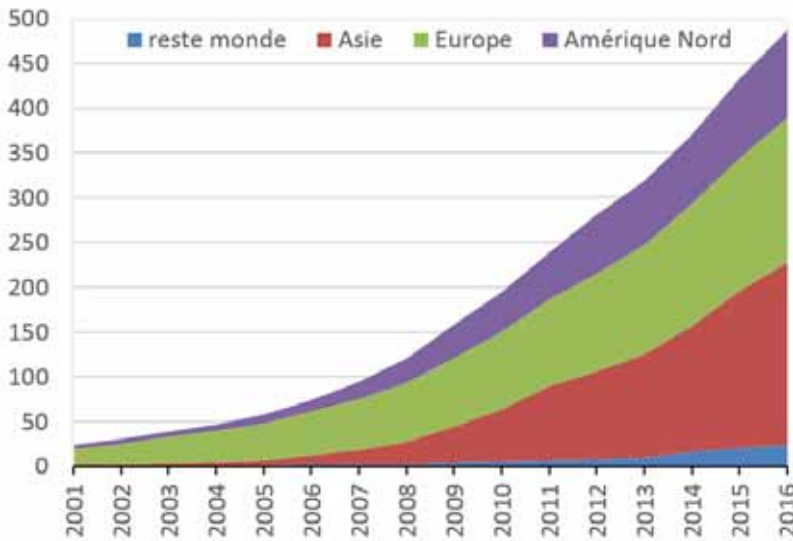
(source : Europe's onshore and offshore wind energy potential, EEA Technical report N° 6/2009)

Potentiel offshore européen
en fonction de la profondeur
des fonds et des coûts





Croissance de la filière éolienne (GW cumulés)



Fin 2016 : 487 **GW** installés (14 GW offshore)
 Monde 2016 : 810 TWh (3,2 %)
 France 2016 : 11,7 GW – 21 TWh (3,9%)
 Allemagne 2016 : 50 GW-78,9 TWh (12,3%)

Nombre d'heures équivalentes à pleine puissance :
 > 2000 à 3500 h en terrestre (1 GW produit 2 à 3,5 TWh)
 > 3000 h en offshore (1 GW produit plus de 3 TWh)

Croissance moyenne 2006-2016 : 21%/an

55 GW de nouvelles installations en 2016 (+13%)
 Environ la moitié en Chine

Environ : 1 à 1,5 emplois / MW pour fabriquer et installer
 dont 0,2 emplois/MW pour la maintenance



Installations éolienne en Europe, fin 2016

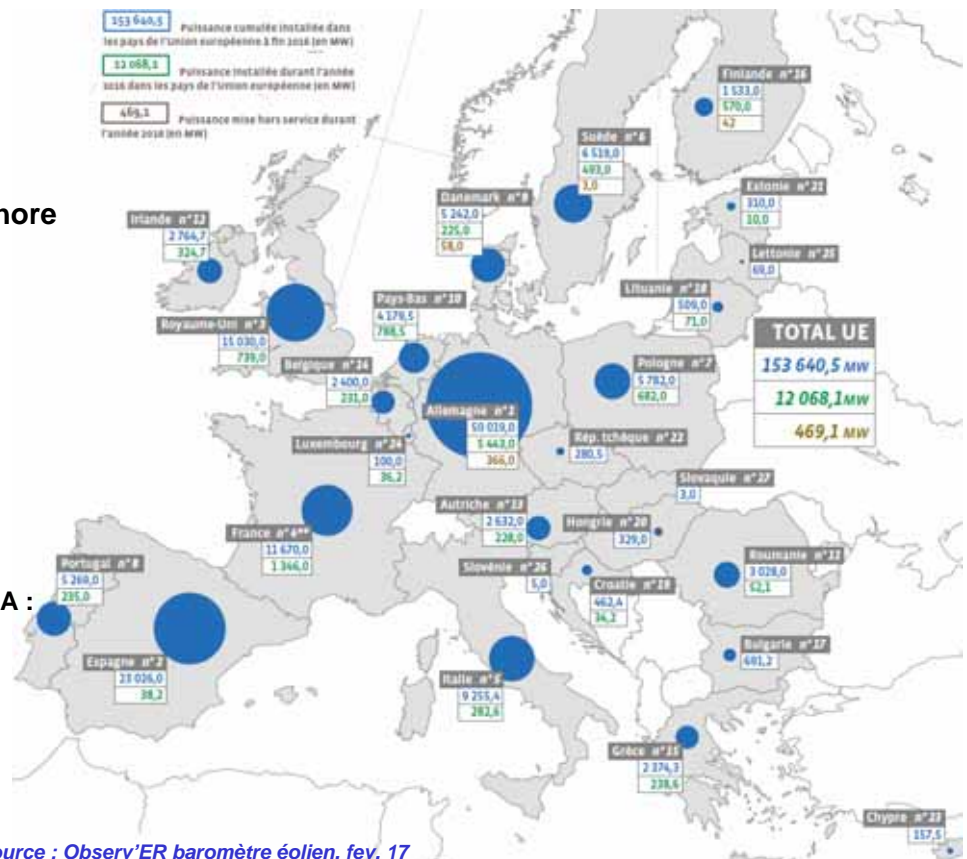
UE 28 : **153,6 GW**
 dont 12,4 GW offshore
 303 TWh produits

Prévisions pour l'Europe :

Prévisions initiales EWEA : 80 GW fin 2010
 Voeux initiaux du livre blanc : 40 GW
84 GW réalisés (fin 2010)

Scénarios median 2014 EWEA :
 - pour **2020** 192 GW (dont 23 GW offshore 442 TWh, 14,9% de la conso europ. 2020)

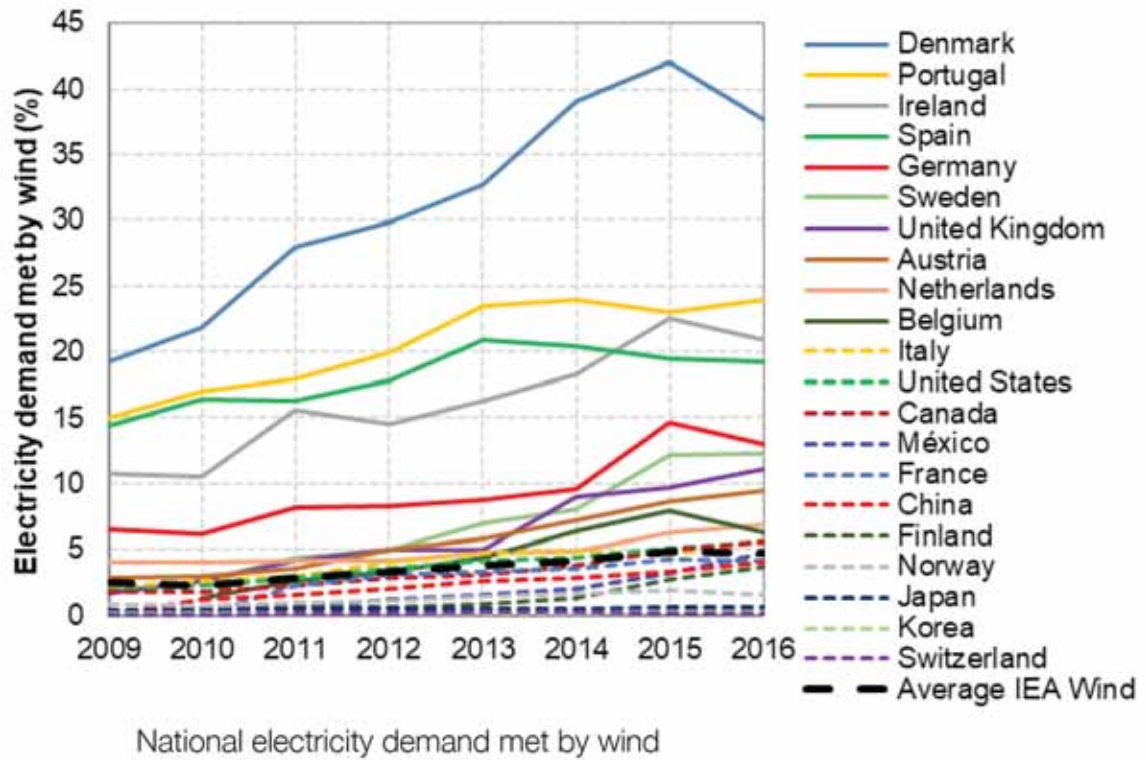
- pour **2030** (median) : 320 GW (dont 66 GW offshore 778 TWh 24,4% de l'UE)



Source : Observ'ER baromètre éolien, fev. 17



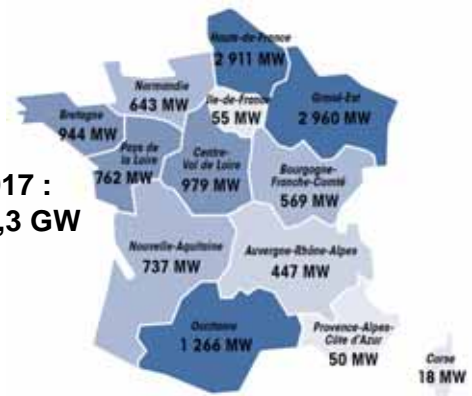
Part de l'éolien dans la production électrique par pays



Situation France

fin 2016 : 11 GW (environ)
21 TWh produits sur l'année

Situation 30 juin 2017 :
12,3 GW



Objectifs initiaux de 2010...

Pour fin 2012:

11,5 GW dont 1 GW en mer
(en réalité : 7,5 GW + 0 GW)

Pour fin 2020 :

25 GW dont 6 GW en mer (peu probable)



* Trajectoire prévue jusqu'en 2020 par le plan national d'action en faveur des énergies renouvelables (PNA EnR), dans le cadre de la Directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables.

** La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit un premier objectif de puissance installée pour fin 2018 et deux options (haute et basse) pour fin 2023 (cf. décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016).

Champ : métropole et DOM.

Source : SOeS d'après Enedis, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD



Fermes éoliennes offshore, désormais matures

Première ferme éolienne offshore

en Baltique Danemark (Vindeby) 1991 : 11 x 450 kW



En 2001 : Middelgrunden (Danemark) 20 x 2 MW

En dec. 2002 : Horns Rev Danemark : 80 x 2 MW



Royaume Uni : 1^{er}



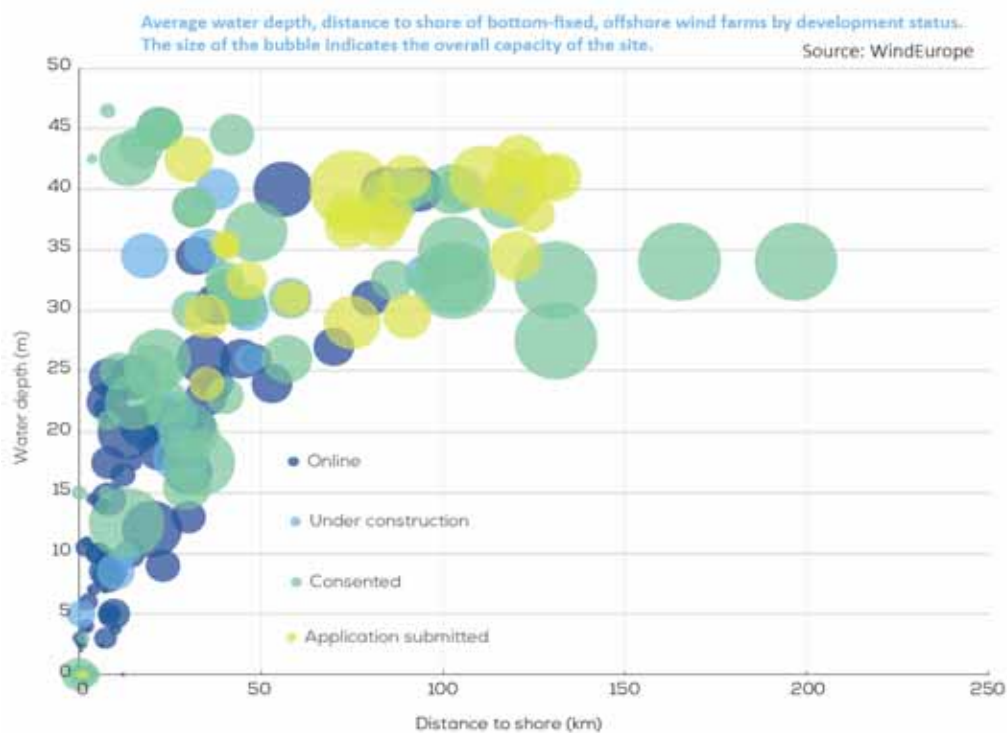
9

B. Multon ENS de Rennes



Fermes offshore :

de plus en plus puissantes, de plus en plus loin des côtes



Source : Wind Europe, The European offshore wind industry – key trends and statistics 2016, Feb. 2017

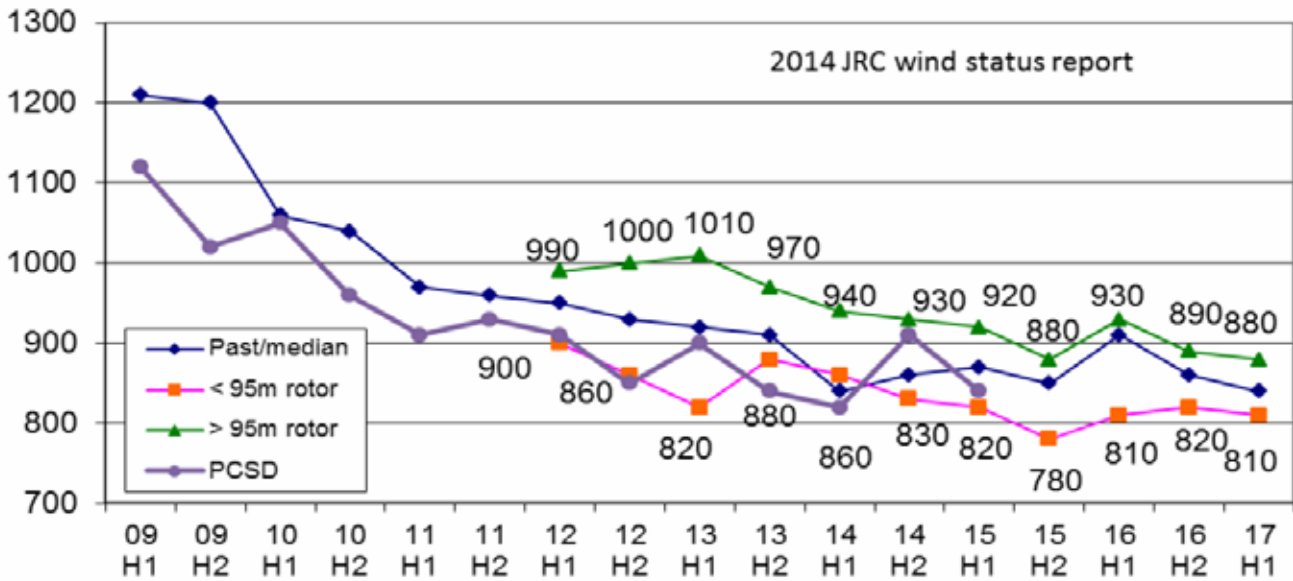
10

B. Multon ENS de Rennes



Prix des machines complètes (hors raccordement au réseau et génie civil)

Wind turbine price index (BNEF) in €/kW, world except.-China



PCSD = Price contract by signature date

Source : Wind Status Report JRC 2015



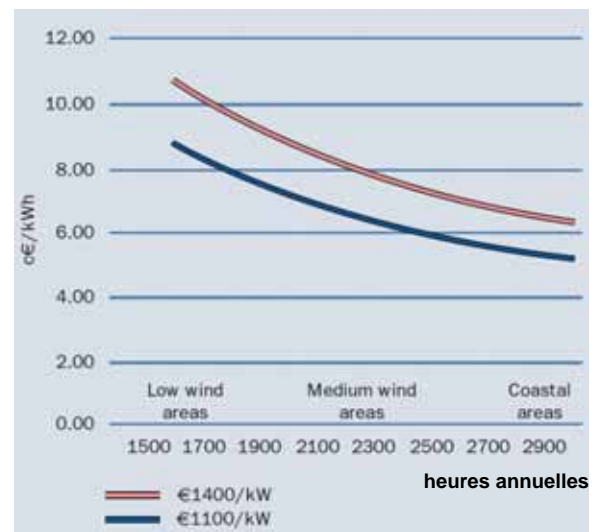
Coûts d'investissement (installation complète) et de production (€/W_p) (€/kWh)

Terrestre :

	Investment (€1000/MW)	Share (%)
Turbine (ex-works)	928	75.6
Foundations	80	6.5
Electric installation	18	1.5
Grid connection	109	8.9
Control systems	4	0.3
Consultancy	15	1.2
Land	48	3.9
Financial costs	15	1.2
Road	11	0.9
Total	1227	100

Source : Riso, EWEA 2009

$\cong 1,4 \text{ €/W}_p$



Source : Riso, EWEA 2009

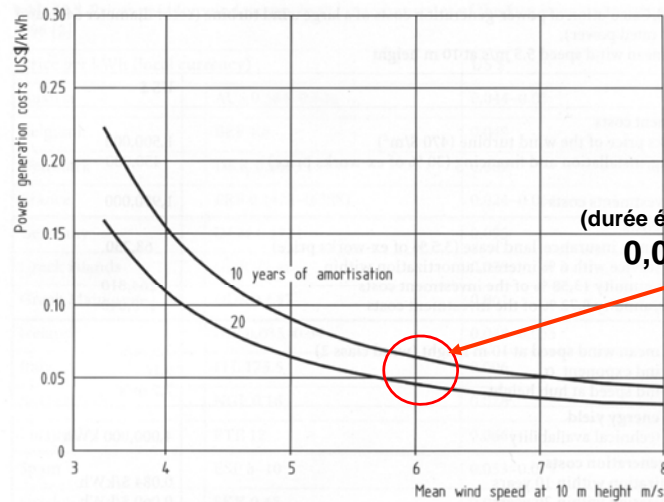
En 2016 en France : coûts d'investissement en zone terrestre entre **1,2 et 1,6 €/W**

Coûts de maintenance : 1 à 2% de l'investissement par an + 6 à 14 €/MWh (moyenne 10)
Autres coûts de fonctionnement : 10 €/MWh

Offshore moyenne Europe 2012 : **2,9 à 3,9 €/W**



Le coût de production dépend des conditions de productivité des sites et de la durée d'amortissement



Power-generation costs of a medium-sized wind turbine with 40 m rotor diameter and 500 kW rated power in dependency of the annual mean wind speed at 10 m height and the amortization time

Source :
E. HAU, Wind-Turbines,
Springer, 2000.

Attention, ne pas confondre :

- Coût de revient de l'électricité éolienne
(sur la vie de la machine, incluant taux d'intérêt, maintenance, réparations importantes...)
- Tarif incitatif d'achat sur le réseau
(défini pour attirer des investisseurs avec temps de retour sur investissement d'environ 8 ans)

13

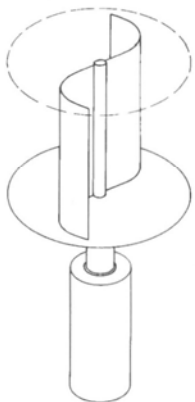
B. Multon ENS de Rennes



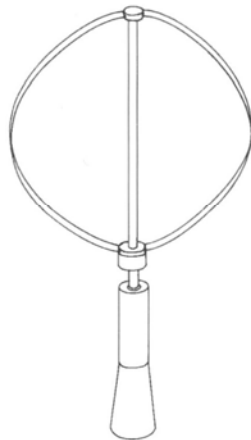
Types de turbines

Axe vertical

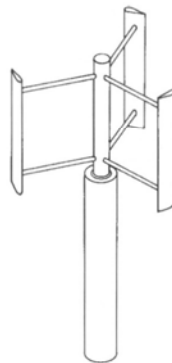
Savonius Rotor



Darrieus Rotor

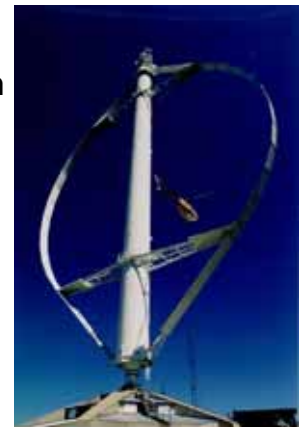


H-Rotor



E. HAU, Wind-Turbines, Springer, 2000.

Darrieus
4 MW 110m



AG Windrotor qq kW

B. Multon ENS de Rennes

Av. : machinerie au sol
pas de dispositif d'orientation

Inc. : nécessité (Darrieus) d'un démarrage assisté
grande sensibilité de C_p à la vitesse

14



Types de turbines

Axe horizontal : dispositifs les plus fréquents



Bipale Lagerwey 250 kW



Tripale Nordex 1,5 MW



Rotor sous le vent
(Vergnet 220 kW)



Airwind 400 W



Système à concentrateur
(état prototypes et concept)



Limite du rendement aérodynamique

Puissance aérodynamique :
$$P = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S_{\text{balayée}} \cdot V^3$$



Source :
www.windpower.dk

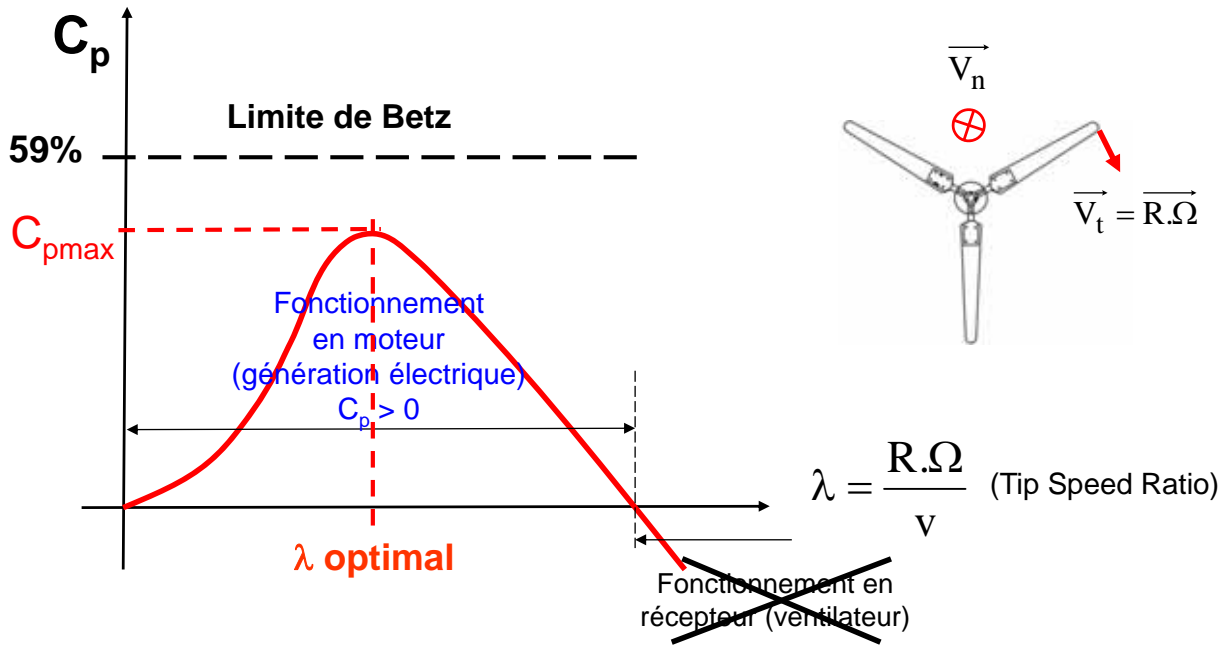
Théorie de Betz : C_p maximal pour une certaine vitesse $16/27 = 0,59$

$$P_{\text{Limite}} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot S_{\text{balayée}} \cdot V^3$$

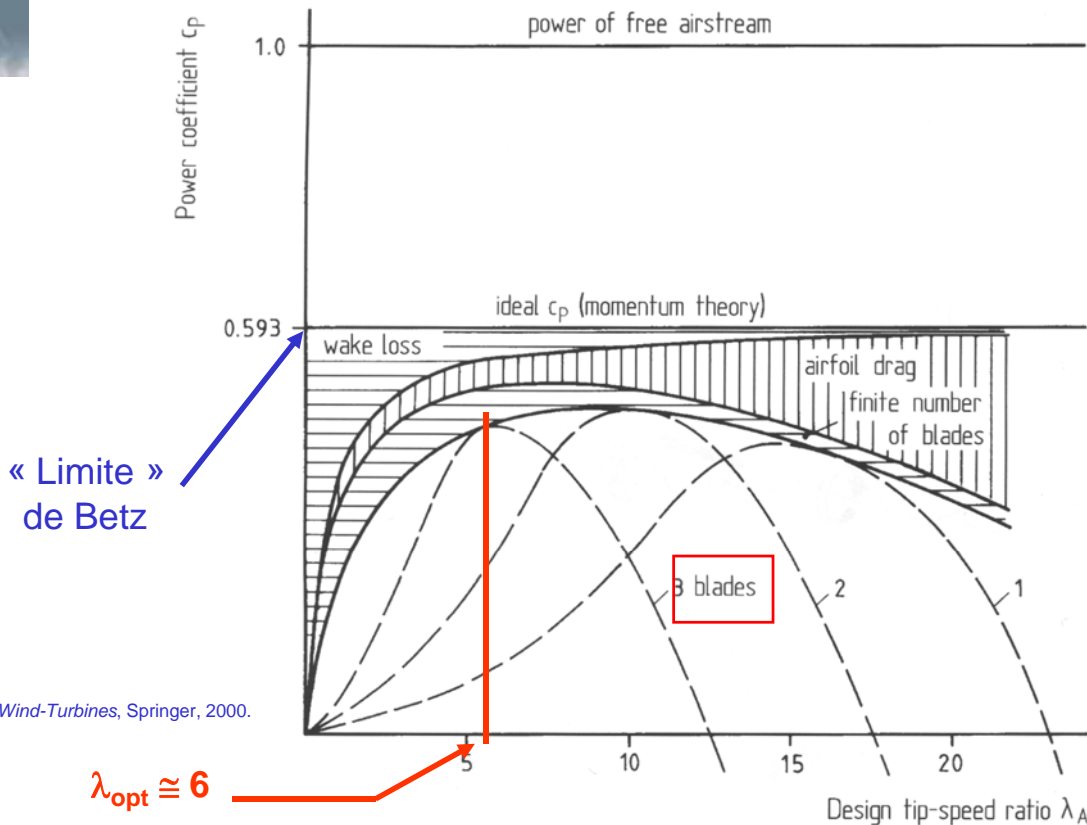
Vitesse de rotation normalisée : TSR ou $\lambda = \frac{R \cdot \Omega}{V}$
(tip speed ratio : TSR)



Allure typique du rendement aérodynamique d'une turbine : $C_p(\lambda)$

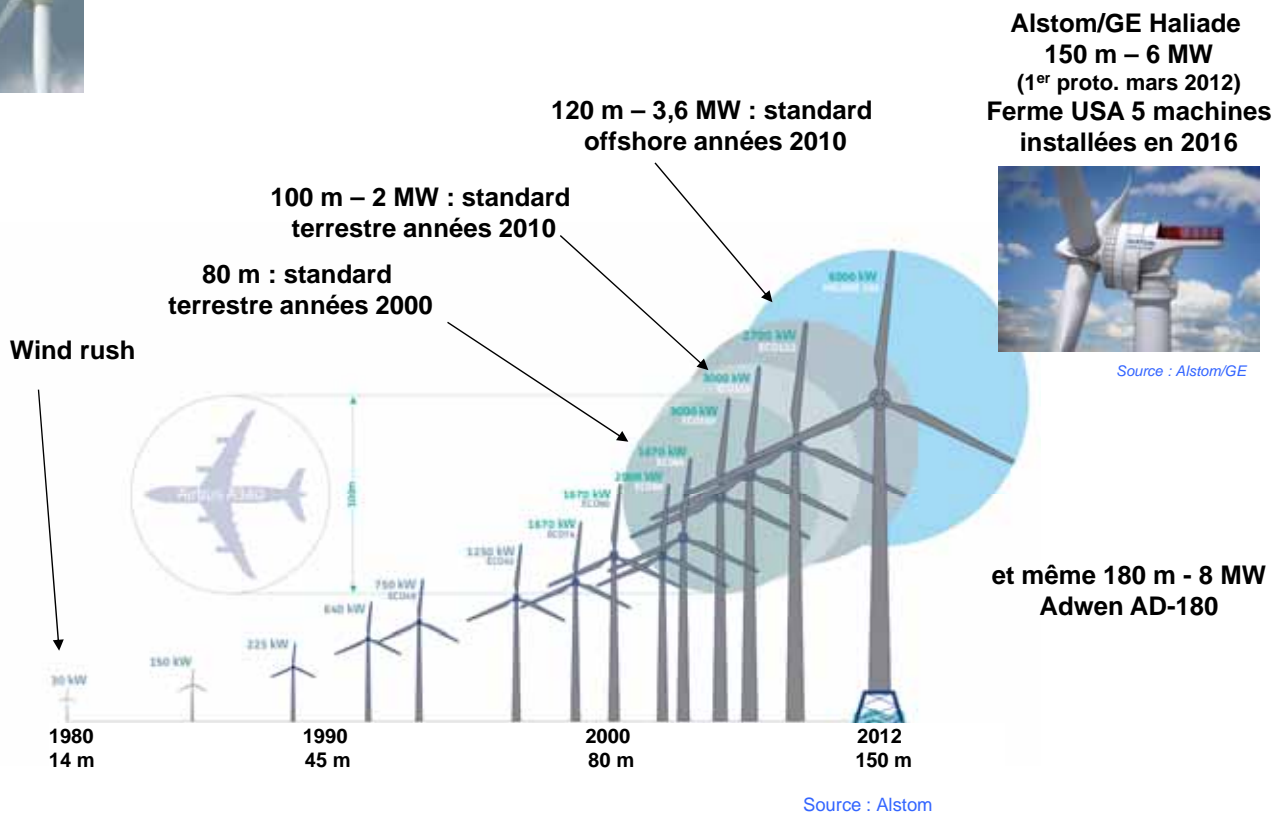


Turbines à axe horizontal 1, 2 et 3 pales

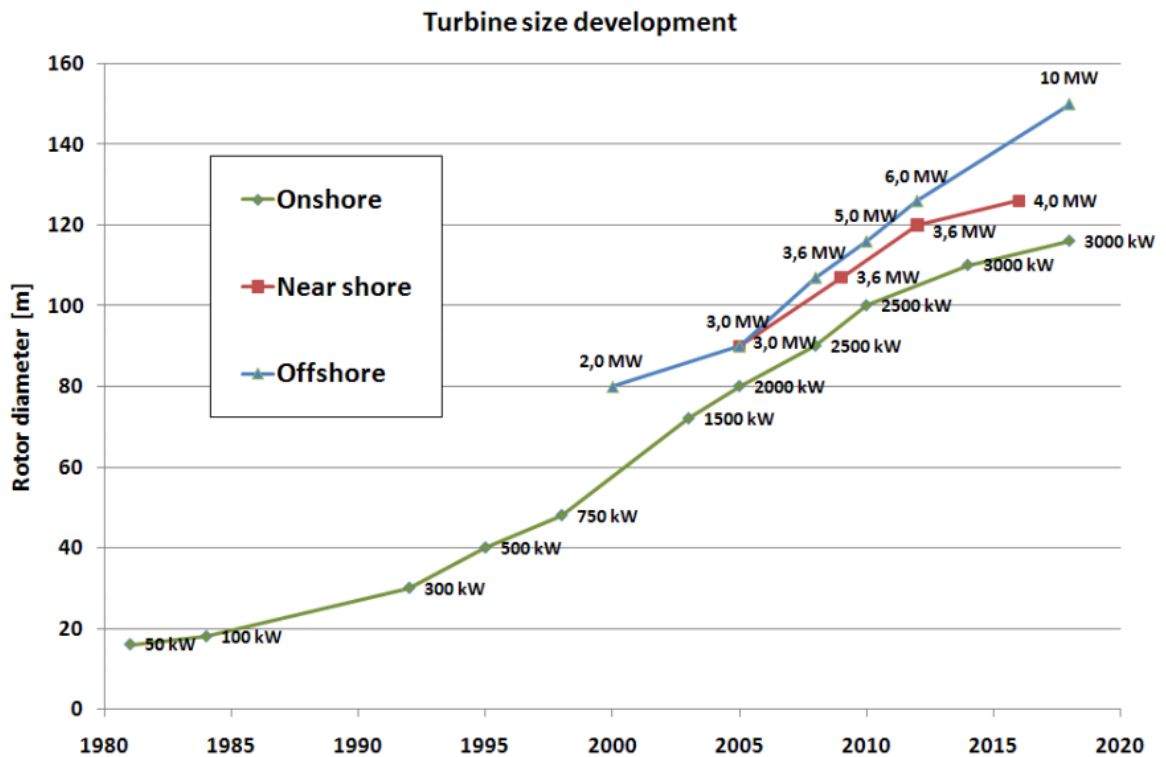




Évolutions des dimensions des turbines



Évolutions des dimensions des turbines terrestres et offshore

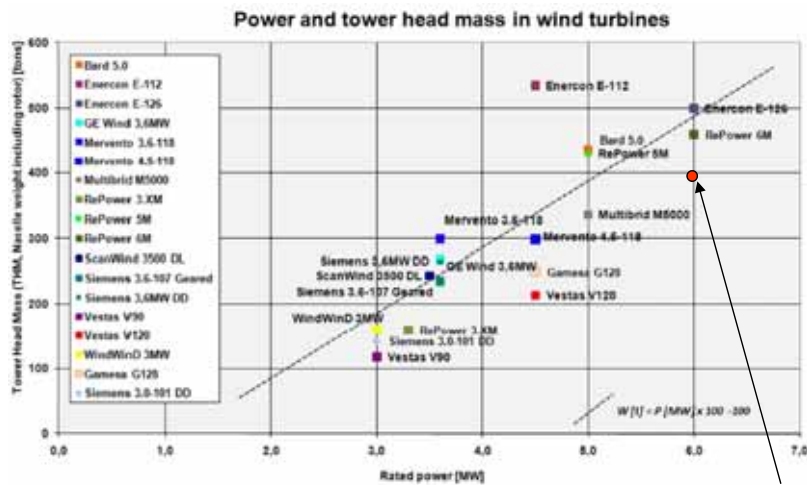




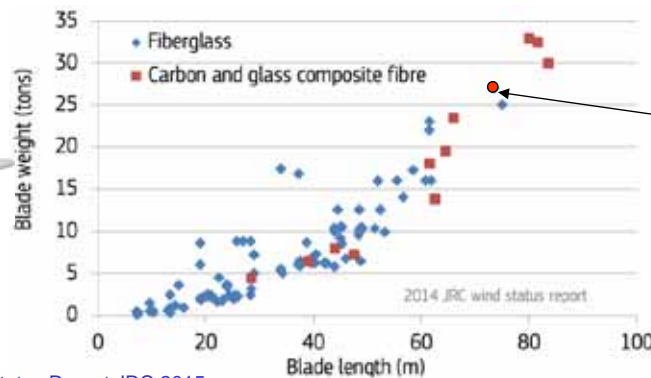
Données de masse

Nacelle :

Source :
Mervento, 2011



Pales :



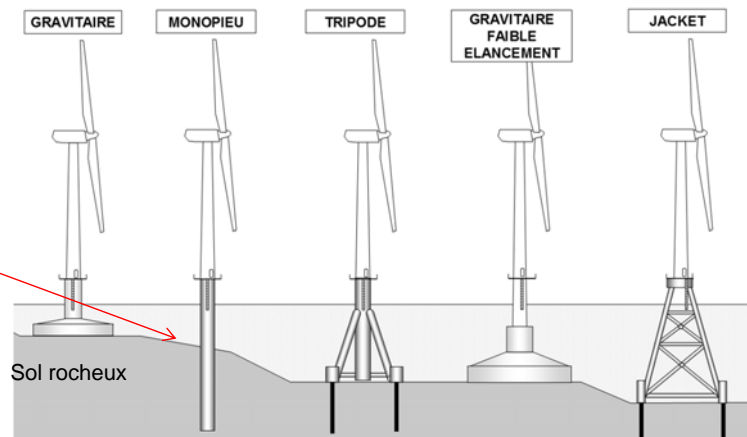
Alstom Haliade (2012)
6 MW – 150 m
Nacelle : 390 tonnes
Pales : 26 tonnes

Source : Wind Status Report JRC 2015



Fermes offshore : structures « posées »

Solution la plus courante (sol sédiments ou forage)



Source : J. RUER, Livre Hermès 2011

Pour une machine de 5MW, profondeur de 25m d'eau :
Monopieu de 6m de diamètre enfoncé de 40m dans le sol
Épaisseur paroi : 65 mm au niveau du sol
Masse du monopieu : 450 tonnes

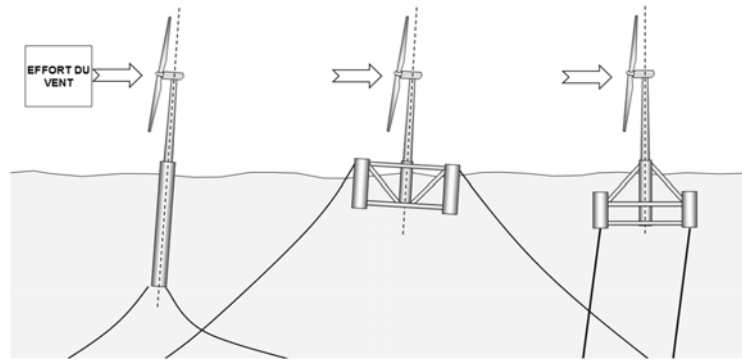
Exemples :

Projet	Scroby Sands (UK)	C-Power (B)	Alpha Ventus (D)	Beatrice (UK)
Eolienne	2MW	5MW	5MW	5MW
Profondeur d'eau	10m	27m	30m	50m
Type de structure support	Monopieu diamètre : 4m	Embase béton conique	Tripode	Jacket
Masse structure support	210t acier	2400 t béton	700 t acier – 3 fiches de 100t	750t acier + 4 fiches de 115t

Source : J. RUER, Chap. 5 Livre Hermès 2011

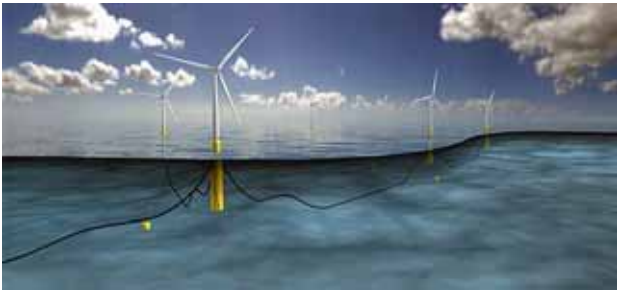


Fermes offshore : structures flottantes



Source : J. RUER, Chap. 5 Livre Hermès 2011

Hywind 2 (5 x 6 MW, Ecosse mise en service en 2017)



Source : <http://www.statoil.com>

FloatGen (2013 Gamesa, Ideol...),
structure porteuse en anneaux
Test 2 MW prévu en France fin 2017



Source : Floatgen

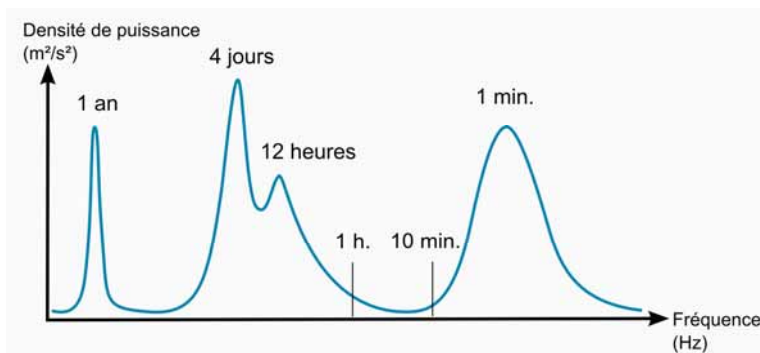
23

B. Multon ENS de Rennes

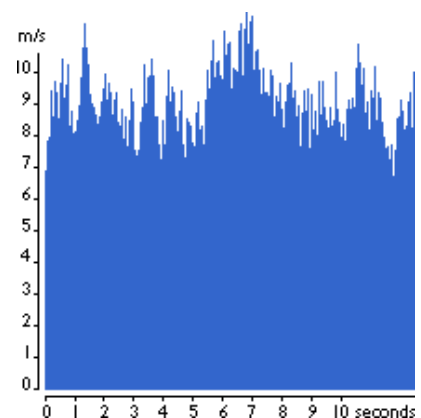


Caractérisation du vent

Un spectre énergétique complexe :



Source : Wikipedia



Turbulences

Source : www.windpower.dk



moyennage des mesures sur 10 mn

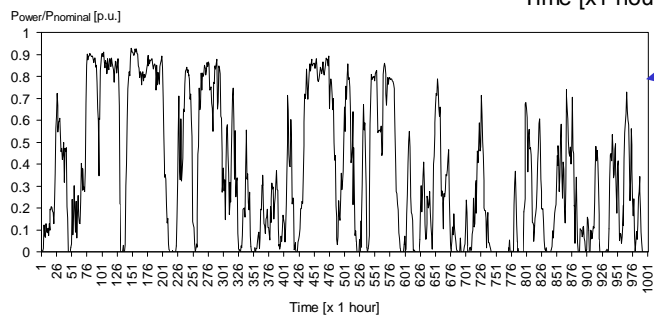
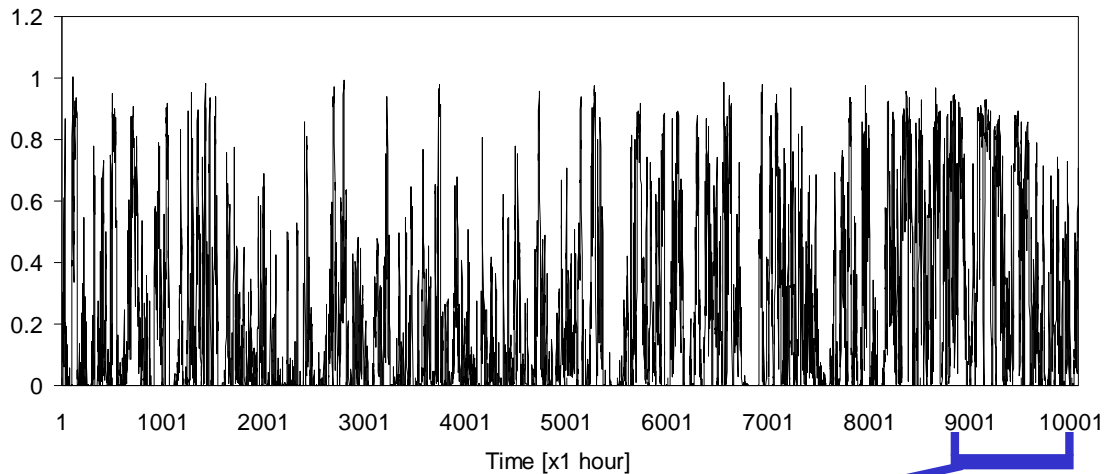
24

B. Multon ENS de Rennes



Fluctuations de la production éolienne

Power/Pnominal [p.u.]



Nécessité d'une prédiction éventuellement d'un stockage d'énergie

Source : G. Kariniotakis,
Ecole des Mines de Paris
Journée ECRIN, 10 dec. 2002

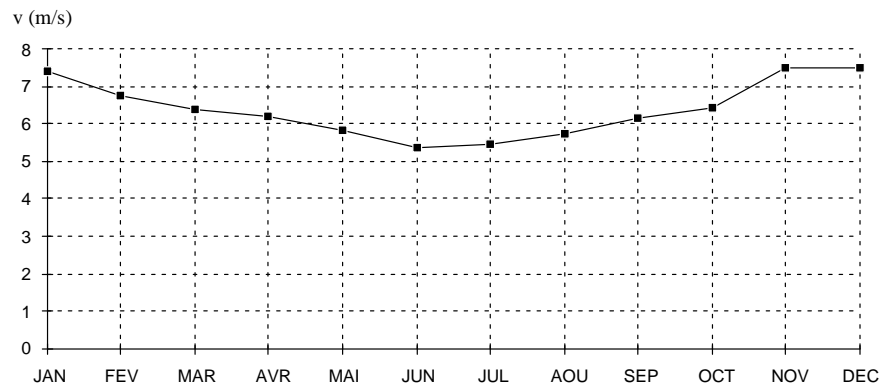
25

B. Multon ENS de Rennes

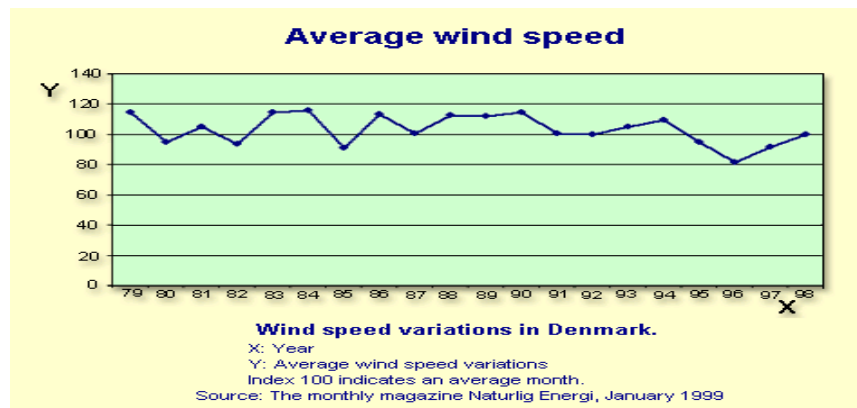


Variabilité mensuelle et annuelle des vitesses moyennes

Sur une année :



Sur 20 ans :



26

B. Multon ENS de Rennes

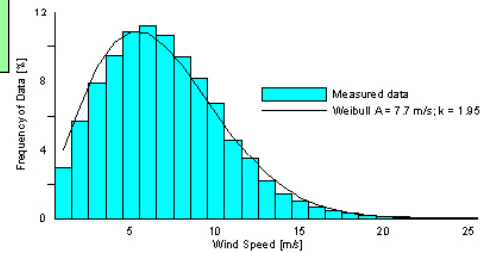


Pour l'estimation annuelle de la production : modélisation de la densité de probabilité d'occurrence des vitesses

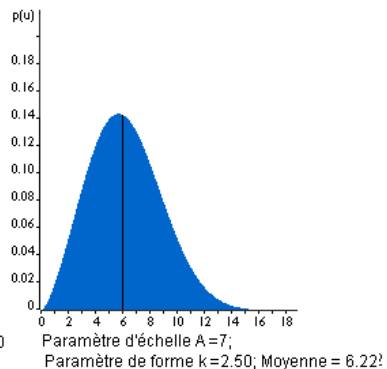
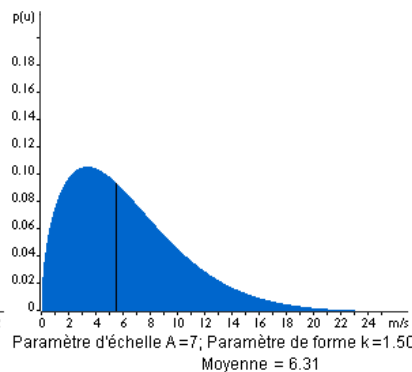
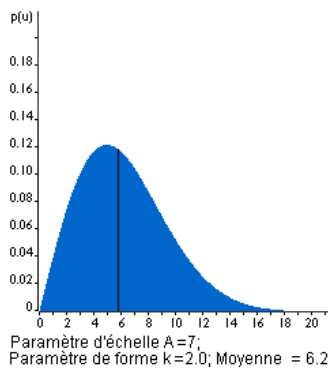
Loi de Weibull :
(densité de probabilité)

$$f(V) = \left(\frac{k}{V}\right) \left(\frac{V}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{A}\right)^k}$$

- A** : facteur d'échelle
(proche de la vitesse moyenne annuelle)
- k** : paramètre de répartition
- V** : vitesse (moyennée sur 10 min)



Source : <http://re.emsd.gov.hk/>



© 2003 www.windpower.org

27

B. Multon ENS de Rennes



Normalisations des classes de vents

Classes de vent					
Standard	Critères	Classe I	Classe II	Classe III	Classe IV
GL	Vitesse vent moyenne	max 10 m/s	max 8,5 m/s	max 7,5 m/s	max 6 m/s
	Rafale sur 50 ans	65,1 m/s	55,3 m/s	48,8 m/s	39,1 m/s
	Vent établi sur 50 ans	46,5 m/s	39,5 m/s	34,9 m/s	29,9 m/s
IEC 61400-1	Vitesse vent moyenne	max 10 m/s	max 8,5 m/s	max 7,5 m/s	max 6 m/s
	Rafale sur 50 ans	70 m/s	59,5 m/s	52,5 m/s	42 m/s
	Vent établi sur 50 ans	50 m/s	42,5 m/s	37,5 m/s	30 m/s

Source : Techniques de l'Ingénieur D3590

Des plus forts aux plus faibles

GL = Germanischer Lloyd

IEC = Commission Électrotechnique Internationale

+ classe S possible, avec spécifications constructeur

Egalement des **sous-classes d'intensité des turbulences**,
exemple : **IIIa** (18% turbulence) et **IIIb** (16% turbulence)

USA : 7 classes de vent, à 50 m : de moins de 5,6 m/s à plus de 8,8 m/s

Les concepteurs de parcs optimisent le choix de la classe des aérogénérateurs pour maximiser la rentabilité en fonction des caractéristiques des sit

28

B. Multon ENS de Rennes



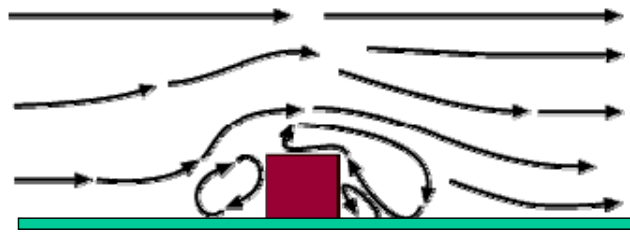
Caractéristiques de l'air et « rugosité »

Turbulences dues à la rugosité

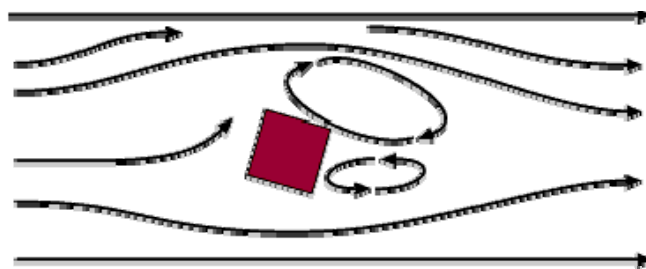
Masse volumique :
 $\cong 1,2 \text{ kg/m}^3$

Temperature ° Celsius	Densité de l'air sec kg/m^3	Teneur en eau kg/m^3
-25	1.423	
-20	1.395	
-15	1.368	
-10	1.342	
-5	1.317	
0	1.292	0.005
5	1.269	0.007
10	1.247	0.009
15	1.225 *	0.013
20	1.204	0.017
25	1.184	0.023
30	1.165	0.030
35	1.146	0.039
40	1.127	0.051

Vue de profil



Vue de dessus



Source : www.windpower.dk



Classes de « rugosité » (source de turbulences)

Classe de rugosité	rugosité typique en m	index énergétique %	Type de paysage
0	0.0002	100	plan d'eau
0.5	0.0024	73	Terrain plat : piste aéroport prairies herbe coupée
1	0.03	52	Relief très léger : champs découverts habitat très dispersé
1.5	0.055	45	Zone rurale avec constructions ou haies de moins de 8 m de haut espacées d'au moins 1250 m
2	0.1	39	Zone rurale avec constructions ou haies de moins de 8 m de haut espacées d'au moins 500 m

Classe de rugosité	rugosité typique en m	index énergétique %	Type de paysage
2.5	0.2	31	Zone rurale avec constructions ou haies de moins de 8 m de haut espacées d'au moins 250 m
3	0.4	24	Zone habitée (village petite ville) avec constructions, forêts, terrains accidentés
3.5	0.8	18	Grande ville avec immeubles hauts
4	1.6	13	Très grande ville avec tours et gratte-ciels

Source : www.windpower.dk



Influence de la hauteur

Effet de la hauteur :

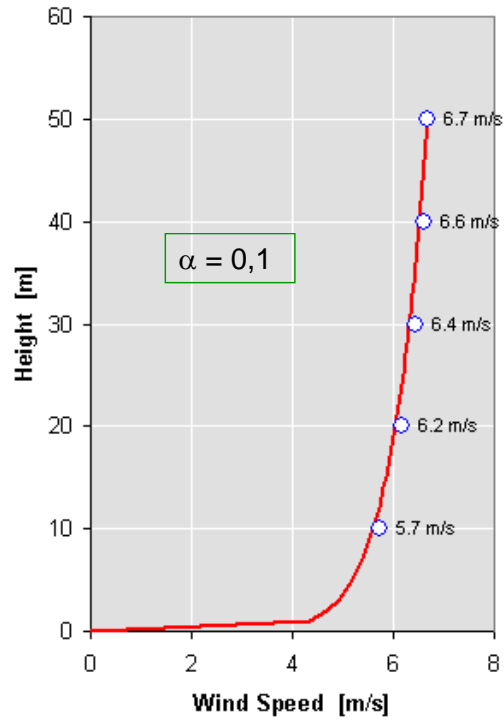
$$\frac{V}{V_0} = \left[\frac{Z}{Z_0} \right]^\alpha$$

$\alpha = 0,1$ mer

$\alpha = 0,4$ ville

α : paramètre de rugosité

Average vertical wind profile
mast with 5 anemometers



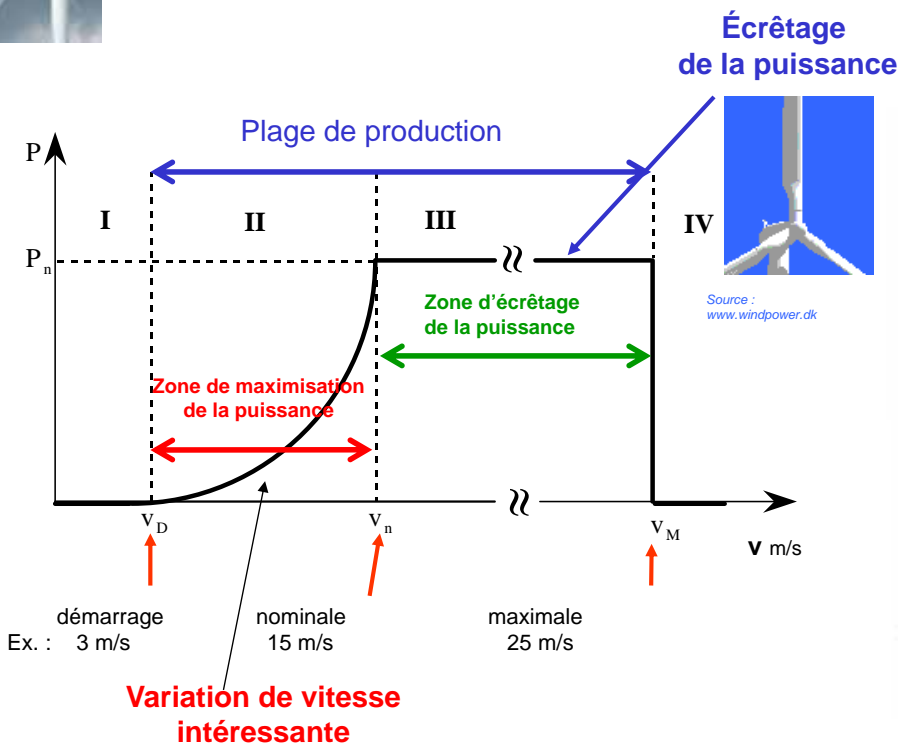
Source : www.cres.gr/windrose

B. Multon ENS de Rennes

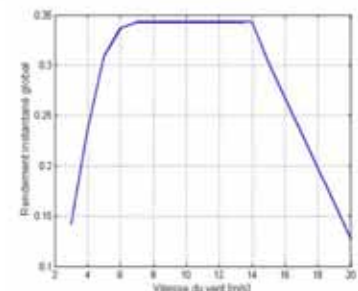
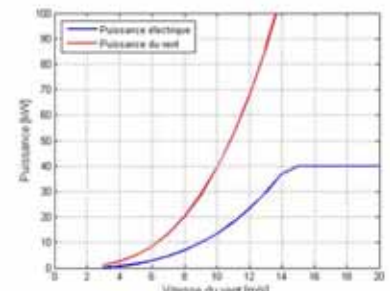
31



Courbe typique de puissance récupérée P(v)



Exemple :



Source image exemple : <http://www.energieplus-lesite.be>

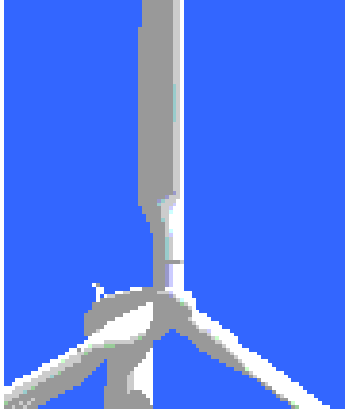
B. Multon ENS de Rennes

32

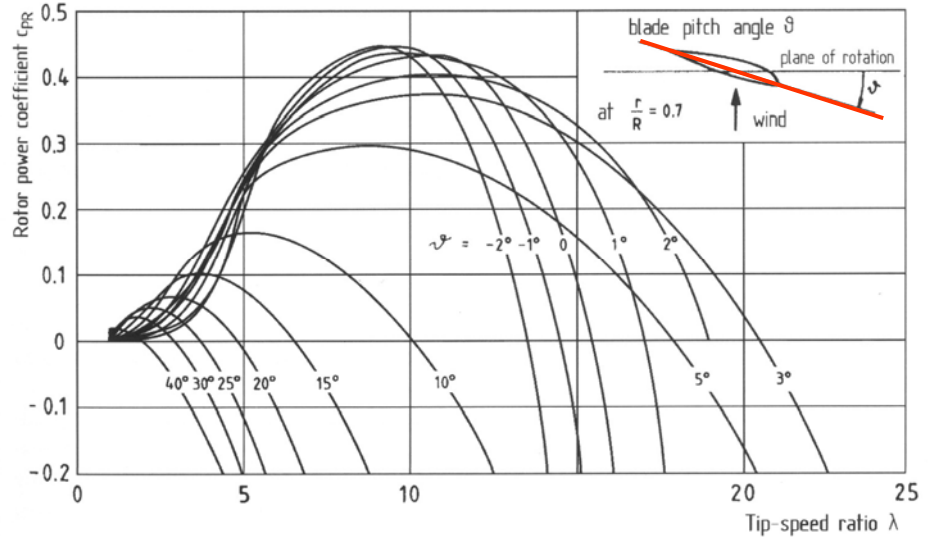


Écrêtage actif de la puissance au-delà de la vitesse nominale

Système « **pitch** » à pas variable :
orientation des pales pour réduire la puissance à haute vitesse de vent



Source : www.windpower.dk



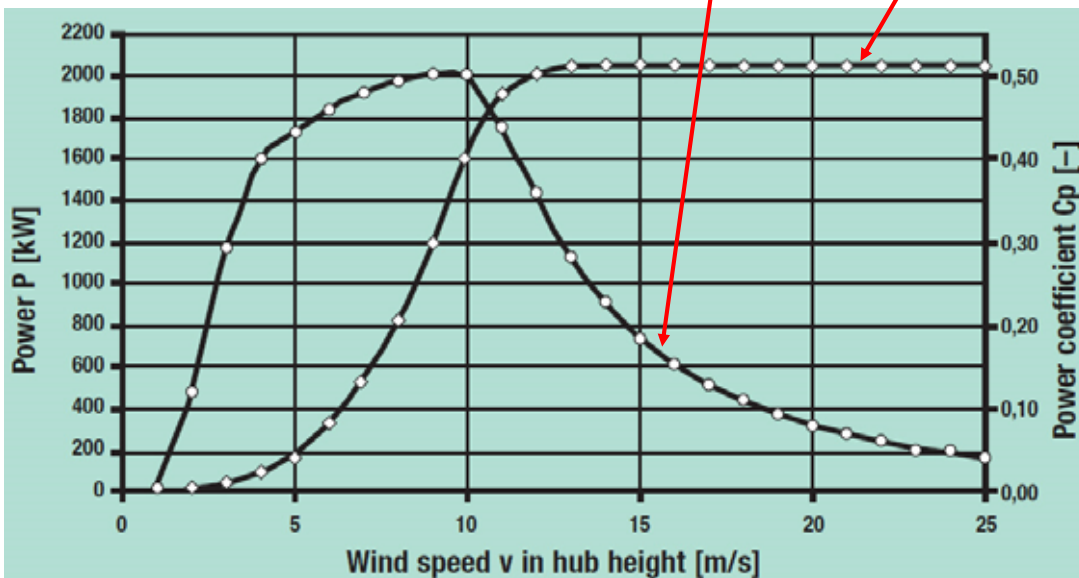
Source : E. HAU, *Wind-Turbines*, Springer, 2000.

B. Multon ENS de Rennes



Coefficient C_p et Puissance récupérée en fonction de la vitesse du vent

$$C_p(\lambda) \cdot v^3 \cong C_{te}$$



Source : Enercon E82-2 MW

λ décroissant

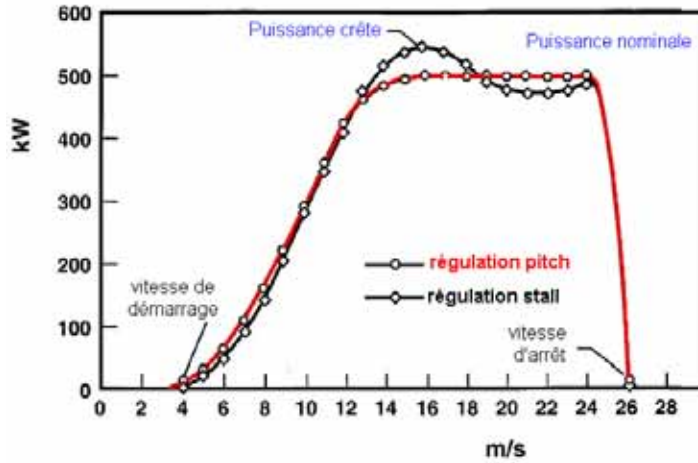
$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega}{V}$$

B. Multon ENS de Rennes

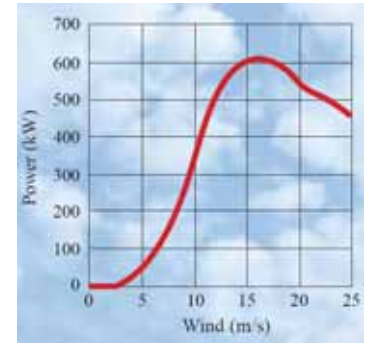


Écrêtage passif de la puissance au-delà de la vitesse nominale

Système « **stall** » : à décrochage aérodynamique
 profil des pales tel qu'au-delà d'une certaine vitesse de vent,
 les turbulences font naturellement chuter la puissance



Exemple de « machine stall »
 Bonus 660 kW



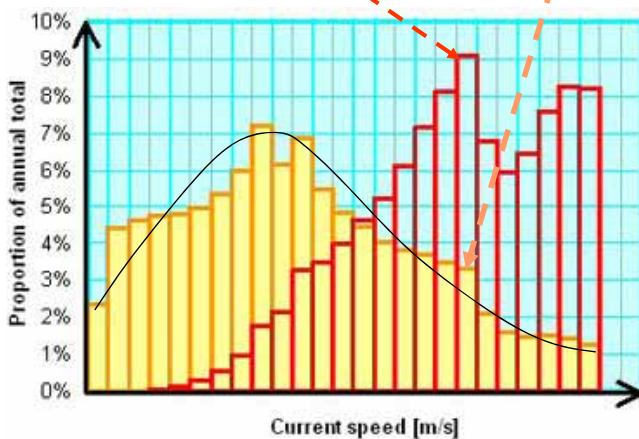
Simple, fiable, mais moins bonne exploitation
 de la puissance aux vents forts.
 En voie de disparition.



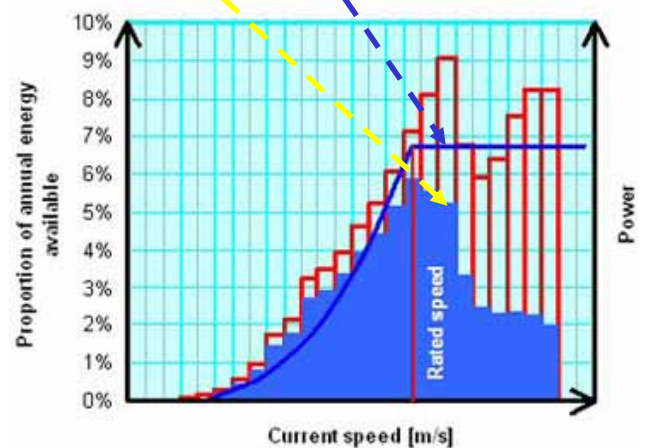
Relation courbes de puissance et de distribution du vent énergie capturée

$$E_{brute} = \left[\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \right] N_{heures}$$

$$E_{récupérée} = \left[C_p \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \right] N_{heures}$$



■ Proportion of time [%] ■ Proportion of annual energy [%]



■ Proportion of annual energy [%]
 ■ Energy captured as a proportion of annual energy available [%]
 — Power curve [kW]

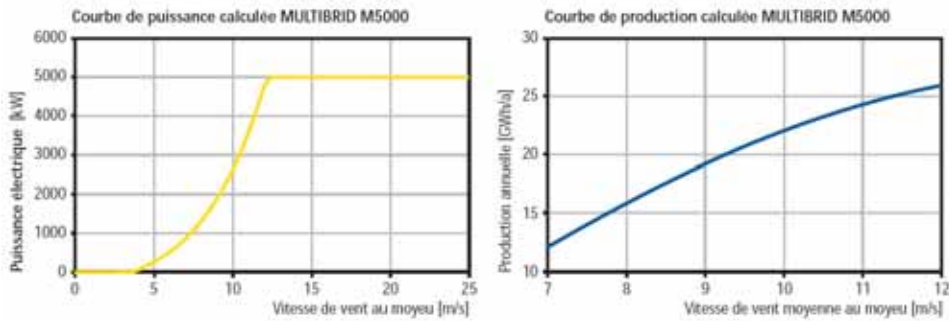


Relation vitesse moyenne annuelle des vents / nombre d'heures annuel équivalent pleine puissance

Fonction de la densité de probabilité d'occurrence des vitesses de vent, de la turbulence du site, de la température, de la caractéristique $P(v)$ de la turbine...

Typiquement (machines de 1ère génération) : 6 m/s \Rightarrow 2000 heures_{EPP}/an

Exemple : Multibrif M5000 (machine offshore)



Vitesse moyenne m/s	7	8	9	10	11	12
Energie annuelle GWh	12	16	19	24	24	26
N_{EPP} en heures	2400	3200	3800	4400	4800	5200

Source Multibrif

37

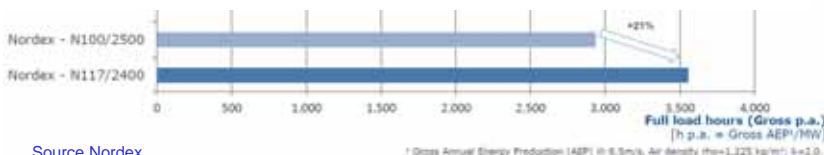
B. Multon ENS de Rennes



Importance du dimensionnement de la turbine sur la productivité annuelle et sur le facteur de charge

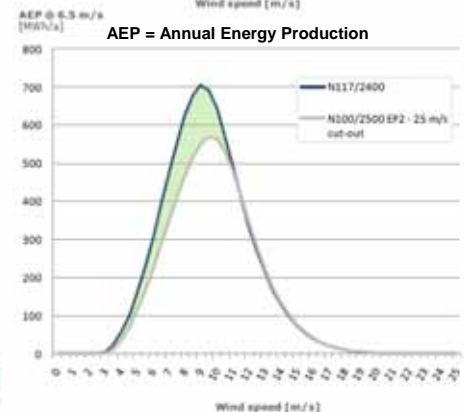
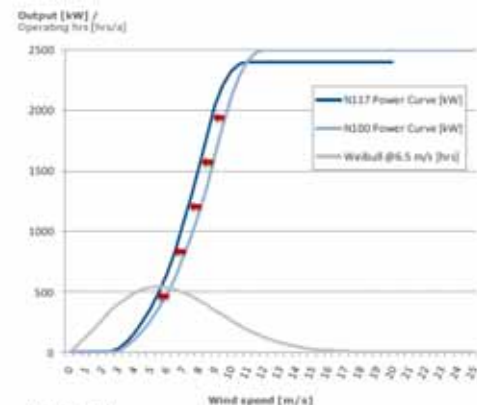
Surdimensionner le diamètre de la turbine (plus de m^2/MW) sans modifier la puissance nominale de la chaîne électrique

	Classes de vent Hauteur du mat	m^2/kW	Plage vitesse
N100/2500	IEC2a @ 75, 80 ou 100 m	3,13	9,6 – 16,8
N117/2400	IEC3a @ 91 ou 140 m	4,46	7,5 – 13,2 rpm



Source Nordex

38



B. Multon ENS de Rennes



Importance du dimensionnement sur la productivité annuelle et sur le facteur de charge

Augmenter la hauteur de captation (vents plus forts) grâce à des mats plus grands :



Source Nordex

Des valeurs de productivité annuelle (N_{EPP}) atteignant les **4000 heures annuelles** dans des sites terrestres normalement ventés

➔ Ré-évaluation du potentiel terrestre allemand à 2900 TWh (1200 GW) !

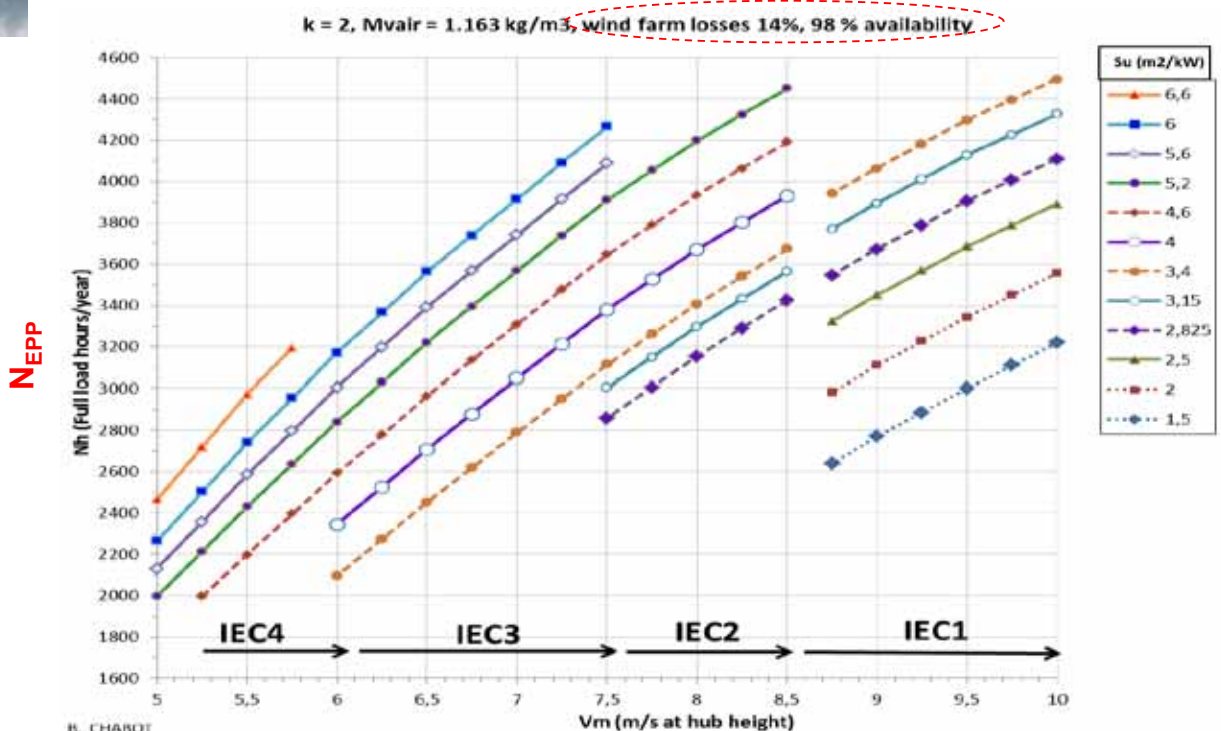
39

B. Multon ENS de Rennes



Analyse de l'accroissement de la productivité fonction des m^2/kW

Évaluation effectuée à partir d'une analyse des machines existantes pour les classes IEC 1 (vents forts) à 4 (vents faibles) (vitesse au moyeu)



Source : Bernard CHABOT, octobre 2015, <http://www.renewablesinternational.net/>

Updating the characteristics and the performance of the wind turbines and the wind farms of the silent wind power revolution (SWR)

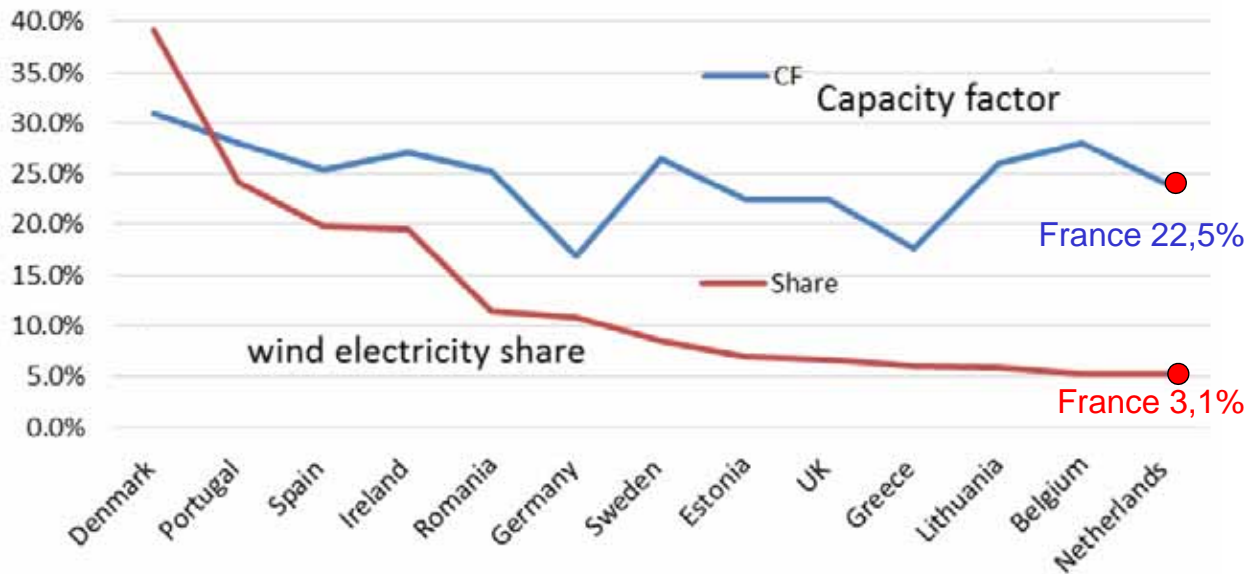
40

B. Multon ENS de Rennes



Facteurs de charge moyens et part de la production éolienne dans quelques pays d'Europe en 2014

Facteur de charge :
$$F_c = \frac{E_{\text{annuelle}}}{P_N \times 8760} = \frac{N_{\text{EPP}}}{8760}$$
 ← Nombre d'heures dans une année



Source : Wind Status Report, JRC 2015

41

B. Multon ENS de Rennes



Vitesse nominale de rotation de la turbine

En supposant un même profil de pale sur une **turbine tri pale à axe horizontal**, C_{pmax} et **TSR optimal** (environ 6) indépendants des dimensions

La puissance nominale P_n , à vitesse nominale V_n de vent donnée, est proportionnelle à R^2

$$R \propto \sqrt{P_n} \quad \text{et} \quad \text{TSR}_{\text{opt}} \cong \frac{R \cdot \Omega_n}{V_n} \quad \Rightarrow \quad \boxed{\Omega_n \propto \frac{\text{TSR}_{\text{opt}} \cdot V_n}{\sqrt{P_n}}}$$

Avec $V_n = 12 \text{ m/s}$,
 $C_{pmax} = 0,42$
 $P_n = 1400 \cdot R^2$

Faibles puissances (< 10 kW) :

Rotors rapides : 1 kW (R = 0,85 m) => 810 tr/min
 10 kW (R = 2,7 m) => 250 tr/min

Entraînements directs quasi naturels, ou aisément possibles

Ex: 10 kW @ 250 tr/min => T = 380 N.m => généré à aimants (2 N.m/kg) 190 kg

Fortes puissances :

Rotors lents : 1 MW (R = 27 m) => 25 tr/min
 6 MW (R = 66 m) => 10 tr/min

Entraînements directs plus difficiles (couple très élevé)

Ex: 6 MW @ 10 tr/min => T = 5,8 MN.m => généré asynchrone à cage (2 N.m/kg) 2900 t !

42

B. Multon ENS de Rennes



Génératrices possibles

- **asynchrones à cage** (ou synchrone à faible nombre de pôles):
couple massique modeste

Structures classiques (à faible nombre de pôles : 2 à 6) : $\frac{C}{M} \propto C^{1/7}$ **2 à 3 N.m/kg**
pour 5,8 MN.m => machine de plus de 2000 tonnes (inacceptable)

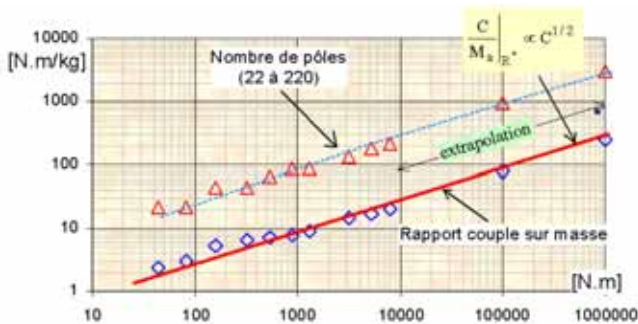
Nécessité de **multiplicateur de vitesse** à engrenage (gearbox)

- **synchrone** :

possibilité de structures (annulaires) à grand nombre de pôles
mais problème (conjuncturel ?) d'approvisionnement en terres rares
à aimants ou à inducteur bobiné (à excitation brushless)



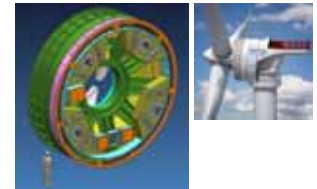
Source : Enercon



43

Alstom Haliade 150 6 MW (2012)

Avec aimants haute énergie
Environ 35 tonnes masse active
dont 4 à 5 tonnes d'aimants
+ structures mécaniques (jantes)
=> 100 tonnes



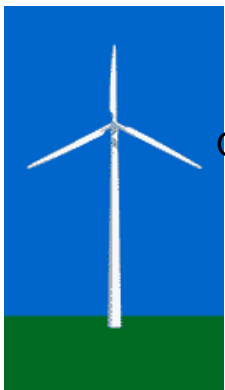
Source : Alstom

B. Multon ENS de Rennes

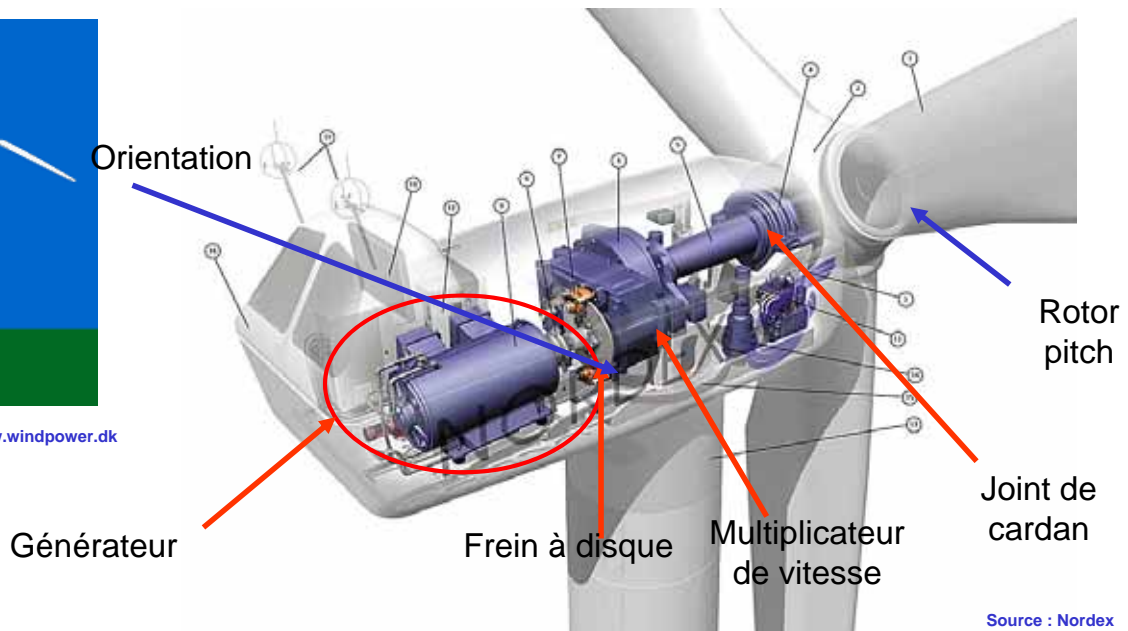


Chaîne « classique » de conversion avec multiplicateur de vitesse

Objectifs : alléger les équipements en nacelle (génératrice rapide)
utiliser des générateurs standards



Source www.windpower.dk



Source : Nordex

B. Multon ENS de Rennes

44



Systèmes de freinage

Arrêt :

- en cas de vents excessifs (et mise en drapeau éventuelle)
- en cas de problème réseau (sur ou sous-tension)

Freinage aérodynamique : dissipe une grande partie de l'énergie cinétique sans usure

- mise en drapeau des pales (pitch)
- ou freins aérodynamiques spécifiques (stall) :

Freins mécaniques : à disques sur arbre rapide
maintien à l'arrêt
ou en cas d'urgence



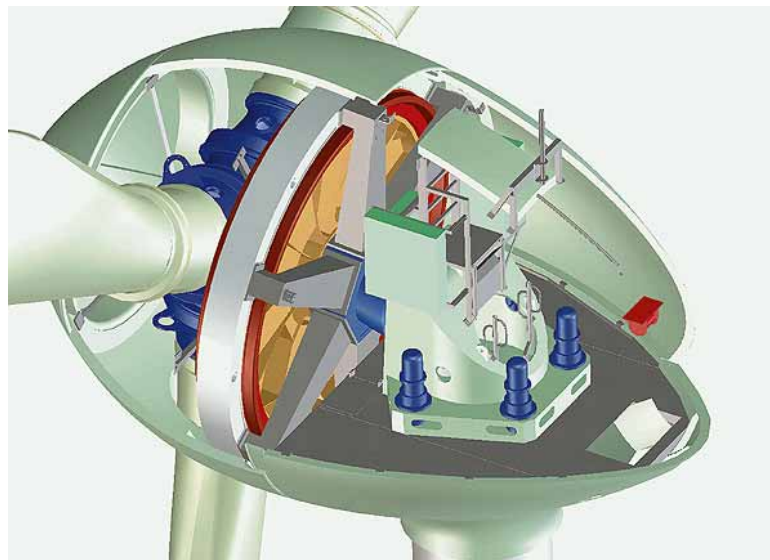
45

B. Multon ENS de Rennes



Chaînes à entraînement direct

Objectifs : améliorer la fiabilité,
réduire la maintenance et le bruit
exploiter les turbulences
(performances accrues et fatigue réduite)



Source : Enercon
<http://www.enercon.de/>

46

B. Multon ENS de Rennes

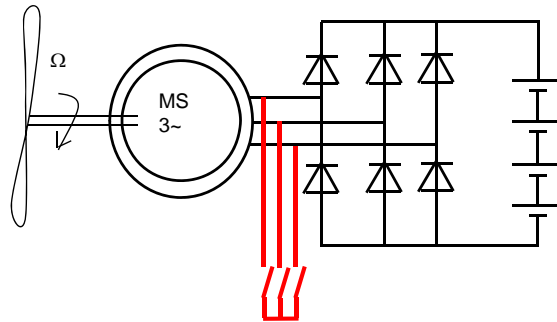


Chaînes de conversion électrique

En petites puissances :

Génératrice à aimants

directement couplée au bus DC via un pont de diodes :

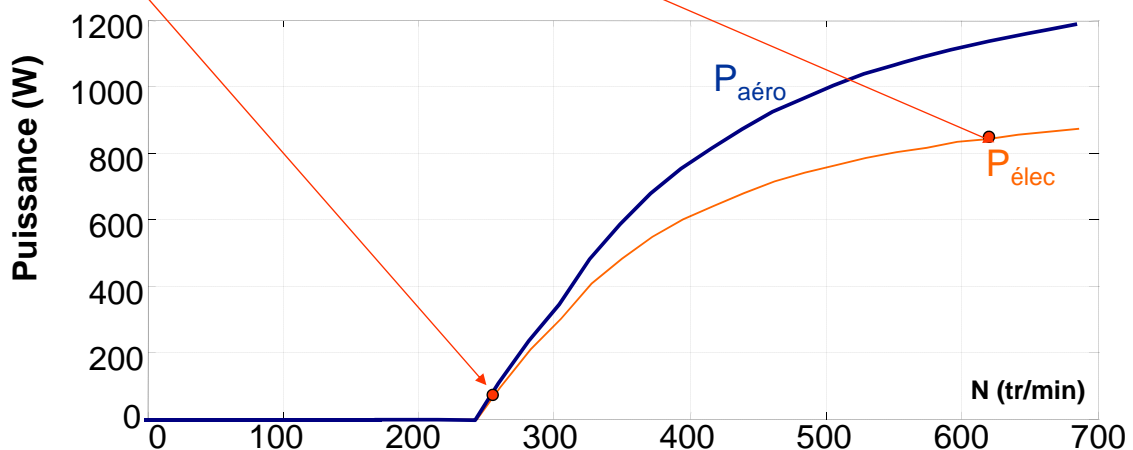
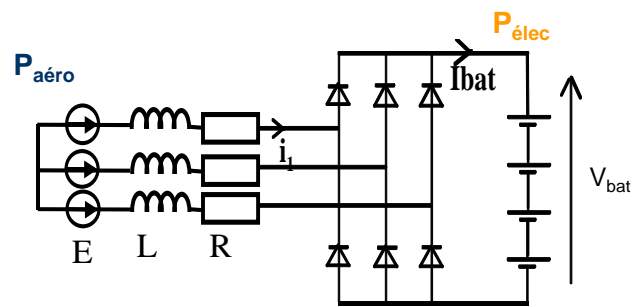
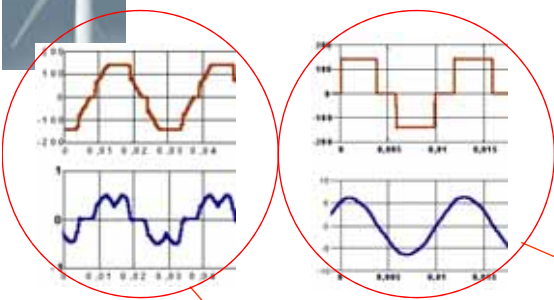


Limitation de charge par

- régulateur électronique
- mise en **court-circuit** de l'induit par contacteur



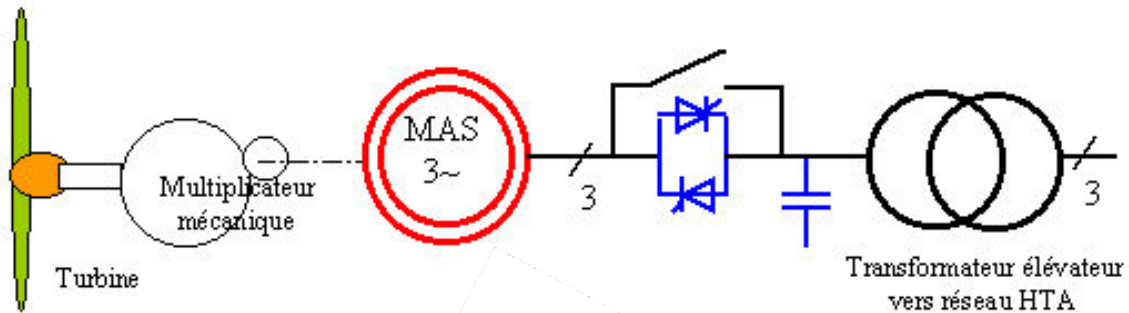
Génératrice à aimants débitant sur bus continu :



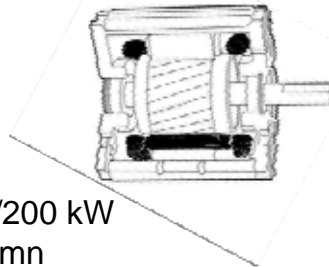


Chaînes de conversion électriques de grande puissance couplées au réseau

1- Génératrice **asynchrone** vitesse « fixe » généralement à 2 vitesses



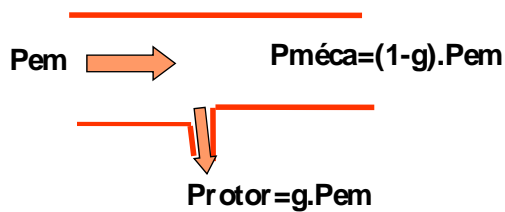
Nordex N54 1000 kW
 Commutation 4/6 poles, 1000/200 kW
 1513 et 1014 tr/mn
 Turbine 21,5 et 14,3 tr/mn (multiplicateur 1:70)



Machine asynchrone à cage : bilan énergétique simplifié

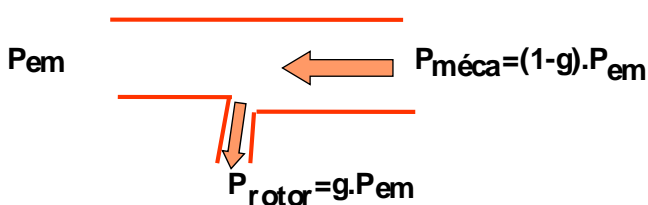
Rendement électromagnétique

En fonctionnement moteur $P_{méca} > 0$ et $g > 0$



$$\eta_{moteur} = \frac{P_{méca}}{P_{em}} = 1 - g$$

En génératrice $P_{méca} < 0$ et $g < 0$



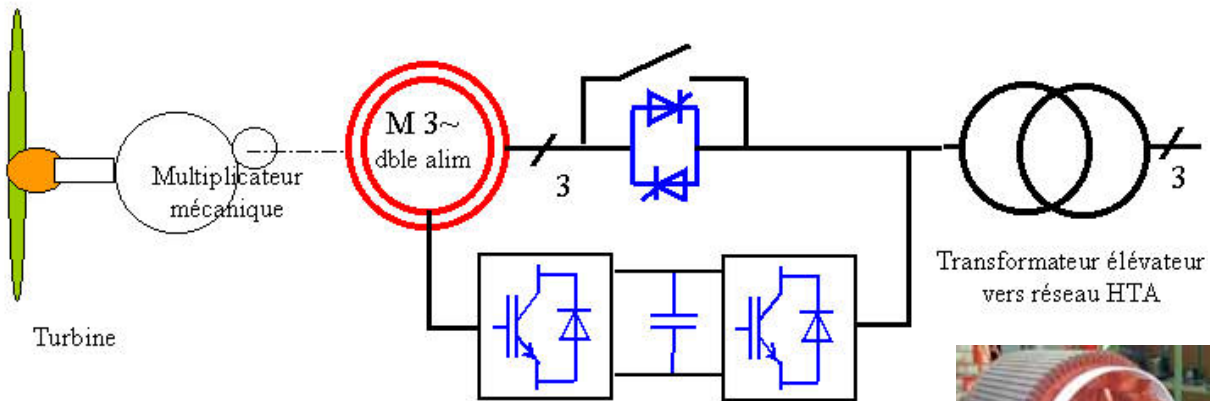
$$\eta_{généré} = \frac{P_{em}}{P_{méca}} = \frac{1}{1 - g}$$



2- Machine à double alimentation (MADA ou DFIG)

Génératrice asynchrone à rotor bobiné
($N_N \pm 25$ à 40%)

Solutions :



RE Power 5 MW

Nordex N80 2500 kW

6 pôles 700 à 1300 tr/mn (1000 +/- 300 tr/mn)

Turbine 10,9 à 19,1 tr/mn (multiplicateur 1:68,1)

convertisseur IGBT 750 kVA

Génératrice : 12 tonnes (1,6 N.m/kg)

Multiplicateur : 18,5 tonnes

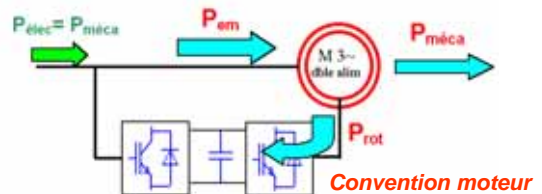
Nacelle complète : 83 tonnes (+ 65 tonnes turbine)



Machine asynchrone à double alimentation

Analyse énergétique simplifiée
autour de Ω_s

$$P_{em} = P_{stat} = \frac{P_{méca}}{1-g} \quad \text{et} \quad P_{rot} = \frac{g}{1-g} P_{méca}$$



	Ex. : $g = g_{Max} = +0,3$ hyposynchrone $\Omega = 0,7 \cdot \Omega_s$	Ex. : $g = -g_{Max} = -0,3$ hypersynchrone $\Omega = 1,3 \cdot \Omega_s$
Récepteur Moteur $P_{méca} > 0$	$P_{rot} = 0,4 \cdot P_{méca}$ 	$P_{rot} = -0,23 \cdot P_{méca}$
Générateur Frein $P_{méca} < 0$	$P_{rot} = 0,4 \cdot P_{méca}$ 	$P_{rot} = -0,23 \cdot P_{méca}$



Génératrice asynchrone à double alimentation

Intérêt en terme de dimensionnement du convertisseur

hypo synchrone

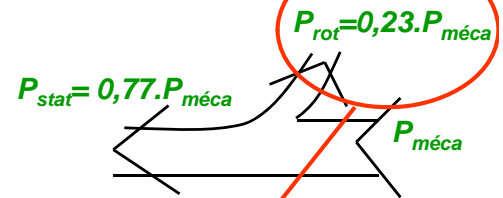
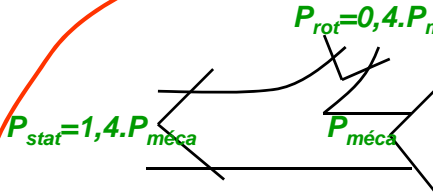
$$\Omega = (1 - g_{Max}) \cdot \Omega_s$$

exemple : $g = \pm g_{Max} = 0,3$

$$\frac{\Omega_{Max}}{\Omega_{min}} = \frac{1,3 \cdot \Omega_s}{0,7 \cdot \Omega_s} = 1,9$$

hyper synchrone

$$\Omega = (1 + g_{Max}) \cdot \Omega_s$$



Cas d'une turbine éolienne ($P \propto \Omega^3$) :
si Ω varie dans un rapport 1:1,9

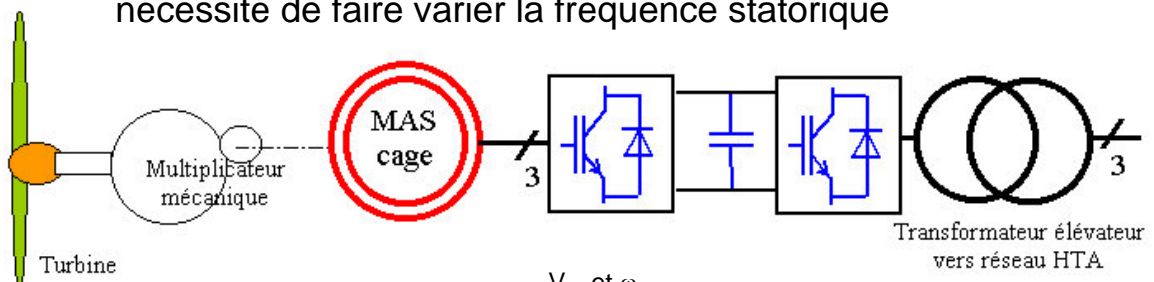
$P_{méca}$ varie dans un rapport 1:6,4

$$P_{méca}(\Omega_{Max}) \cong 6,4 P_{méca}(\Omega_{min}) \longrightarrow P_{rot} \cong 0,23 \cdot P_{méca_Max}$$

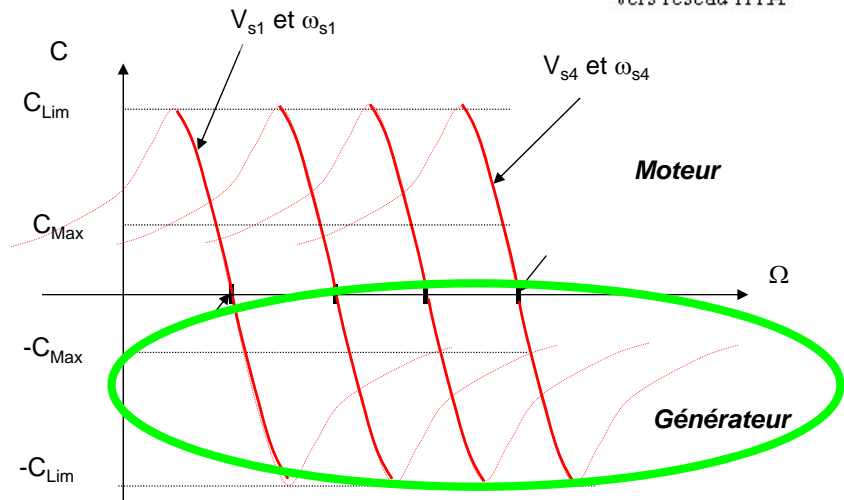


3- Génératrice asynchrone à cage à vitesse variable

nécessité de faire varier la fréquence statorique



Convention moteur :



En émergence :
Vergnet, Siemens...



Vergnet HP-GEV 1 MW
(parc d'Ashegoda Ethiopie
30 machines)

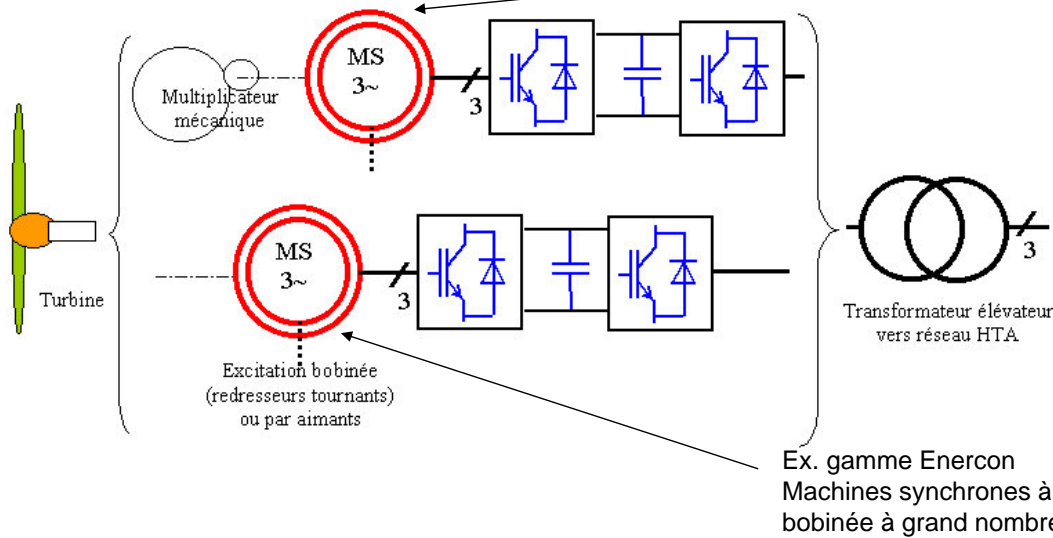


Siemens SWT-3.6-120
(parc de London Array
175 machines)



4- Génératrice **synchrone** à vitesse variable (avec convertisseur pleine puissance)

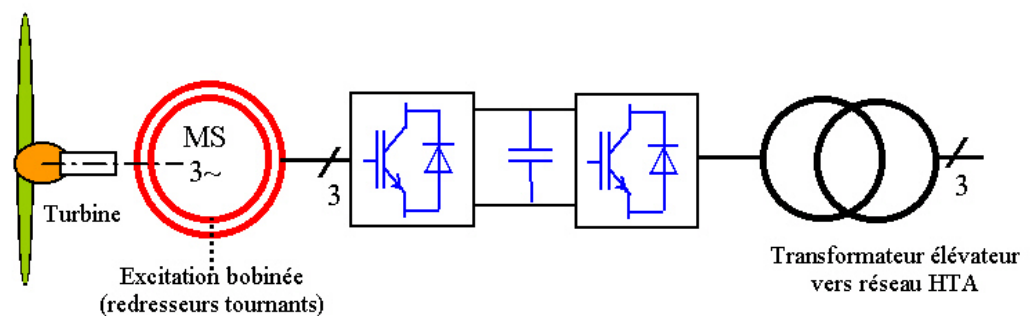
Ex. Vestas V112
3 MW MAP rapide



Les convertisseurs sont généralement à MLI et peuvent absorber (côté généré) ou fournir (côté réseau) des courants quasi-sinusoïdaux.



Génératrice **synchrone** à grand nombre de pôles (structures annulaires) et excitation bobinée sans balais



Doc. Enercon <http://www.enercon.de/>

Enercon E70 2 MW

6 à 22 tr/mn (génératrice 32 paires de pôles, redresseur à thyristors)

Nacelle complète : 71 tonnes

(machine à multiplicateur même puissance : 60 tonnes environ)

Enercon : gamme jusqu'à 5 MW



Assemblage : la structure mécanique représente une part importante de la masse



En offshore : plus de 5 MW par unité

Haliade 150 d'Alstom/GE : 6 MW (1^{ers} essais en 2012
1^{ère} ferme au large de New-York en 2016)

Entraînement direct : vitesse variable de 4 à 11 tr/min
Démarrage à 3 m/s
Puissance nominale de 12 à 25 m/s
Nacelle : 390 tonnes, 3 pales de 26 tonnes

Génératrice à aimants haute énergie : 6 MW à 11 tr/min
Environ 35 tonnes de masses actives
dont 5 tonnes d'aimants
+ structures mécaniques (jantes) => 100 tonnes



Redresseur + onduleur MLI
Tension 900 V entre phases



57

Source : Alstom

B. Multon ENS de Rennes

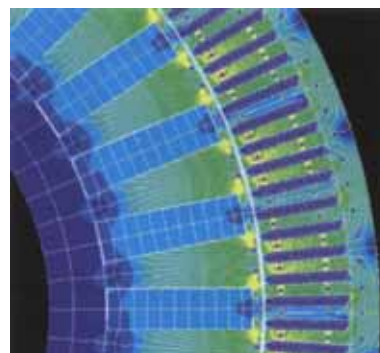


Génératrices directes : amélioration des performances

Aimants : réduction de masse d'environ 25%



Rotor à pôles saillants bobinés
Enercon



Rotor à aimants ABB

Génératrice à aimants **500 kW à 32 tr/mn**, avec 188 pôles
masse active de 2,7 tonnes (dont 125 kg d'aimants haute
énergie)

masse totale de 10 tonnes (\cong 2/3 inactifs)
soit un couple massique global de **15 N.m/kg** ($58 \text{ N.m/kg}_{\text{actif}}$).

4,5 MW à 12 tr/mn :

50 tonnes dont 13 tonnes actifs et 600 kg d'aimants.

58

B. Multon ENS de Rennes



Solution intermédiaire entre direct et indirect : hybride génératrice semi-rapide

avec multiplicateur à un seul étage

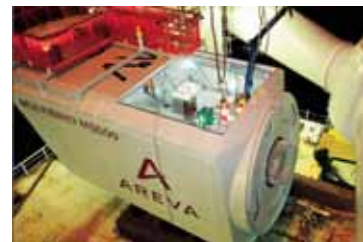
Exemple Multibrid M5000 (Adwen, ex. AREVA Wind)



5 MW – ϕ 116 (+ version 135 m)
 5,9 à 14,8 tr/min (11,5 nominal)
Nacelle : 233 + 112 tonnes (rotor)
 (parc Alpha Ventus 2009)



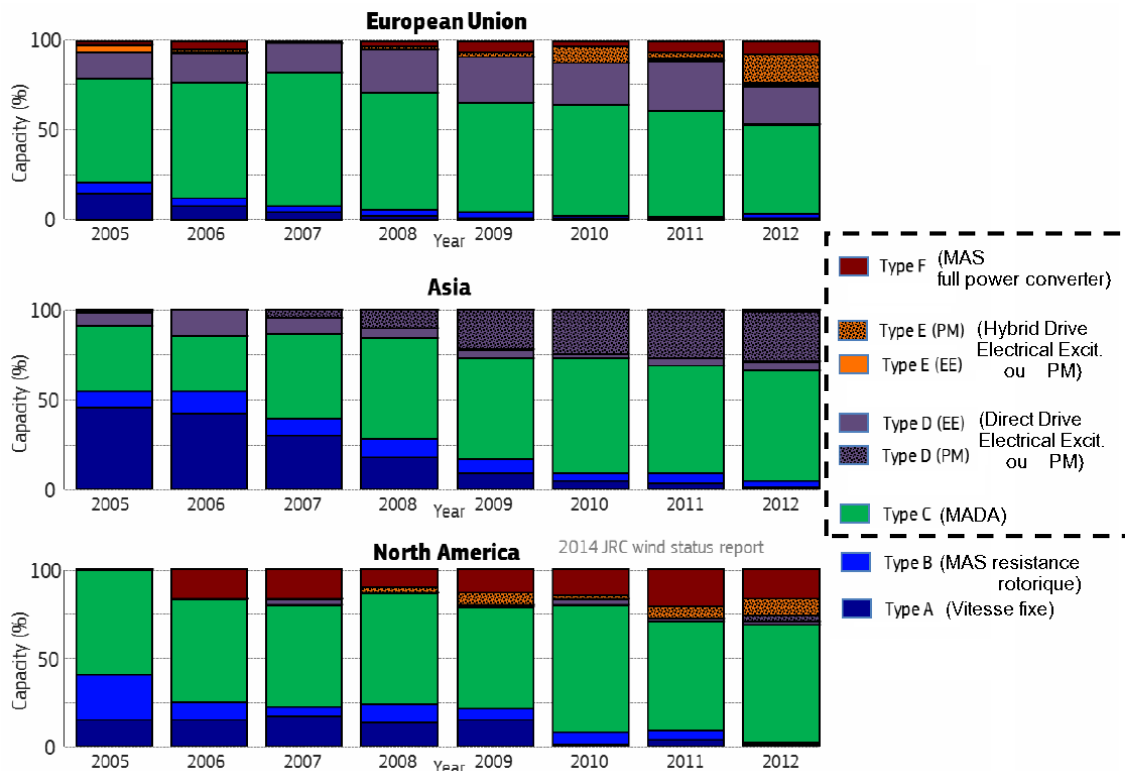
Machine à aimants 28 poles 145 tr/min
 (1,4 tonne d'aimants NdFeB)
 Redresseur et onduleur MLI
 Multiplicateur 1 étage épicycloïdal : 1: 9.92



Source : www.multibrid.com



Evolution du marché des chaînes de conversion

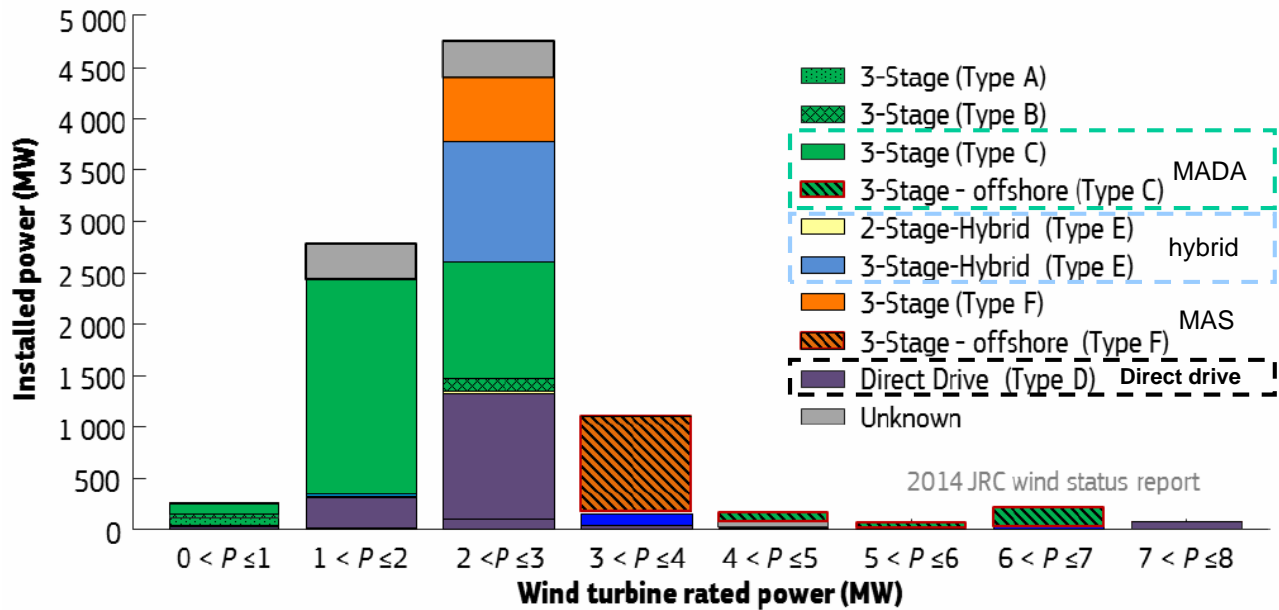


Source : *Wind Status Report JRC 2015*

La vitesse variable s'est généralisée et la MADA recule



Chaînes de conversion installées durant l'année 2012 dans l'UE



Source : Wind Status Report JRC 2015

61

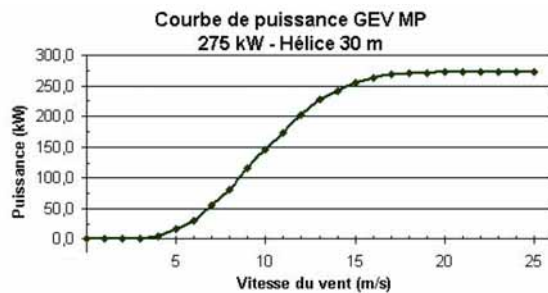
B. Multon ENS de Rennes



Technologie Vergnet adaptée aux régions cycloniques (jusqu'à 1 MW)

Mat basculant

Exemple: GEV MP



GEV MP
Générateur Eolien VERGNET
de Moyenne Puissance

De 26 à 32 mètres de diamètre

TOUS TEMPS

- * Simplicité et robustesse
- * Traitement anti-corrosion

TOUS VENTS

- * Régulation système "pitch"
- * Pales haute performance
- * Mât basculant aérodynamique (technologie brevettée)

PARTOUT

- * Transport de montage 40'
- * Montage rapide

POUR TOUT

- * Complément éolien idéal
- * Complément éolien-diesel

VERGNET TOUS TEMPS, TOUS VENTS, PARTOUT, POUR TOUT
www.vergnet.fr

Site du Morne Carrière (commune du Vauclin Martinique)

4 x 275 kW (1,1 MW)

2,145 GWh (équivalent P_{max} 2000 h /an)



Doc. Vergnet

33 MW installés en Guadeloupe

62

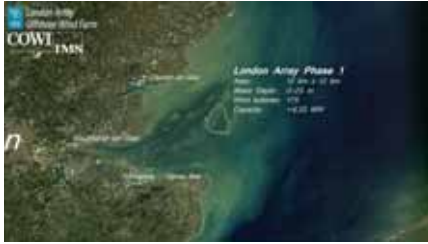
B. Multon ENS de Rennes



Ferme offshore de London array



1^{ère} phase (déc. 2012) 630 MW (875 MW à terme)
175 éoliennes Siemens SWT-3.6-120 sur monopieux, sur 100 km²,
distance à la côte : 20 km, profondeur maxi : 25 m

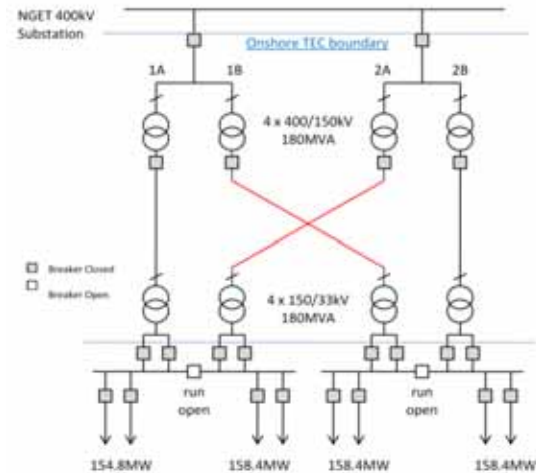


Productivité annuelle :
2500 h => 1,6 TWh

Turbines 120 m - 5 à 13 tr/min
Génératrice asynchrone à cage
Multiplieur à 3 étages (1:119)



2 sous stations :
chacune avec 2 transfo 180 MVA
33 kV – 150 kV



Câbles Nexans (33 kV et 150 kV) : 220 km
Entre les 2 sous-stations le site de raccordement à terre : 4 câbles triphasés 54 km 630 mm² 150 kV
A terre : 4 transfo 180 MVA – 150 kV – 400 kV, compensateur statique de puissance réactive + filtres

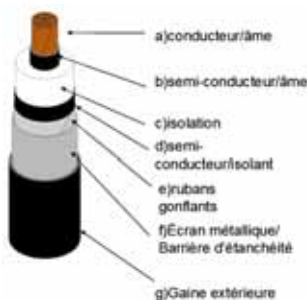
63

B. Multon ENS de Rennes



Câbles de transport sous-marin

Câble AC HTB (> 50 kV, isolation synthétique polyéthylène jusqu'à 500 kV)
Unipolaires : âmes conductrices jusqu'à 3000 mm² (typiquement 800 à 2500 mm²)
pour plus de 1000 MVA



Tripolaires (si possible) : jusqu'à 245 kV



Pose des tubes de protection
avant tirage des câbles
(400 kV triphasé)



En AC (effet de peau) : âme segmentée à partir de 1000 mm² (cuivre) ou 1600 mm² (alu.)

Câble DC : < 250 kV, mêmes sections réalisables

Source images :SILEC

Source : Pierre Argaud, Chap. 5 livre Hermès 2012

64

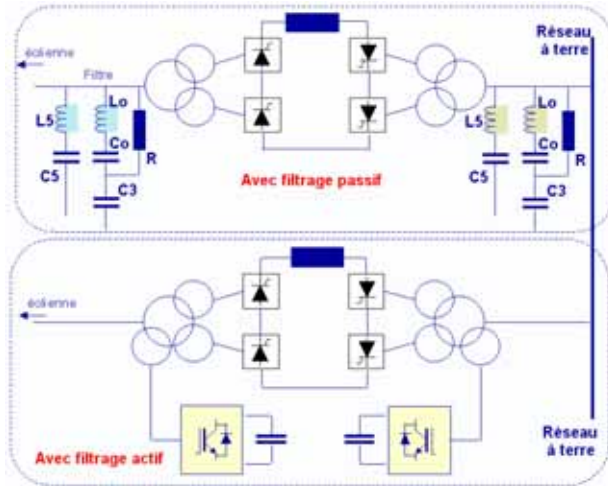
B. Multon ENS de Rennes



Transport en courant continu

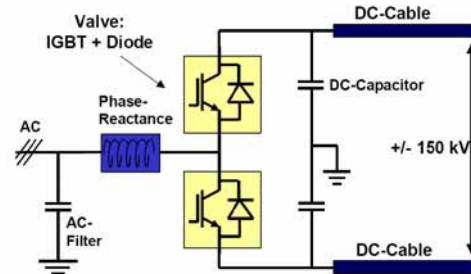
Envisagé pour des distances supérieures à 50 km
(rentabilité par rapport au transport AC)

Avec convertisseurs à thyristors
LCC (Line Commutated Converters)



Source : J. Courault, GIRCEP march 2002

Avec convertisseurs à MLI
VSC (Voltage Source Converters)



Source : P. Sandeberg, L. Stendius, EWEC 2008



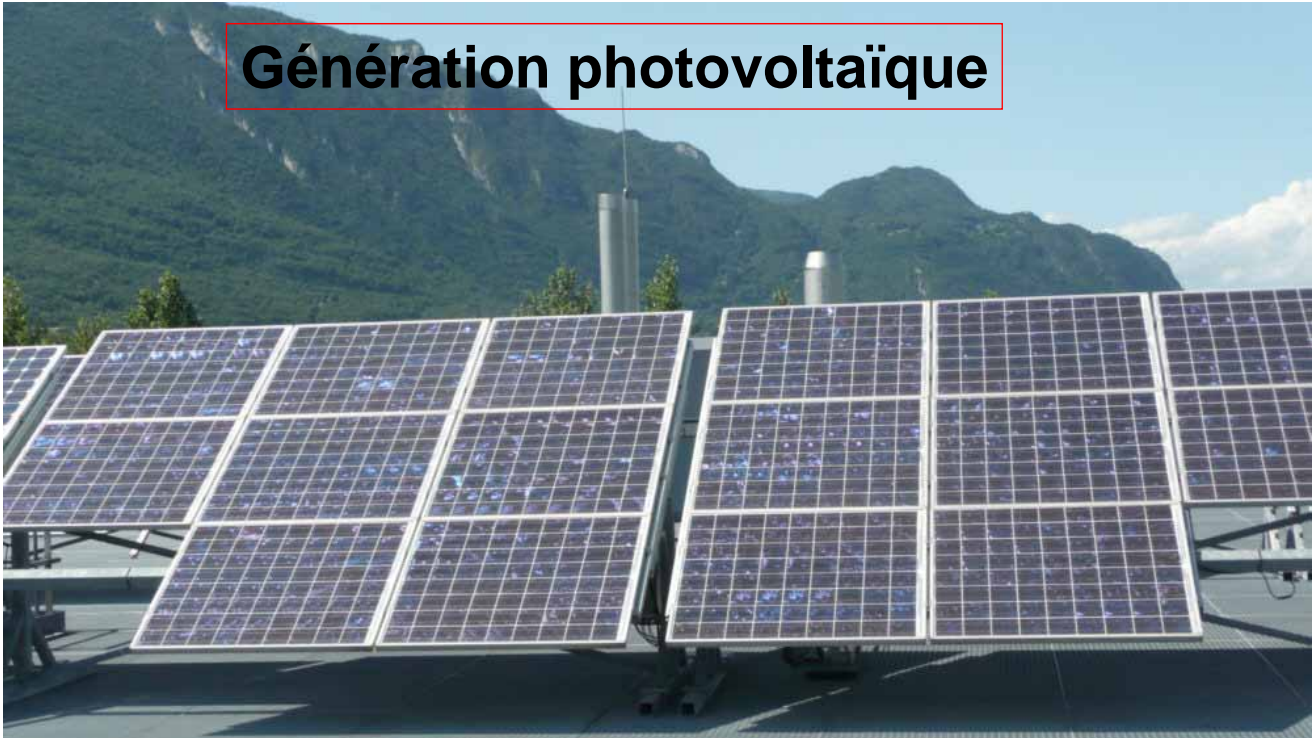
Bibliographie

- [CHAB_EU97] B. CHABOT, "Énergies renouvelables" Encyclopaedia Universalis 1997.
 [CEE_LivreBlanc] Commission Européenne « Énergie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables. Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaires ».
 [Mul_04] B. MULTON, X. ROBOAM, B. DAKYO, C. NICHITA, O. GERGAUD, H. BEN AHMED, « Aérogénérateurs électriques », Techniques de l'Ingénieur, Traités de Génie Electrique, D3960, novembre 2004.
 [TechIng_97] J. MARTIN, « Énergies éoliennes », Techniques de l'Ingénieur, Traités Énergétique B8585, 1-1997, 22p.
 [Hau_00] E. HAU, *Wind-Turbines*, Springer, 2000.
 [Hlad_84] J. HLADIK, *Énergétique éolienne : applications pratiques, chauffage éolien, production d'électricité, pompage*, Masson, 1984.
 [Patel_99] M.R. PATEL, *Wind and Solar Power Systems*, CRC Press, 1999.
 [Mül_IAS00] S. MÜLLER, M. DEIKE, R.W. DE DONCKER, « Adjustable Speed Generators for Wind Turbines based on Doubly-fed Induction Machines and 4-Quadrant IGBT Converters Linked to the Rotor », CDROM of the IEEE IAS Conf., oct. 2000.
 [Obser] EurObserv'ER, *Baromètre éolien, chaque année en janvier dans la revue Systèmes Solaires*.
 [Perez_HP98] R. PEREZ, « Wind Power », Home Power, Oct./Nov 1998, pp.56-60.
 [Gipe_93] Paul GIPE, *Wind Power for Home and Business*, Chelsea Green Publishing Comp, 1993.
 [ABB_3-00] M. DAHLGREN, H. FRANK, M. LEIJON, F. OWMAN, L. WALFRIDSSON, « Windformer. Production à grande échelle d'électricité éolienne », Revue ABB n°3-2000, pp.31-37.
 [Budi_00] M. BUDINGER, D. LERAY, Y. DEBLEZER, « éoliennes et vitesse variable », revue 3EI N°21 Juin 2000.
 [MUL_11] B. MULTON (coordinateur), 2 volumes sur les énergies marines renouvelables : « Énergies marines renouvelables, aspects généraux, éolien, marémoteur et hydrolien », Hermès, oct. 2011.
 [MUL_12] « Énergie thermique, houlogénération et technologies de conversion et de transport pour les énergies marines », Hermès, fev. 2012.

Sites Web

- [PaulGippe] Paul Gipe Association : <http://rotor.fb12.tu-berlin.de/overview.html>
 [WindPower] Site des constructeurs Danois : <http://www.windpower.dk/>
 [OWEN] Offshore Wind Energy Network : <http://www.owen.eri.rl.ac.uk/>
 [EoleWeb] Eole, les éoliennes et l'énergie du vent : <http://www.eole.org/>
 [EWEA] European Wind Energy Association : <http://www.ewea.org/>
 [AWEA] American Wind Energy Association : <http://www.awea.org/>
 [EED] Espace Eolien Développement : <http://www.espace-eolien.fr/>
 [RISO] Risø National Laboratory (Danemark) : <http://www.risoe.dk/>
 [SuiviEol] Site du suivi de la production éolienne en France : www.suivi-eolien.com/

Génération photovoltaïque



1

B. Multon ENS de Rennes



Plan

- Historique, applications, ressources
- Caractéristiques du rayonnement solaire
- Évaluation de la productivité annuelle
- Croissance de la filière PV
- Technologies, évolution performances
- Aspects économiques
- De la cellule au système photovoltaïque
- Maximisation de la récupération d'énergie
- Systèmes de conversion raccordés aux réseaux
- Systèmes en sites isolés
- L'énergie photovoltaïque dans les transports...

2

B. Multon ENS de Rennes



Historique

1839 : effet photovoltaïque Becquerel sur un couple électrochimique

1877 : 1^{ère} cellule PV au sélénium

1954 : 1^{ères} cellules PV au silicium rendement 4,5 % à 6% en quelques mois

1955 : 1^{ère} commercialisation cellule PV 14 mW (2%) \$25

1958 : satellite avec cellules PV (ont fonctionné 8 ans)

Années 60 : montée des rendements et des puissances
(Japon 1963 : 242 W sur une maison)

Années 70-80 : équipement des sites isolés

Années 1990 : premiers programmes de grande ampleur
de production PV raccordée au réseau

3

B. Multon ENS de Rennes



Applications

Satellites



Electrification des sites isolés, notamment :

pompage d'eau
pays en développement
applications non raccordées
loisirs, autres



Production au « fil du soleil », croissance de la filière
depuis années 90 grâce à des politiques volontaristes
(subventions à l'investissement et tarifs achat du kWh PV)



De façon marginale : **véhicules** (course Australie WSC)
bateaux...



4

B. Multon ENS de Rennes



Ressources énergétiques soleil

La terre intercepte une (infime) partie du rayonnement solaire :
soit une énergie annuelle primaire de **1,6 10⁹ TWh**

45% sont **reçus au sol** puis renvoyés vers l'espace, soit **720 10⁶ TWh**
5000 fois la consommation humaine primaire annuelle

Selon les régions : de **400 kWh à 2500 kWh/m²/an**,
soit une puissance moyenne de 50 à 280 W/m²
et une puissance crête de plus de **1 kW/m²**

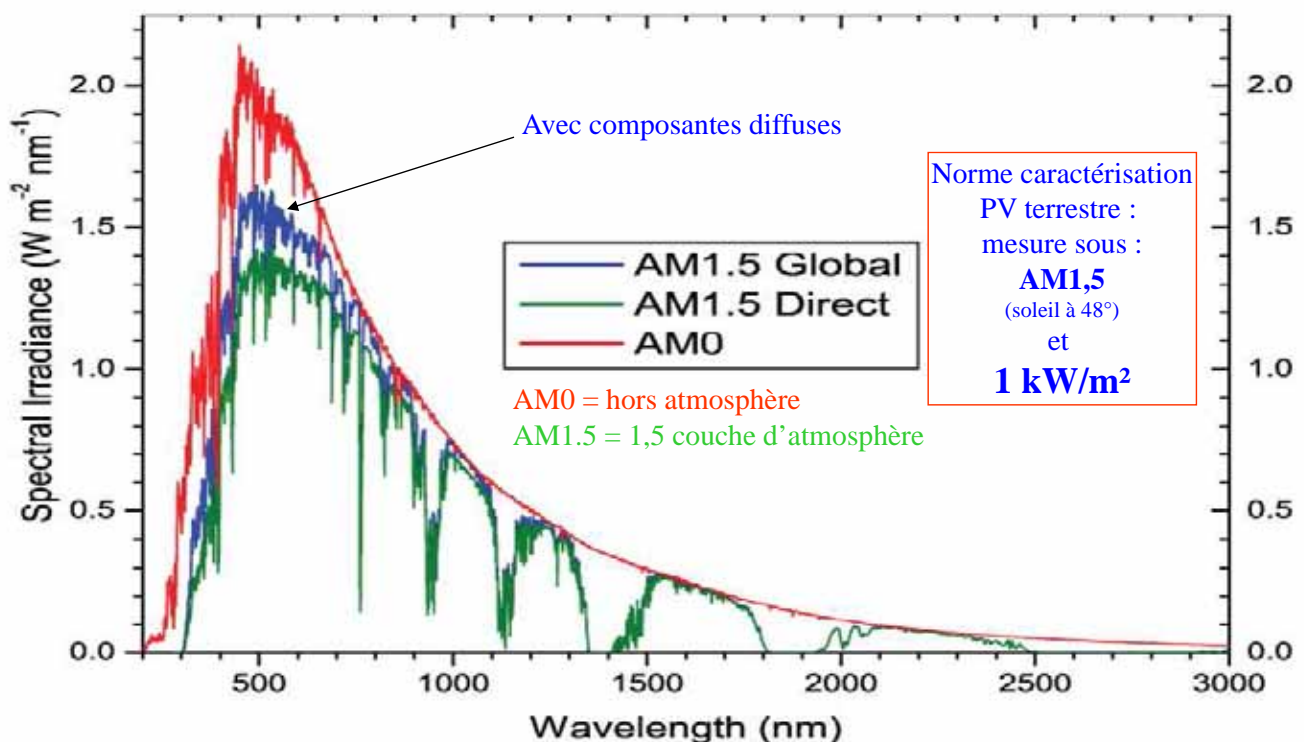
Une grande part de cette puissance par unité de surface
peut être **directement convertie en chaleur => solaire thermique**
une plus faible part (**8 à 40%**) peut être transformée
directement en électricité => solaire photovoltaïque

5

B. Multon ENS de Rennes



Spectre solaire



Source : NREL

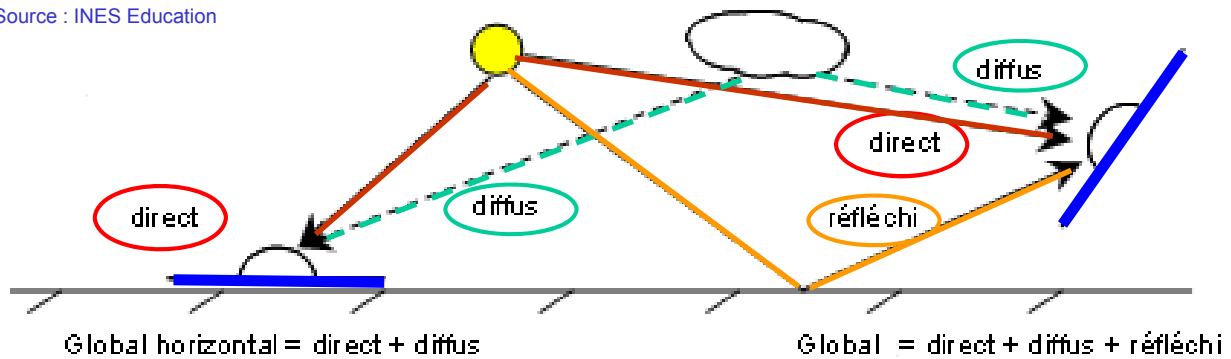
6

B. Multon ENS de Rennes



Sur terre, l'irradiation solaire (W/m^2) comprend plusieurs composantes : directe, diffuse et réfléchi

Source : INES Education



Sauf en cas de concentration (optique) du rayonnement, toutes les composantes sont converties et contribuent à la conversion d'énergie solaire

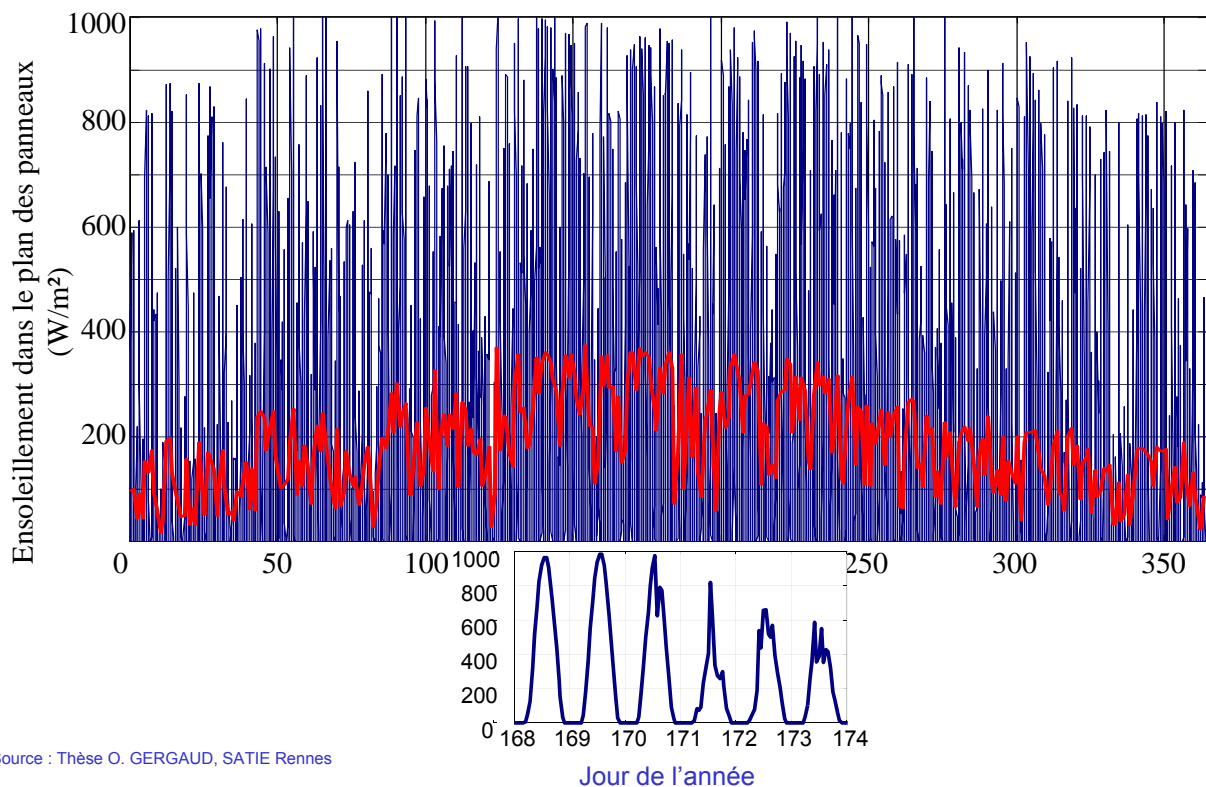
L'**albédo** caractérise la réflectivité du sol et de l'environnement :
0 (réflexion nulle) à 1 (miroir parfait)

7

B. Multon ENS de Rennes



Une année en Bretagne (Rennes, 2001) irradiation solaire globale par unité de surface



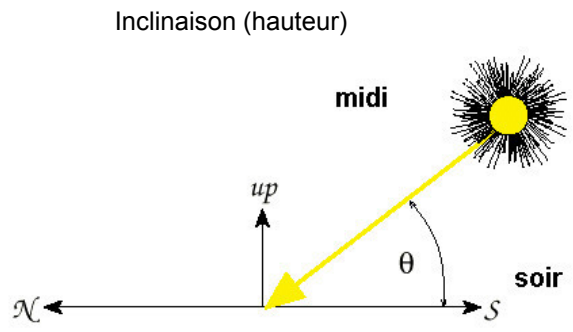
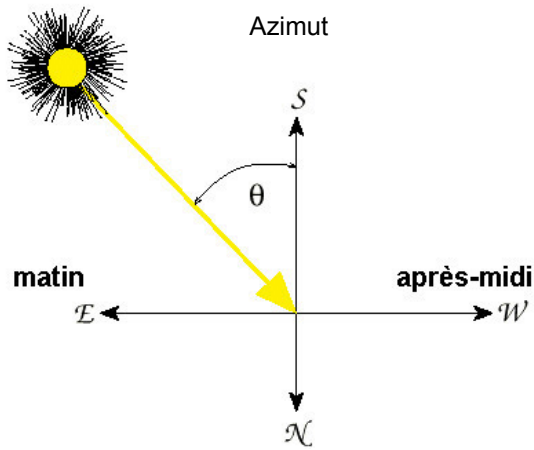
Source : Thèse O. GERGAUD, SATIE Rennes

8

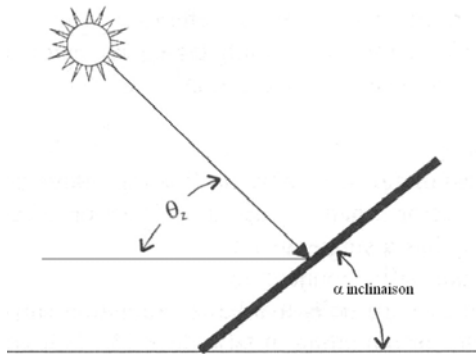
B. Multon ENS de Rennes



Rayonnement direct : azimut et inclinaison varient en fonction du temps

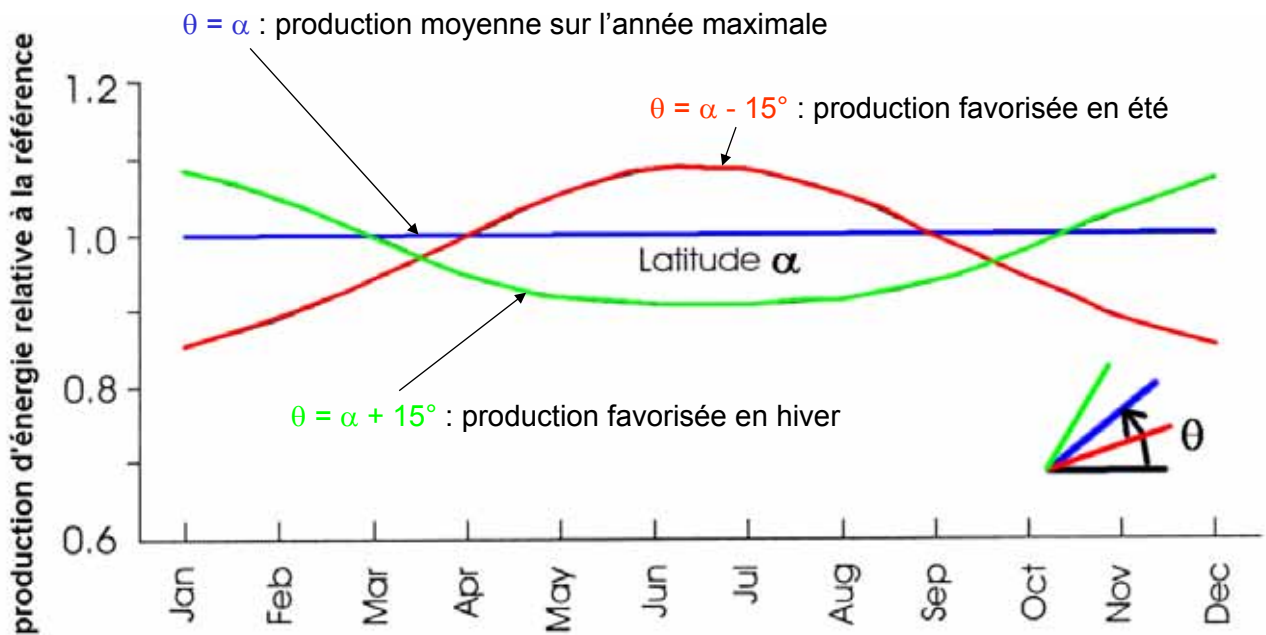


La puissance collectée est maximale si le rayonnement est perpendiculaire au plan du capteur



Influence de l'angle d'une inclinaison fixe du capteur sur la production d'énergie

Courbes normalisées

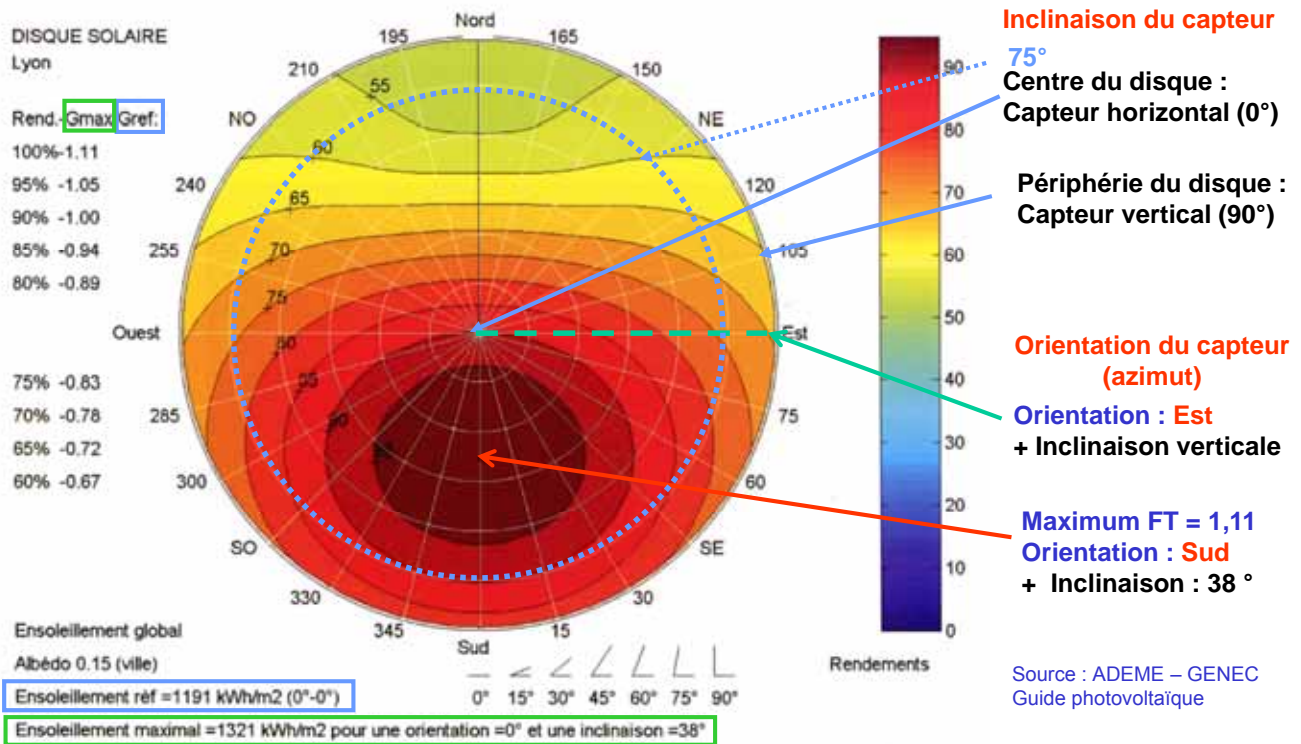


Source : M.R. PATEL, *Wind and Solar Power Systems*, CRC Press, 1999



Évaluation de la productivité photovoltaïque annuelle abaque pour calcul du « Facteur de Transposition » (FT)

Exemple à LYON, représentatif de la France Métropolitaine en zone urbaine



Évaluation de la productivité photovoltaïque (suite)

Irradiation solaire annuelle totale (dans le plan des panneaux) : E_{pv} en kWh/m²

Vu les spécifications avec une irradiance I_{pv} de 1 kW/m², tout se passe comme si on recevait cette puissance pendant un temps : $E_{pv} \text{ (kWh/m}^2\text{)} / I_{pv} \text{ (1 kW/m}^2\text{)}$
que nous appelons : **nombre d'heures équivalent pleine puissance N_{hepp}**

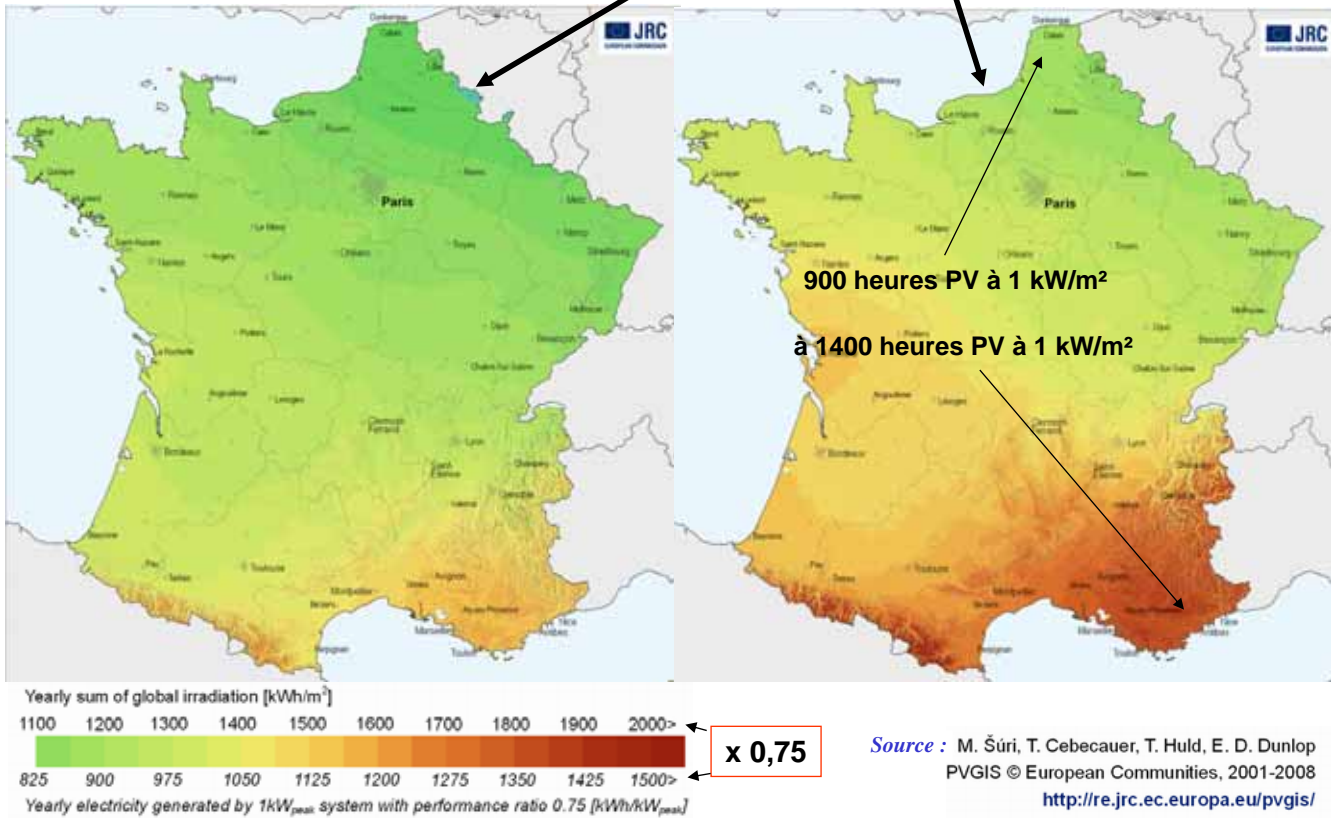
Ex. : sur un site à 1400 kWh/m², en supposant un rendement de conversion constant, tout se passe comme si le module avait reçu une 1 kW/m² durant $N_{hepp} = 1400$ heures /an. Une capacité de production de 1 W_p aurait donc une productivité théorique annuelle de 1400 Wh_e (électriques)

Pour prendre en compte (empiriquement) les « pertes » de productible, on multiplie par le « **performance ratio** », par ex. 0,75 et on obtient : 1050 Wh_e
(PR peut varier selon la ventilation des modules, la température ambiante, les salissures, le rendement du convertisseur, etc...)

Variation annuelle de la productivité (exemple sur la France métropolitaine) :
1210 kWh_e/kW_p en 2012 et 1140 kWh_e/kW_p en 2013

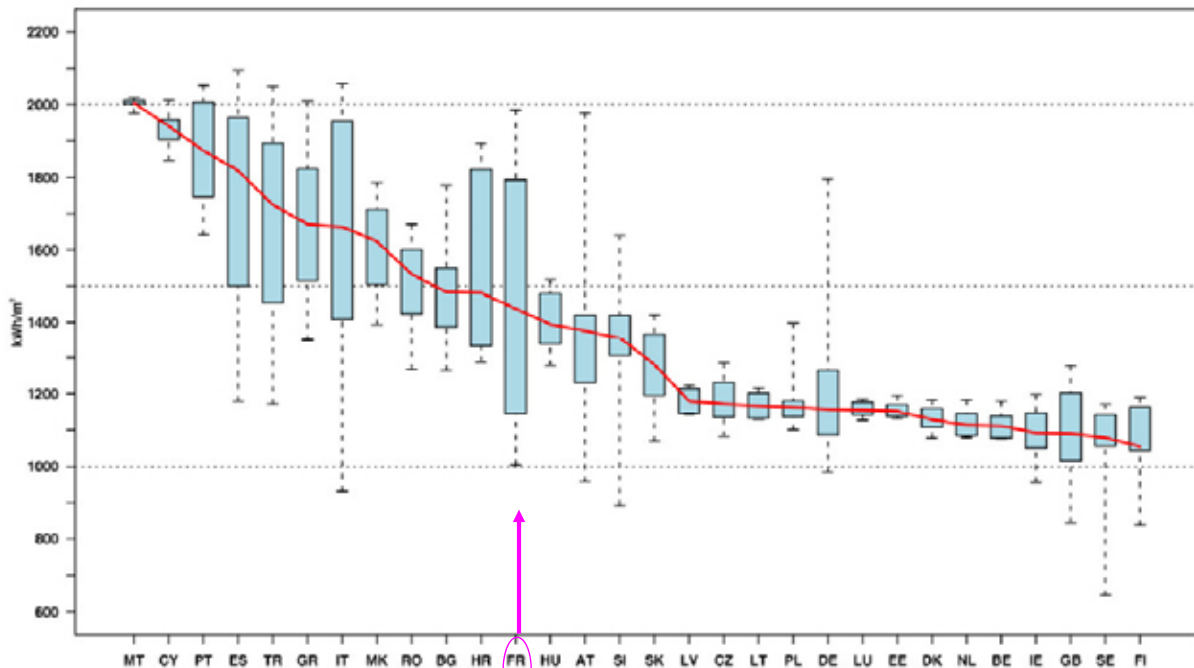


Irradiation solaire et productivité annuelle PV en France : plan horizontal ou incliné (« optimal »)



Irradiation solaire annuelle en Europe

Comparison of yearly global irradiation incident on optimally-inclined photovoltaic modules in 25 European Union member countries and 5 candidate countries



Source : JRC



Rendement des modules : un critère à relativiser

Exemple comparatif pour une puissance installée de **1 kW_p**

Technologie 1 : rendement 9%

Technologie 2 : rendement 18%

Sous irradiation de 1 kW/m²,
il faut une superficie de modules de :

$$1 \text{ m}^2/9\% = 11 \text{ m}^2$$

$$1 \text{ m}^2/18\% = 5,5 \text{ m}^2$$

Le rendement des modules « n'agit que » sur la surface nécessaire

En supposant un coût total d'installation de :

$$1,5 \text{ €/W}_p$$

$$2 \text{ €/W}_p$$

Le prix de revient simplifié du kWh sur 20 ans
avec une productivité annuelle de 1000h (1 kW_p produira 20 000 kWh)

$$1500 \text{ €} / 20\ 000 = 7,5 \text{ c€/kWh}$$

$$2000 \text{ €} / 20\ 000 = 10 \text{ c€/kWh}$$

Le coût de revient de l'électricité peut même être plus faible...



Croissance de la filière photovoltaïque

Fin 2016 : environ **303 GWc** cumulés dans le monde

(dont France : 7,1 GW- 7,7 TWh – Allemagne : 42 GW-38 TWh)

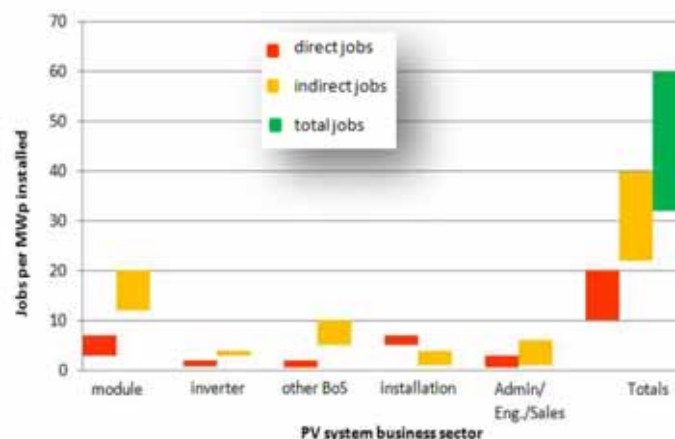
+ 55 GW en 2016 (1^{er} Chine)

≈ 300 TWh de productible (1,2 % de la production mondiale et 4% en Europe)

Croissance moyenne sur 10 ans (2006-2016) : + 45%/an

Prévision mondiale **2030 : 1000 GW (productible d'environ 1000 TWh)**

Emplois :

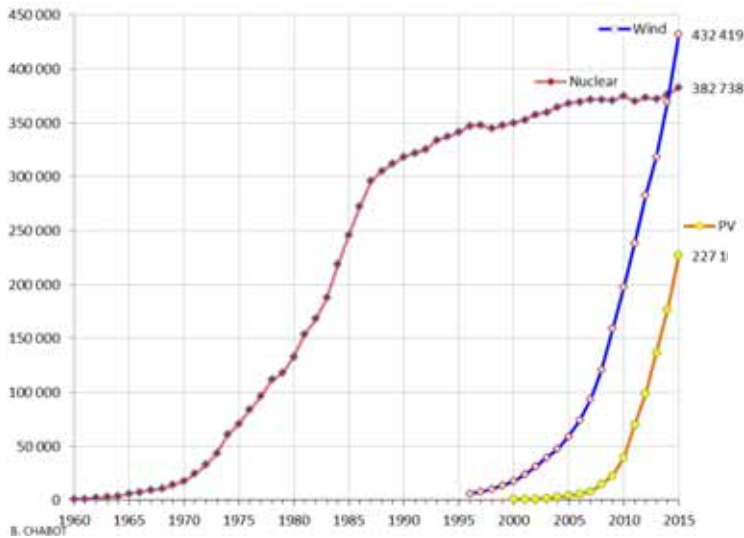


Source : EPIA 2012



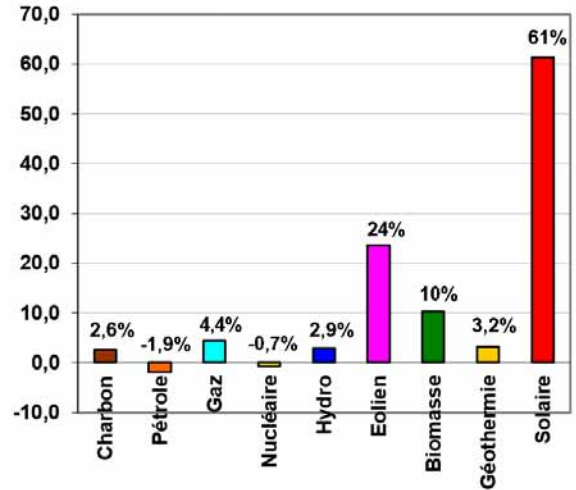
Evolution de la production d'électricité par ressources

Evolution de la puissance installée en sources décarbonées



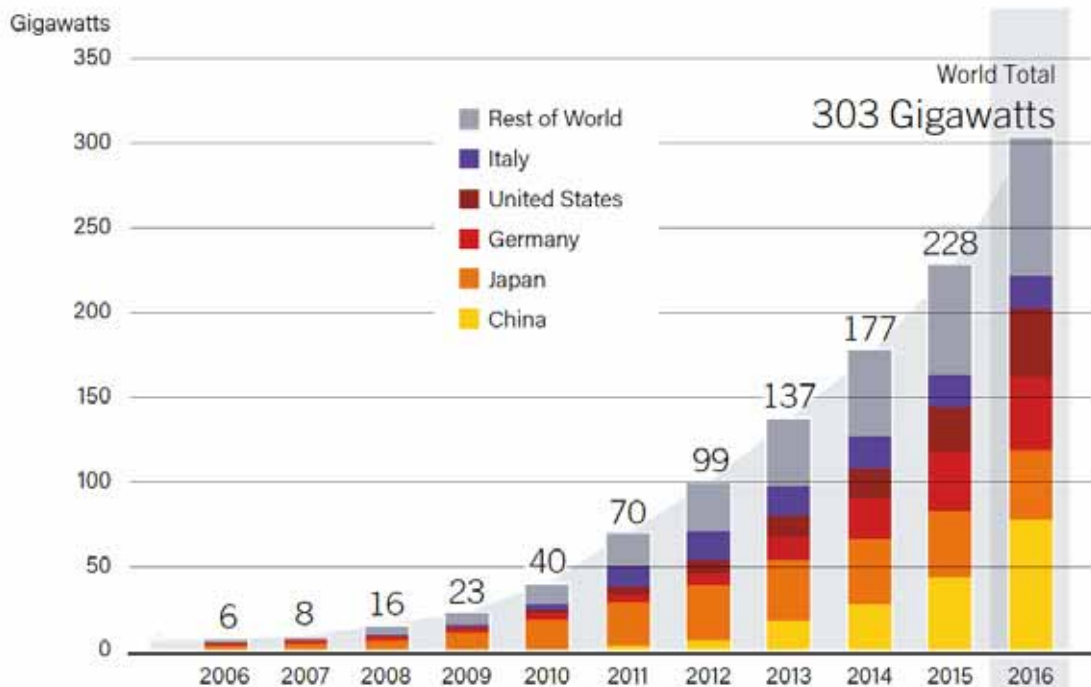
Source : B. Chabot, <http://www.renewablesinternational.net/nuclear-and-renewables-up-to-2015/150/537/94910/>

Evolution moyenne en % par an sur 10 ans (2005-2015)



Croissance de la filière photovoltaïque

fin 2016 : environ 300 GW cumulés



Source : Renewables 2017 Global Status Report, may 2017



Systèmes photovoltaïques connectés au réseau (au fil du soleil) :

Toits solaires :

Allemagne, dès 1990 : 1000 toits solaires puis 100 000

Japon, dès 1994 : 70 000 toits solaires pour 2000

USA : 1 million solar roofs (MSR) pour 2010...



Source : auteur

Tarifs d'achat du kWh PV incitatifs, en France (décollage tardif) :

2002 : 15 c€/kWh

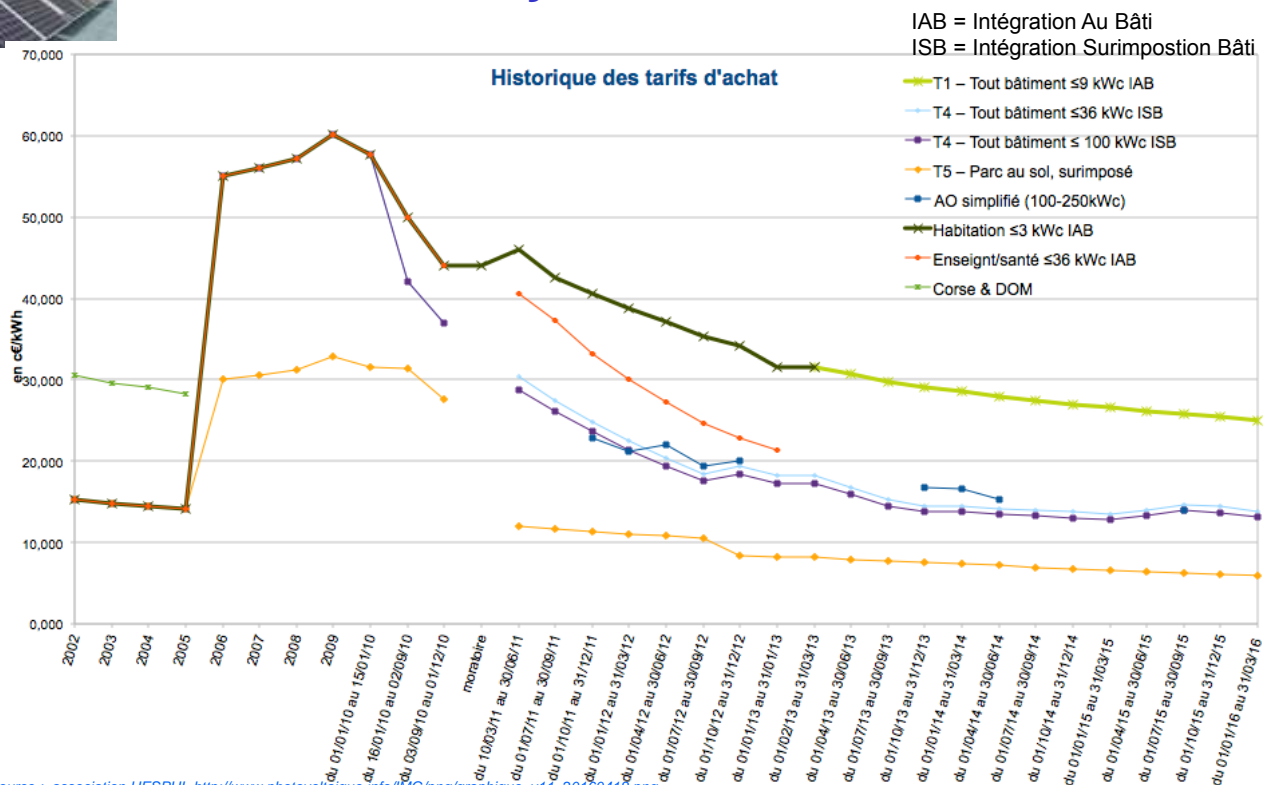
2006 : 30 c€ + 25 c€ (prime d'intégration)
40 c€ (DOM et Corse)

2011 : baisse du tarif : 46 c€ (résid. Intégré -> 9 kW_c)
28 c€ bât. 36 à 100 kW_c
12 c€ autres 0 à 12 MW_c

mi 2016 : 13,82 c€ (résidentiel toiture non intégré < 36 kW_c)
25,01 c€ (résidentiel intégré au bâti < 9 kW_c)



Tarifs d'achat français 2002 à 2016



Source : association HESPUL http://www.photovoltaique.info/IMG/png/graphique_v1_20160416.png

Depuis 2017 en France : possibilité d'installation PV avec stockage



Systèmes photovoltaïques connectés au réseau (au fil du soleil) :

Centrales de grande puissance :

Exemple 2 : Toul-Rosières (France, 2012) sur une ancienne base aérienne
115 MW sur 120 hectares, 124 GWh/an



1,4 millions de modules 82 W
Firstsolar (couches minces CdTe)
Onduleurs SMA



Source : EDF Energies Nouvelles



Systèmes photovoltaïques connectés au réseau (au fil du soleil) :

Centrales de grande puissance :

Exemple 3 : parc de Cestas (Gironde, 2015) 300 MW (sur 300 ha)
350 GWh/an, 360 M€ (300 M€ centrale, 30 M€ financiers, 20 M€ foncier, 10 M€ poste RTE)

environ 1,2 €/W_c (2015) (ou 1 €/W_c centrale seule)

prix de vente de l'électricité 105 €/MWh

1 M modules 305 W mc-Si
montés en toitures est-ouest
400 onduleurs 680 kVA
200 transfo 1360 kVA
2 transfo 140 MVA – 245 kV

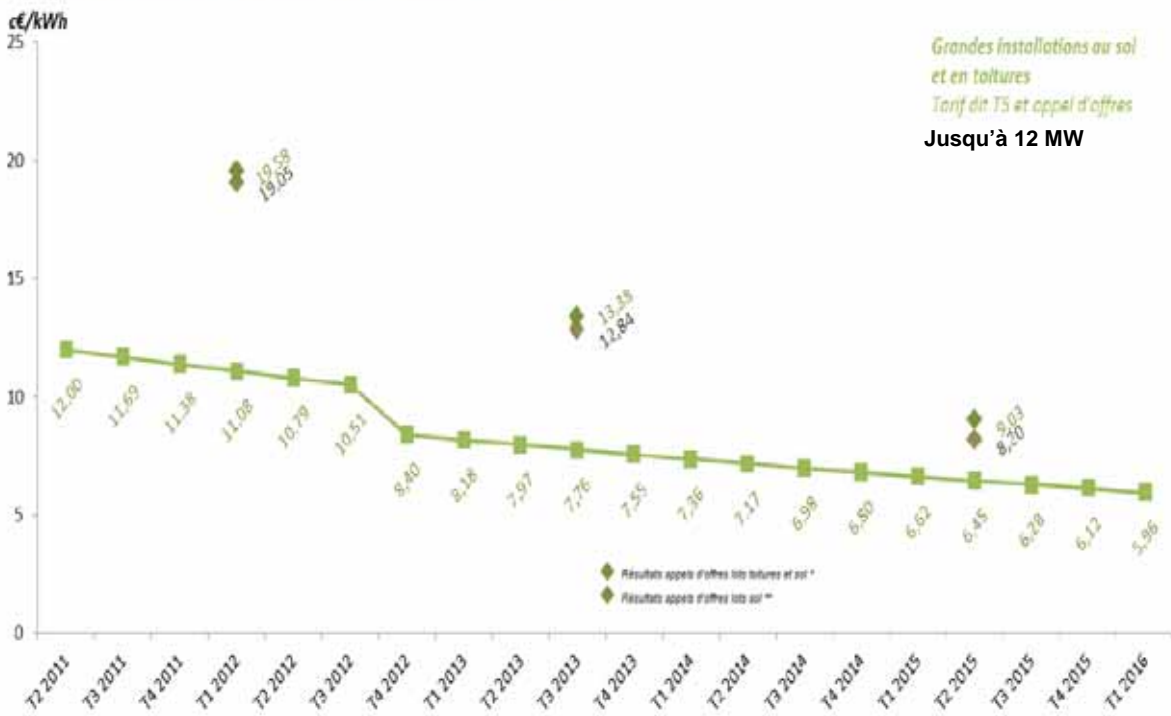


Source : Neoen



Tarifs d'achat français des grandes installations

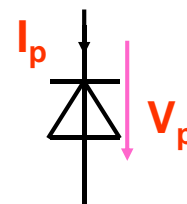
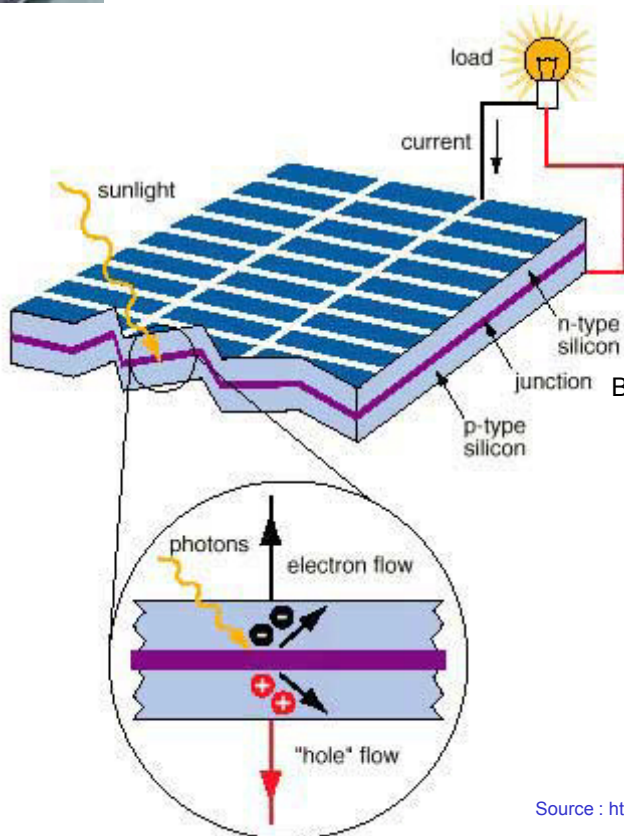
Evolution trimestrielle des tarifs d'achat – France continentale



Source : www.observatoire-energie-photovoltaïque.com 17^{ème} édition mars 2016



Principe d'une cellule photovoltaïque



Zone N peu épaisse et transparente

Barrière de potentiel : création des paires électron-trou

Zone P absorbante

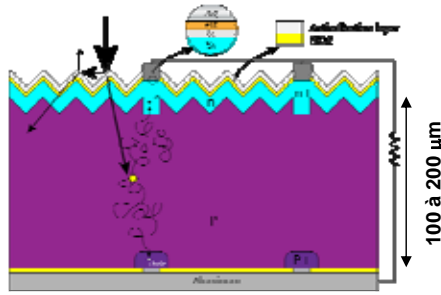
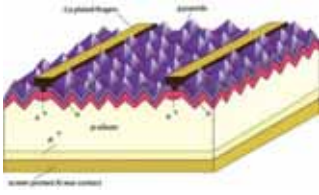


Source : <http://www.rise.org.au/>

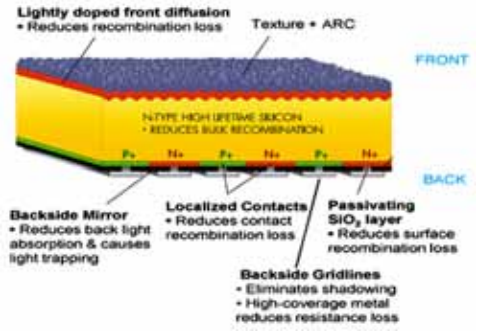


Principales technologies commerciales

Silicium Cristallin :



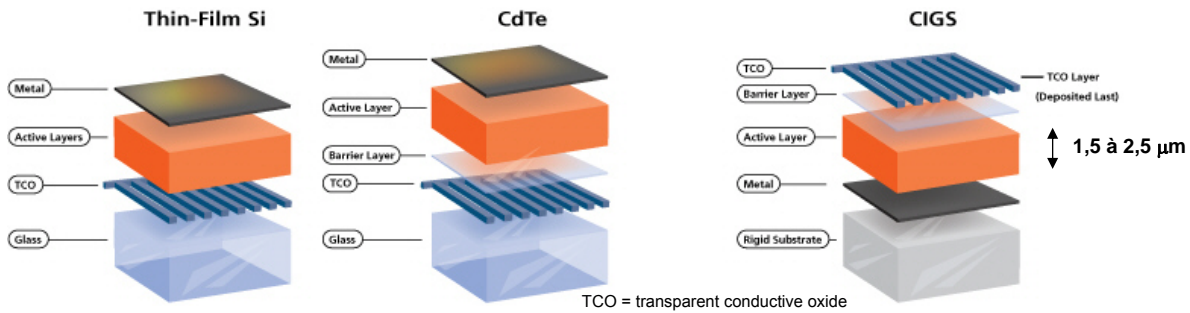
Source : Wikimedia Commons



Technologie IBC (Interdigitated Back Contact) : SunPower (rendement cellule > 22%)

Couches minces :

- **a-Si** silicium amorphe (< 1 μm)
- **$\mu\text{C-Si}$** silicium micro-cristallin (1 à 2 μm)
- **CdTe** tellure de cadmium
- **CIS** CuInSe_2 (diséléniure cuivre indium)
- **CIGS** Cu(In,Ga)Se_2 (diséléniure de cuivre-indium-gallium)



25

B. Multon ENS de Rennes



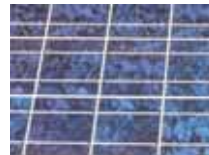
Principales technologies commerciales

Silicium Cristallin : Monocristallin (sc-Si)



SunPower (techno IBC)

Poly (ou multi)cristallin (mc-Si)

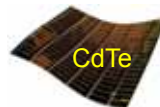


Couches minces :

- silicium amorphe
- silicium en ruban (TH-Si)



- CdTe tellure de cadmium



- CIS cuivre indium selenium



- CIGS (diséléniure de cuivre-iridium-gallium)

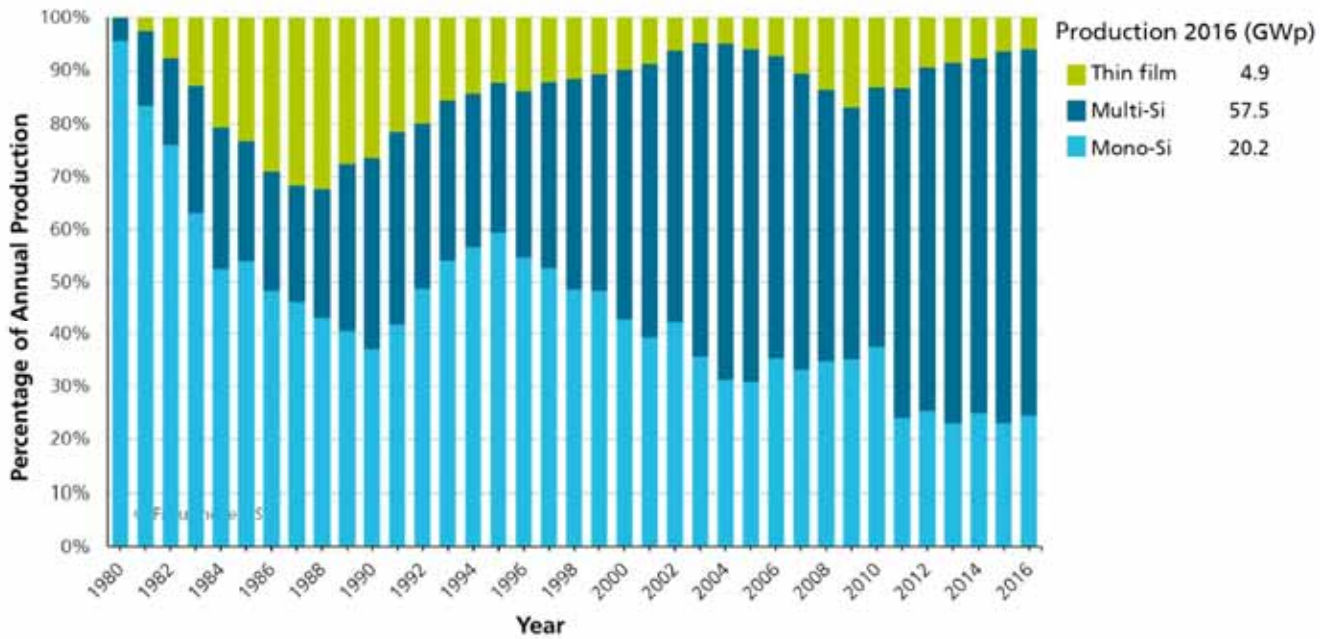


26

B. Multon ENS de Rennes



Dynamique d'évolution des parts de marché des différentes technologies

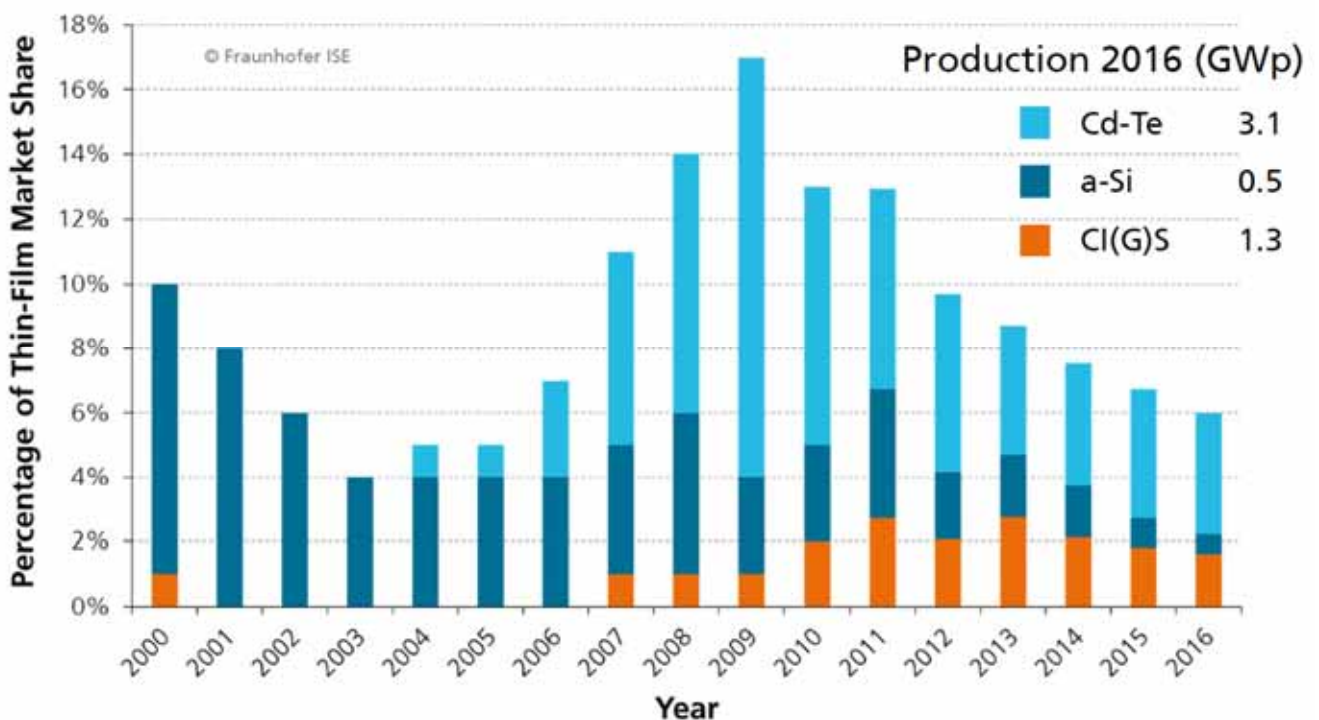


Source : Fraunhofer ISE Photovoltaic report, july 2017

Le silicium cristallin (poly et mono) domine le marché



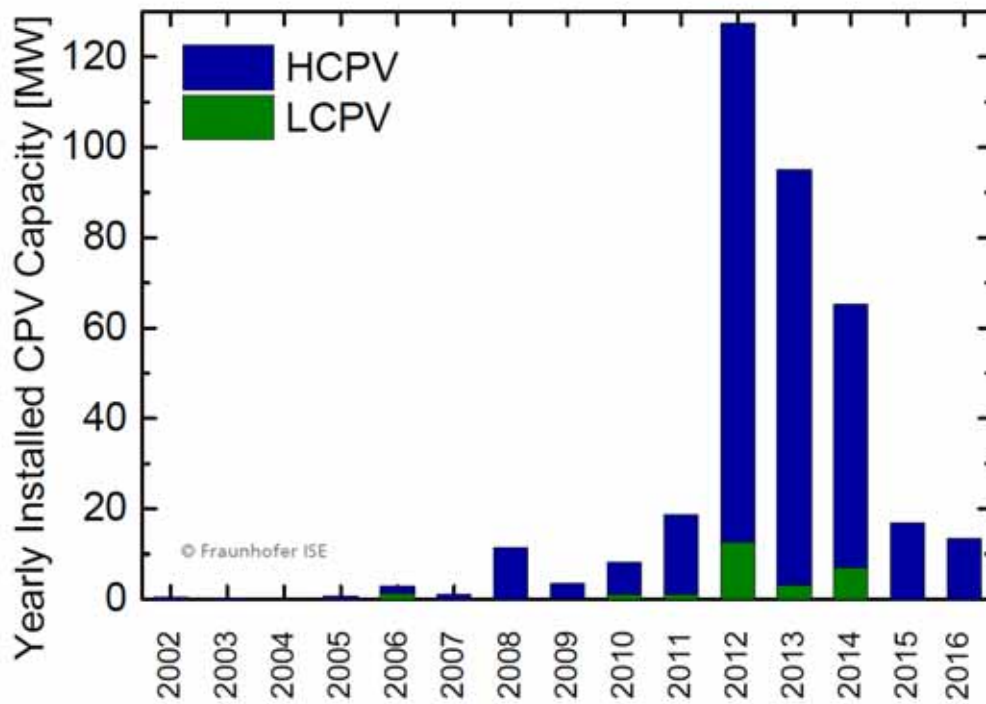
Dynamique d'évolution des parts de marché des technologies non silicium cristallin



Source : Fraunhofer ISE Photovoltaic report, july 2017



Dynamique du marché (très marginal et en déclin) des technologies PV à concentration

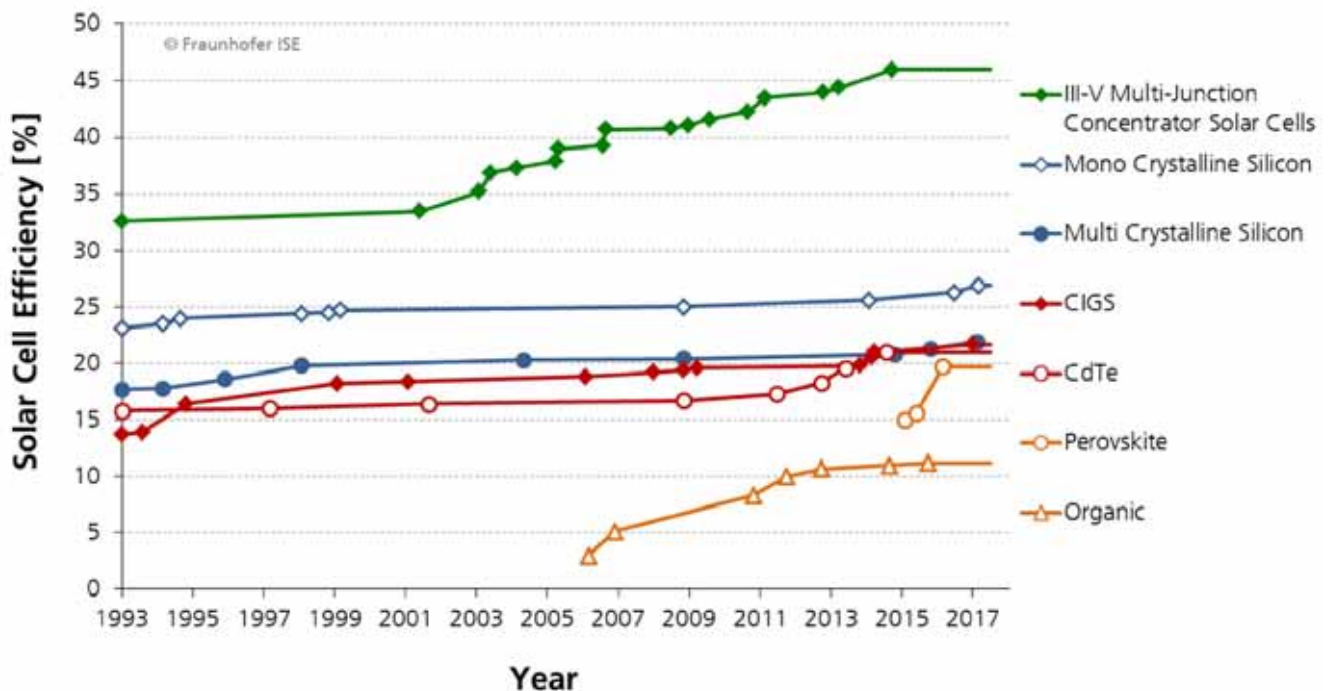


Marché PV
total
en 2016 :
70 GW

Source : Photovoltaic Report, Fraunhofer ISE July 2017



Progression des rendements de cellules en laboratoire

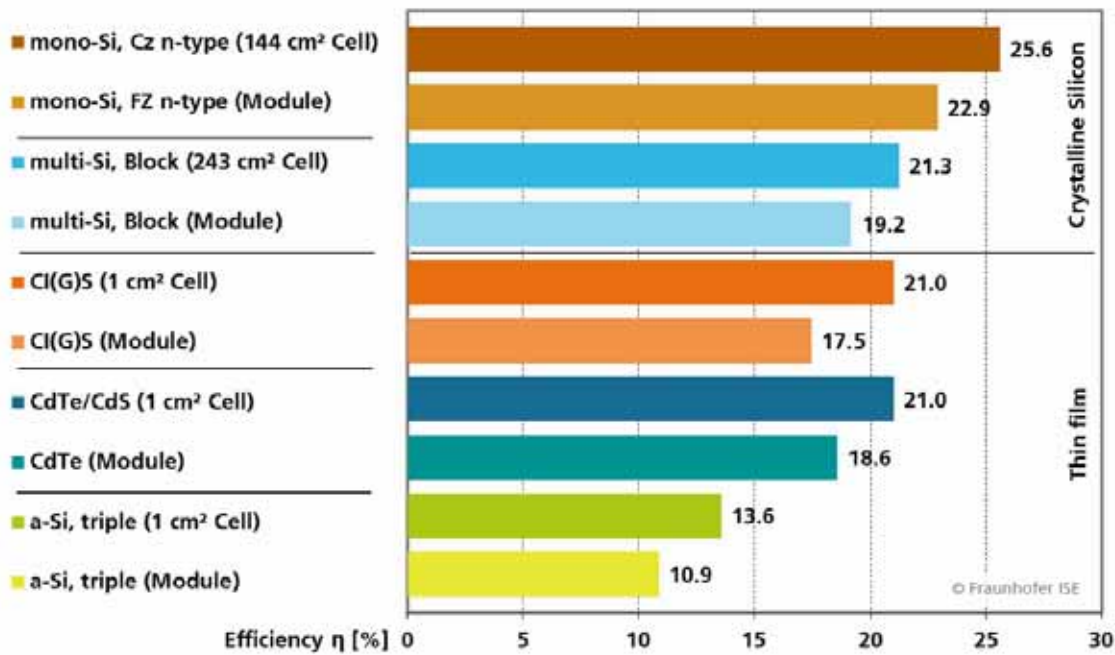


Data: Solar Cell Efficiency Tables (Versions 1-50), Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 1993-2017. Graph: Fraunhofer ISE 2017

Source : Photovoltaic Report, Fraunhofer ISE July 2017



Meilleurs rendements cellules et modules des principales technologies commerciales

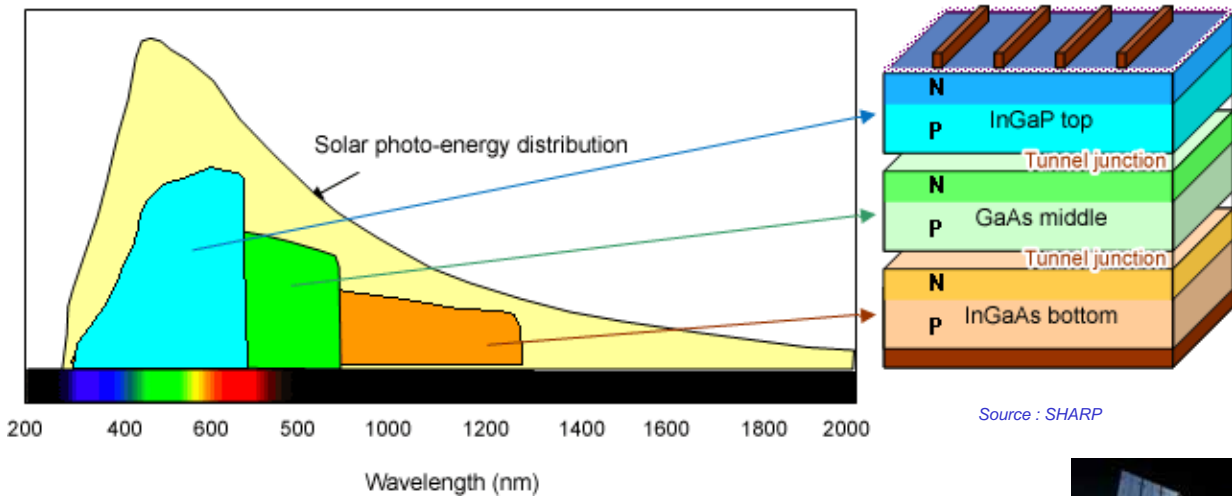


Data: Green et al.: Solar Cell Efficiency Tables (Version 47), Progress in PV: Research and Applications 2016. Graph: PSE AG 2016

Source : Fraunhofer ISE oct. 2016



Multi-jonctions Exemple de laboratoire (Sharp, 2011) : **Rendement 36,9%** (sans concentration, sur cellule de 1 cm²)



Source : SHARP

En 2009, satellite GOSAT (Greenhouse gases Observing SATellite) avec modules à cellules triplejonction Sharp



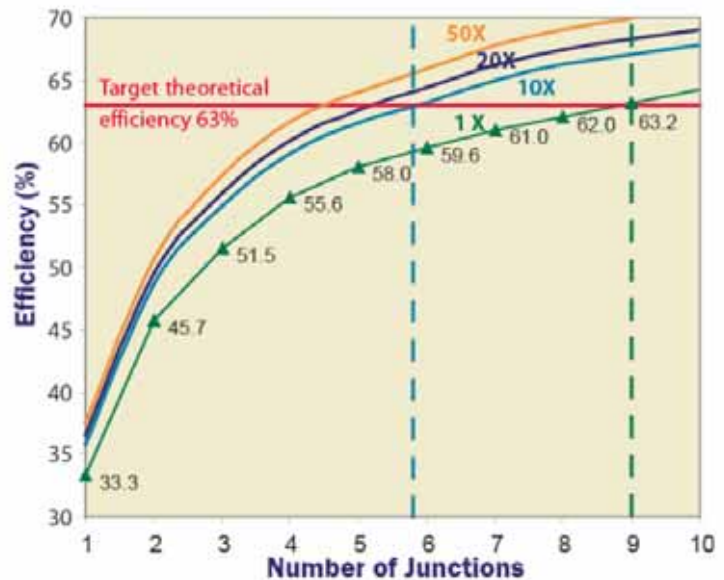
GOSAT Ibuki (Photo: JAXA)



Cellules multi-jonctions (jusqu'à 6) avec concentration du rayonnement : limites de rendement

6J Solar Cell Band Gaps	6-junction solar cell at 20X		100 X
	Thermodynamic efficiency	Practical efficiency limit	Practical efficiency limit
High Eg 2.4 eV	14.0%	13.8%	13.8%
GaInP 1.94 eV	16.6%	14.3%	14.3%
GaAs 1.43 eV	13.9%	11.7%	12.0%
Si 1.12 eV	9.7%	7.8%	8.5%
0.95 eV	5.0%	3.8%	4.0%
0.70 eV	4.1%	2.9%	3.0%
	Total $\eta = 64.2\%$	Total $\eta = 54.3\%$	Total $\eta = 55.6\%$

Derating of thermodynamic efficiency

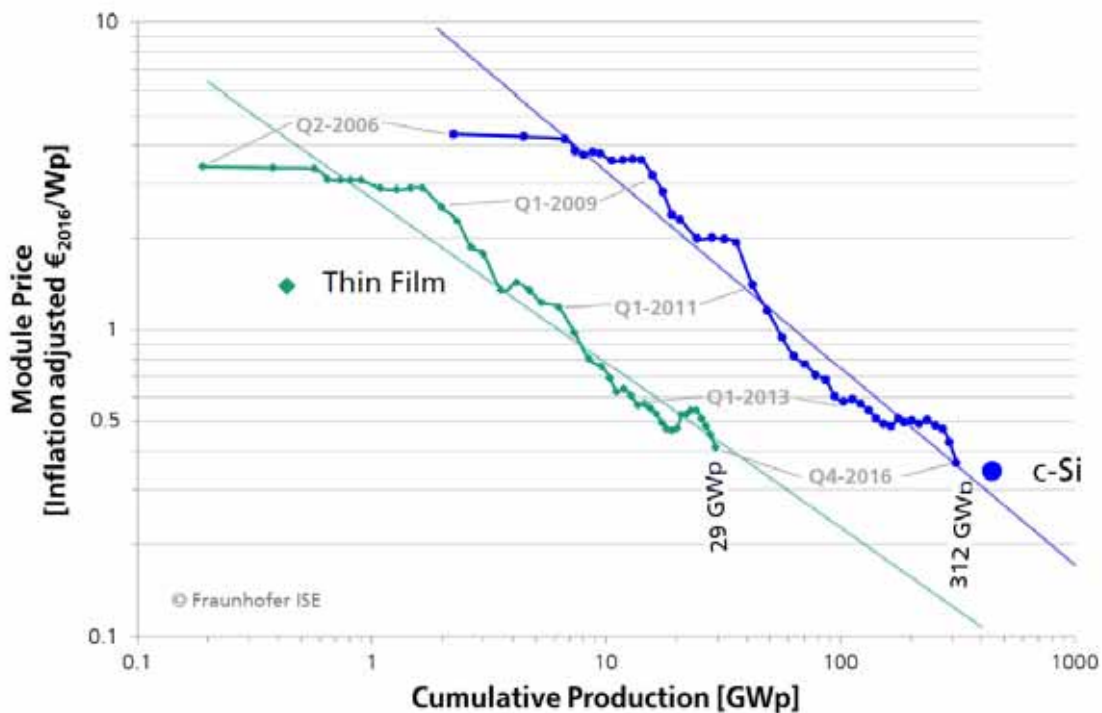


Theoretical efficiency as a function of concentration under AM1.5G conditions.

Source : DARPA, Dresden PV 2006



Baisse des prix des modules (avec correction de l'inflation)



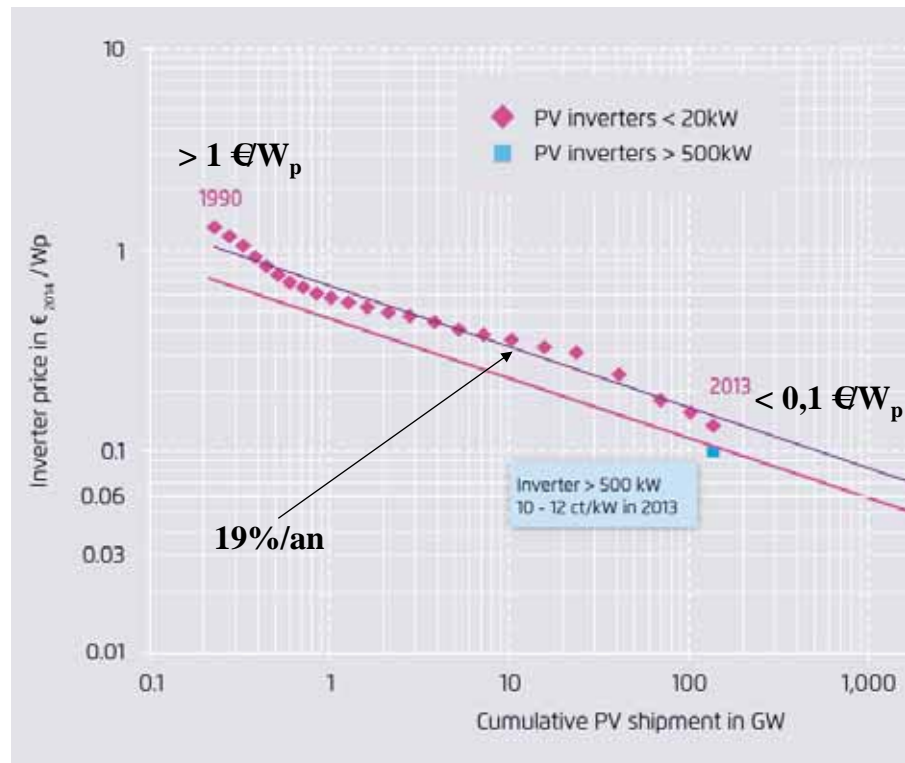
Source : Photovoltaic Report, Fraunhofer ISE July 2017



Grâce à une significative augmentation des performances, le prix des onduleurs a également fortement baissé, mais un peu moins vite



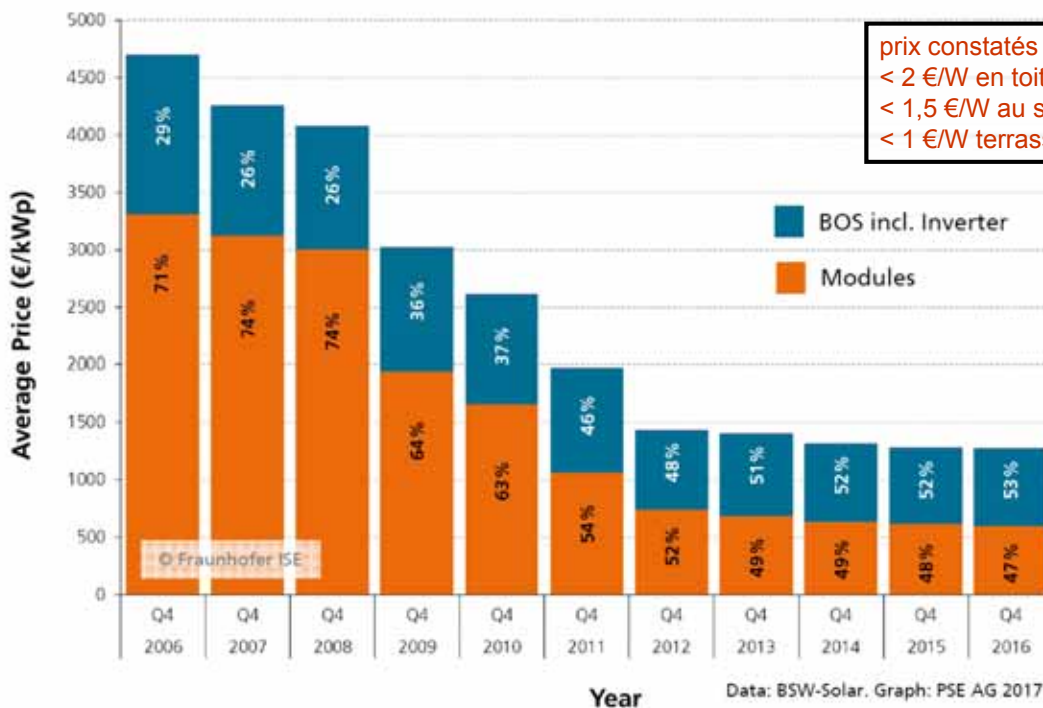
Source : SMA



Source : Current and Future Cost of Photovoltaics, Fraunhofer ISE, 2015



Baisse des prix (installations toiture 10 à 100 kW) en Allemagne 2006 à 2016



prix constatés en France :
 < 2 €/W en toiture faible puissance
 < 1,5 €/W au sol
 < 1 €/W terrasse toiture film mince

Data: BSW-Solar. Graph: PSE AG 2017

Source : Fraunhofer ISE, july 2017

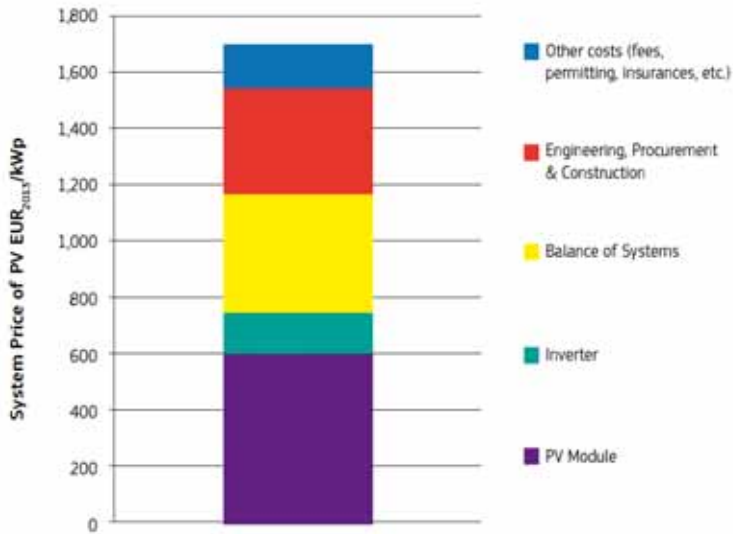
Avec 1,5 €/W et 1000 h à pleine puissance pendant 20 ans :

prix du kWh (hors intérêts et coût de fonctionnement) : $\cong 7,5$ c€/kWh



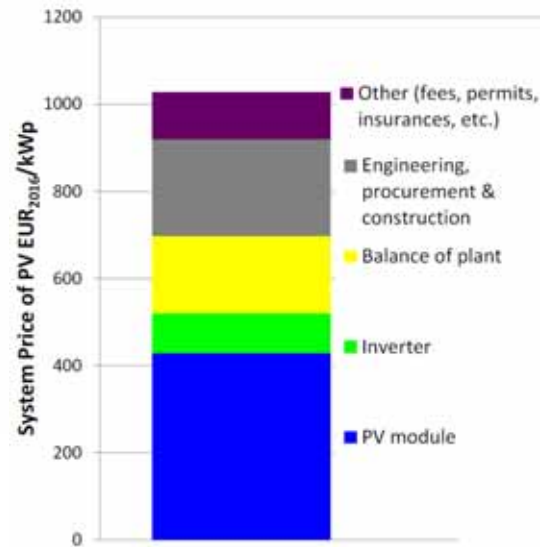
Répartition des coûts des installations PV

Résidentielles (en toiture)



Source : PV Status report JRC oct. 2014

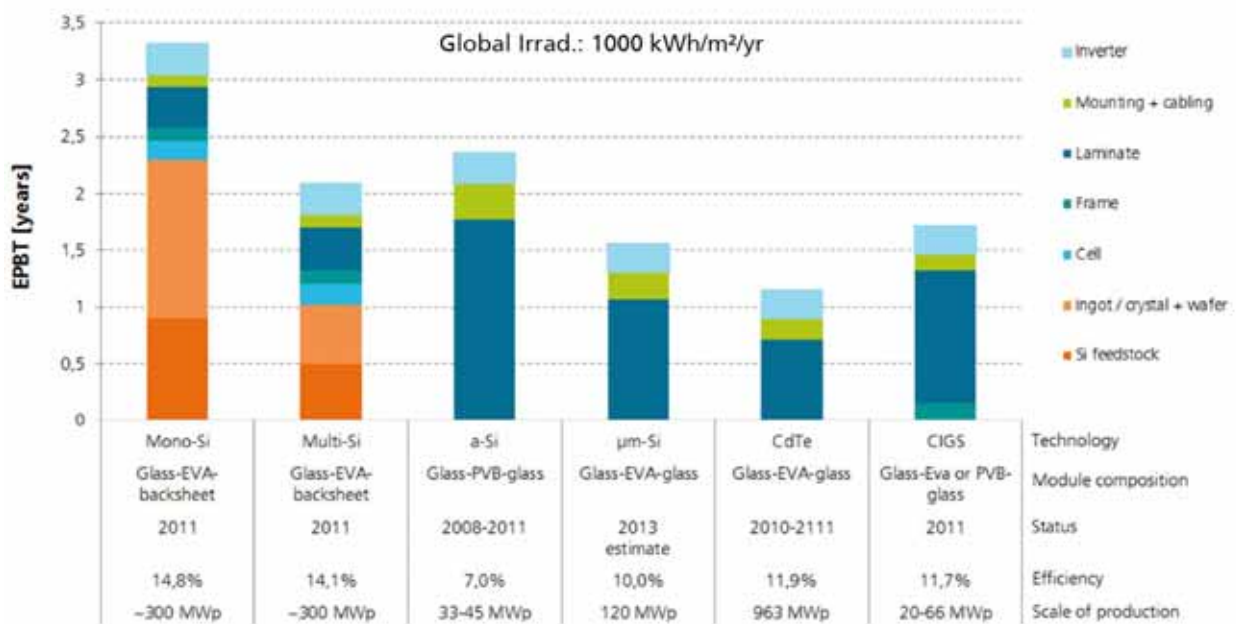
Grandes puissances au sol



Source : PV Status report JRC oct. 2016



Temps de retour sur investissement énergétique : entre 1 et 3 ans à 1000 kWh/m²/an quelle que soit la technologie



Data: M.J. de Wild-Scholten 2013. Graph: PSE AG 2014

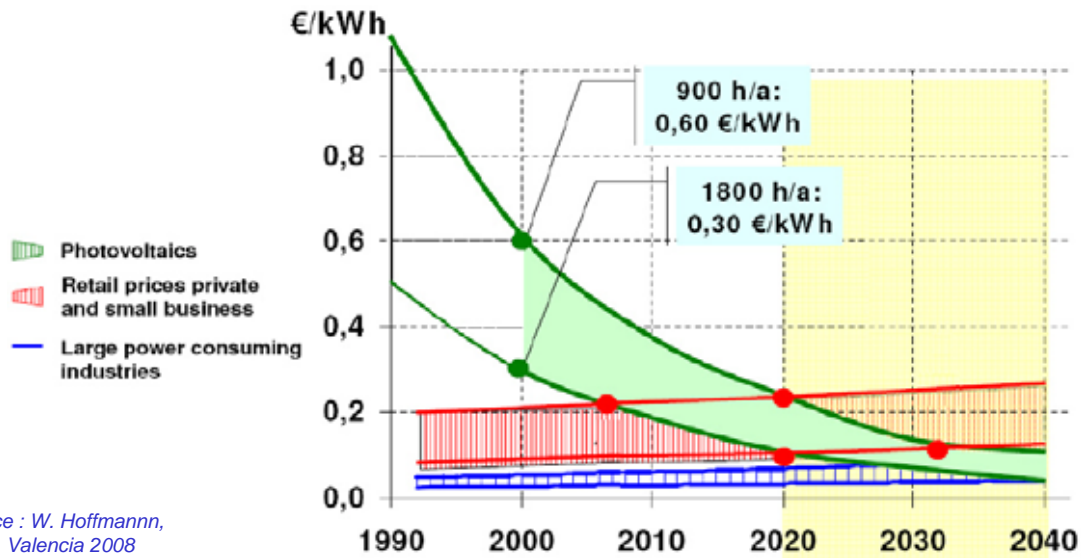
EPBT = Energy payback time

En amélioration continue : EPBT divisé par 2 en 10 ans (2000 à 2010)

Source : Fraunhofer ISE nov. 2015



Parité réseau : déjà atteinte dans les lieux où l'électricité est chère et les conditions d'irradiance favorables



Source : W. Hoffmann,
EPIA, Valencia 2008

En réalité, la parité est atteinte beaucoup plus rapidement que prévu.
En 2014, au centre de l'Europe, prix de revient dans les grandes centrales PV :
8,2 c€/kWh (dont 4,2 c€ amortissement, 2,3 c€ intérêts, 1,7 c€ maintenance)
+ 1 à 2 c€ surcoûts réseau

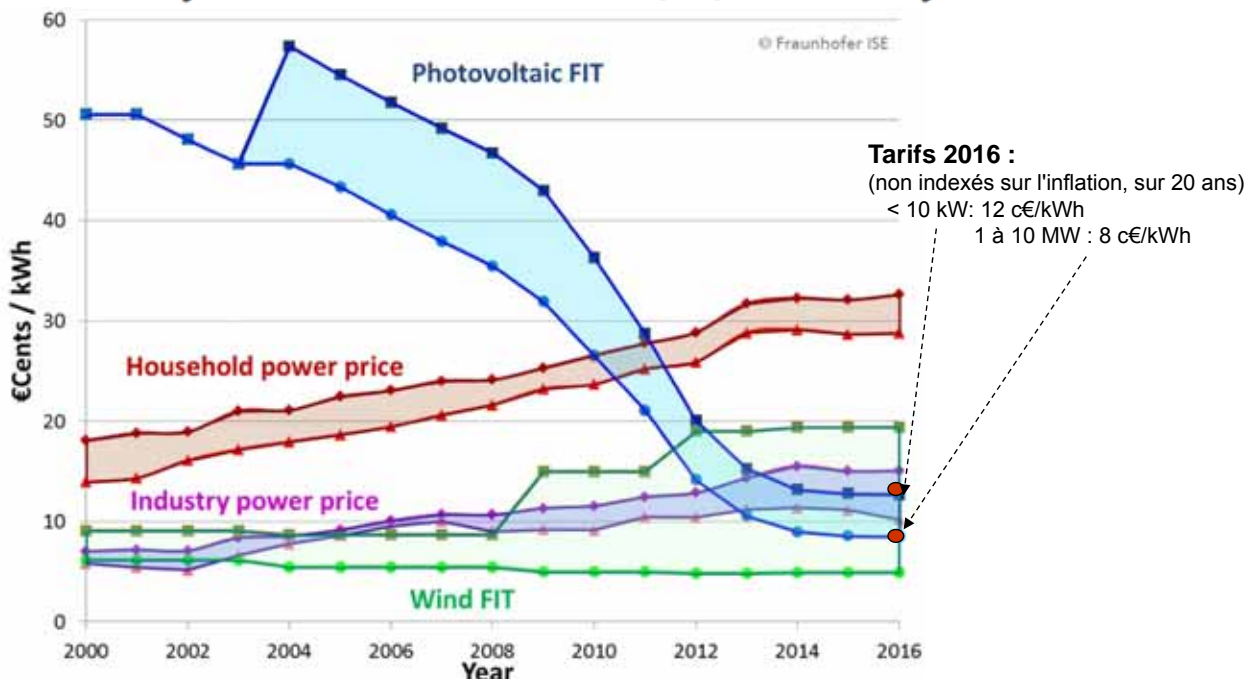
39

B. Multon ENS de Rennes



Cas de l'Allemagne : prix de l'électricité et tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque

Electricity Costs and Feed-In Tariffs (FIT) in Germany



Depuis 2011, il est économiquement plus intéressant
d'autoconsommer son électricité PV que de la vendre au réseau.

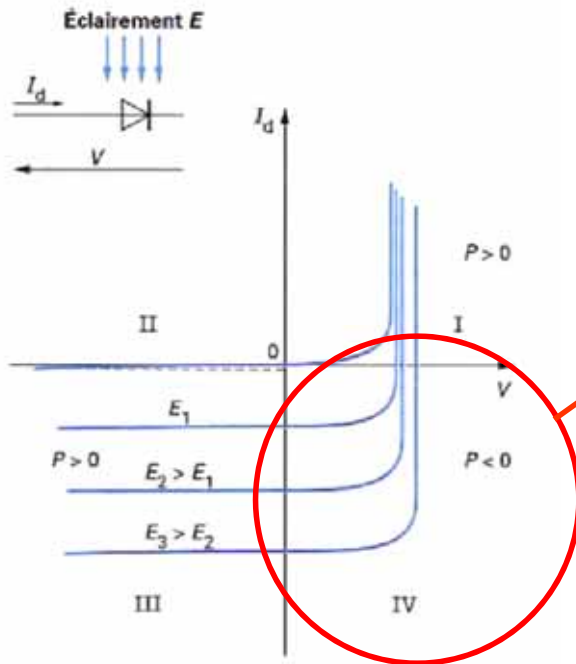
40

B. Multon ENS de Rennes

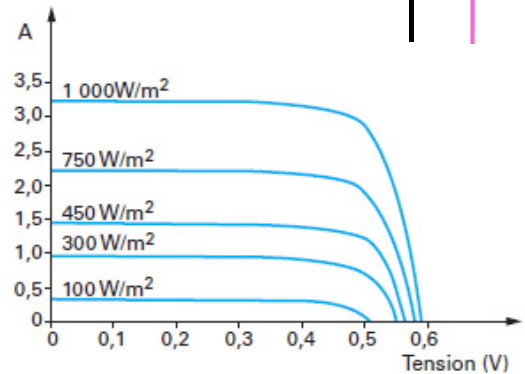
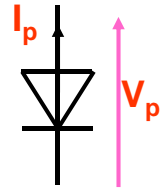


Cellule photovoltaïque, principe :

Convention diode récepteur



Convention diode générateur



$$I_p = I_{cc}(E) + I_s \cdot \left(e^{\left(\frac{e \cdot V_p}{k \cdot T} \right)} - 1 \right)$$

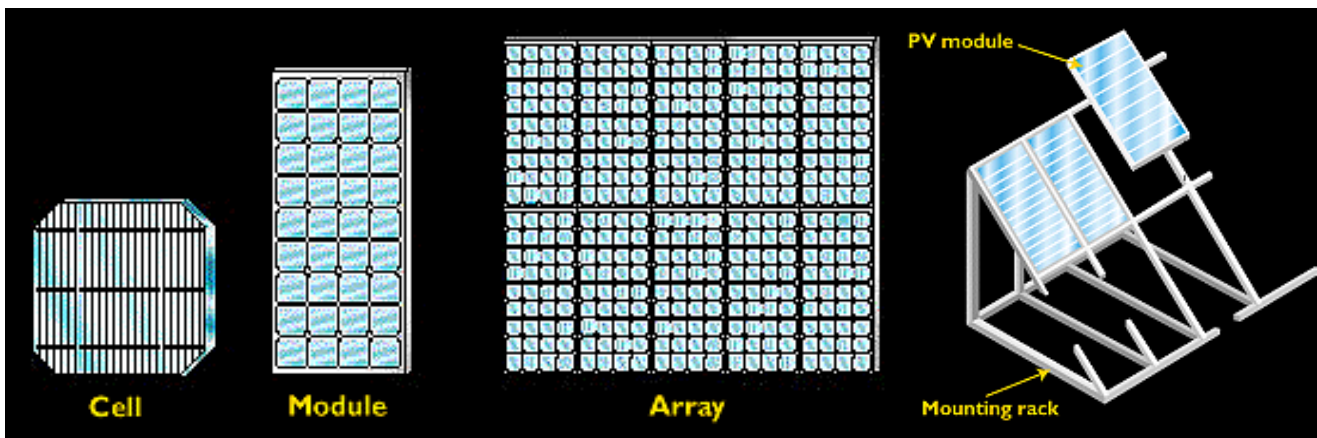
Sources : Protin - Astier Techniques Ingénieur

41

B. Multon ENS de Rennes



Cellules, modules, assemblages :



Source : Web EREN, US DOE

Cellule : diode PV élémentaire, dimensions $\cong 100 \text{ cm}^2$, qq watts

Module : assemblage de cellules connectées en série et parallèle
32, 36, 72, 216... cellules, qq 10 à qq 100 watts

Typiquement : modules de 100 à 200 W ($\cong 1 \text{ m}^2$)
exemple avec 72 cellules en série (34 V)

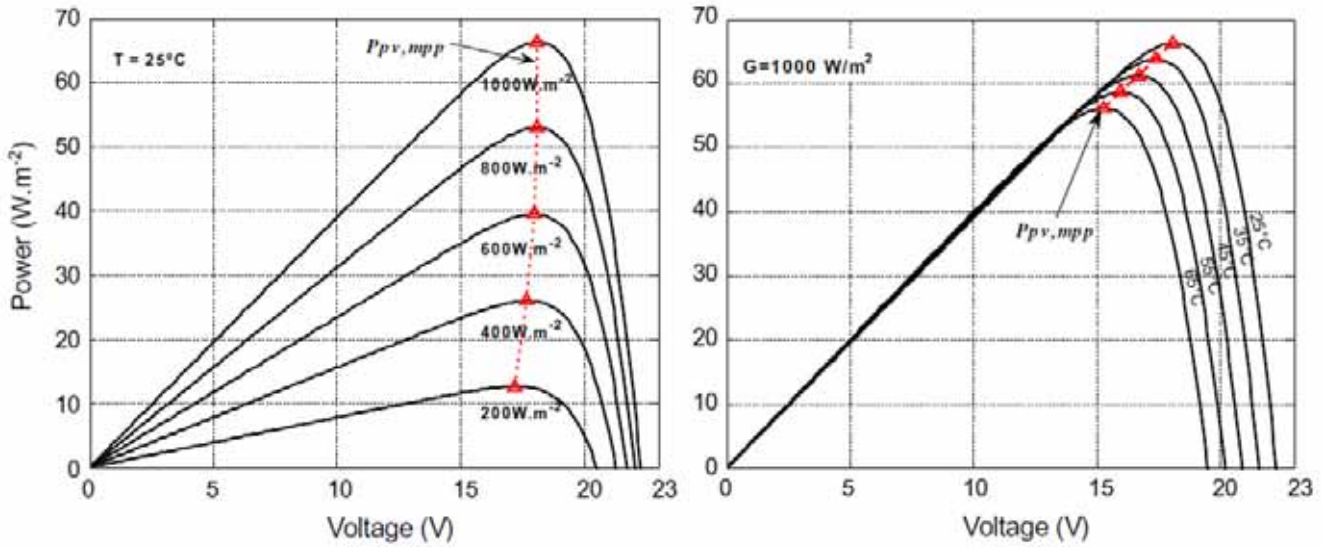
42

B. Multon ENS de Rennes



Courbes de puissance P(V) d'un module et décalage du MPP avec E et T°C

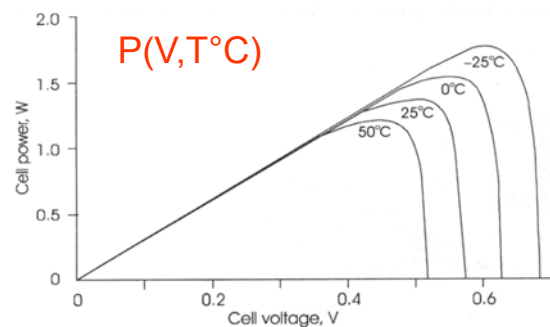
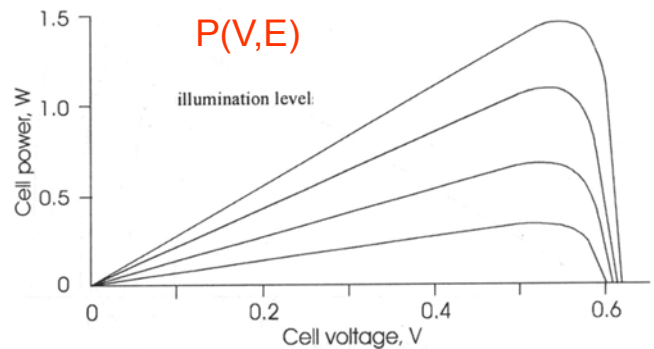
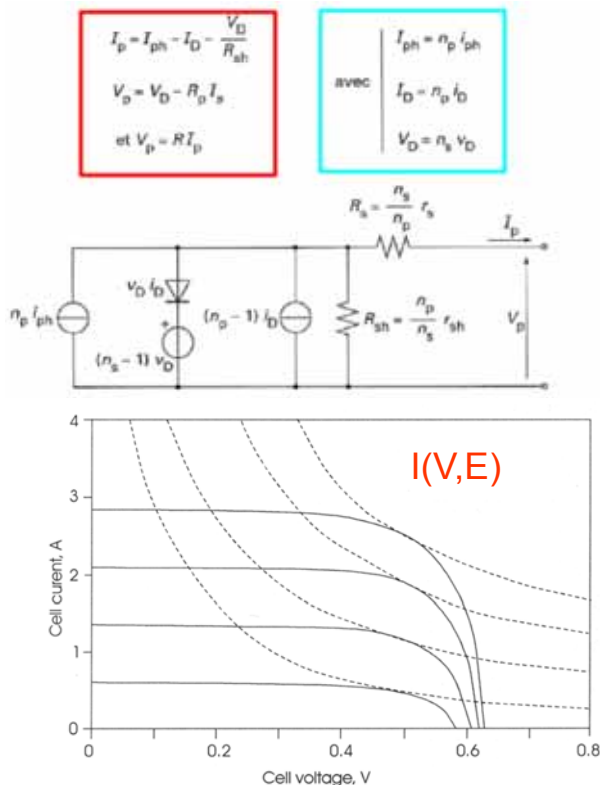
Module Total Energie 65 W (Si polycristallin TE500CR, 36 cellules en série)



Source : M. Ben Ammar et al. Elsevier, Applied Energy 2010



Modélisation analytique des cellules au silicium

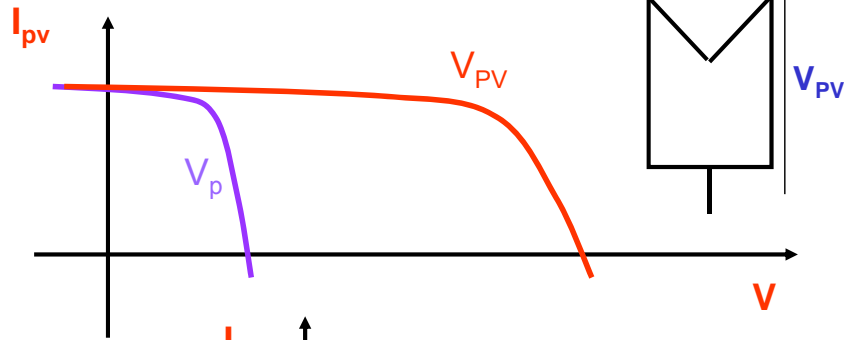
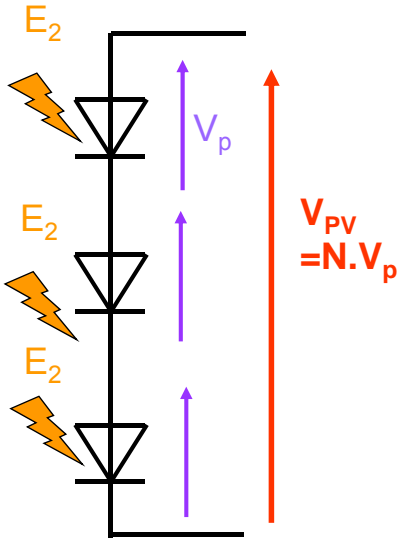


Source : M.R. PATEL, Wind and Solar Power Systems, CRC Press, 1999

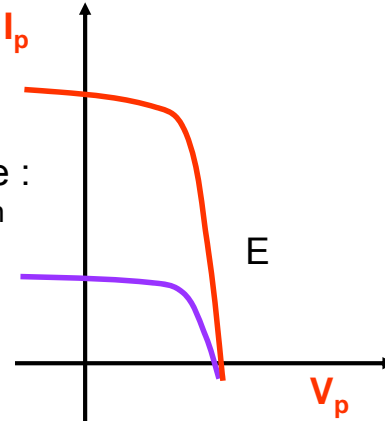


Cellules photovoltaïques, mise en série et en parallèle :

en série :
même courant



en parallèle :
même tension



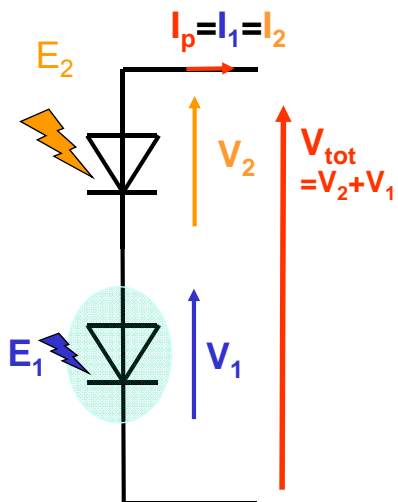
45

B. Multon ENS de Rennes

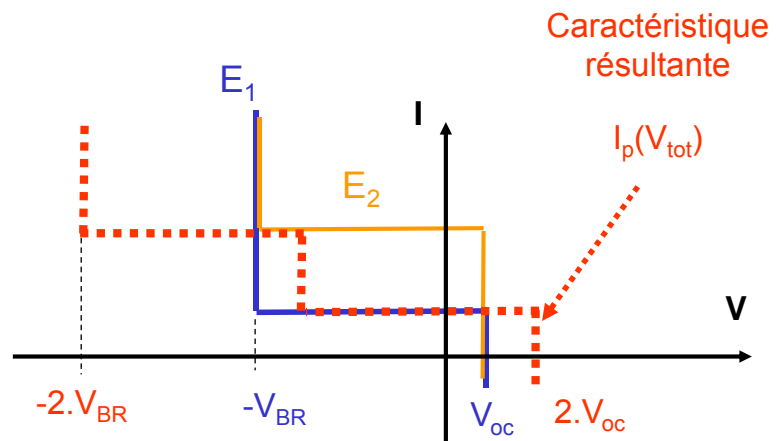


Analyse de la mise en série de cellules PV en situation de déséquilibre

2 cellules en série :
même courant, limité
par la diode la moins éclairée



Caractéristiques idéalisées pour faciliter l'analyse



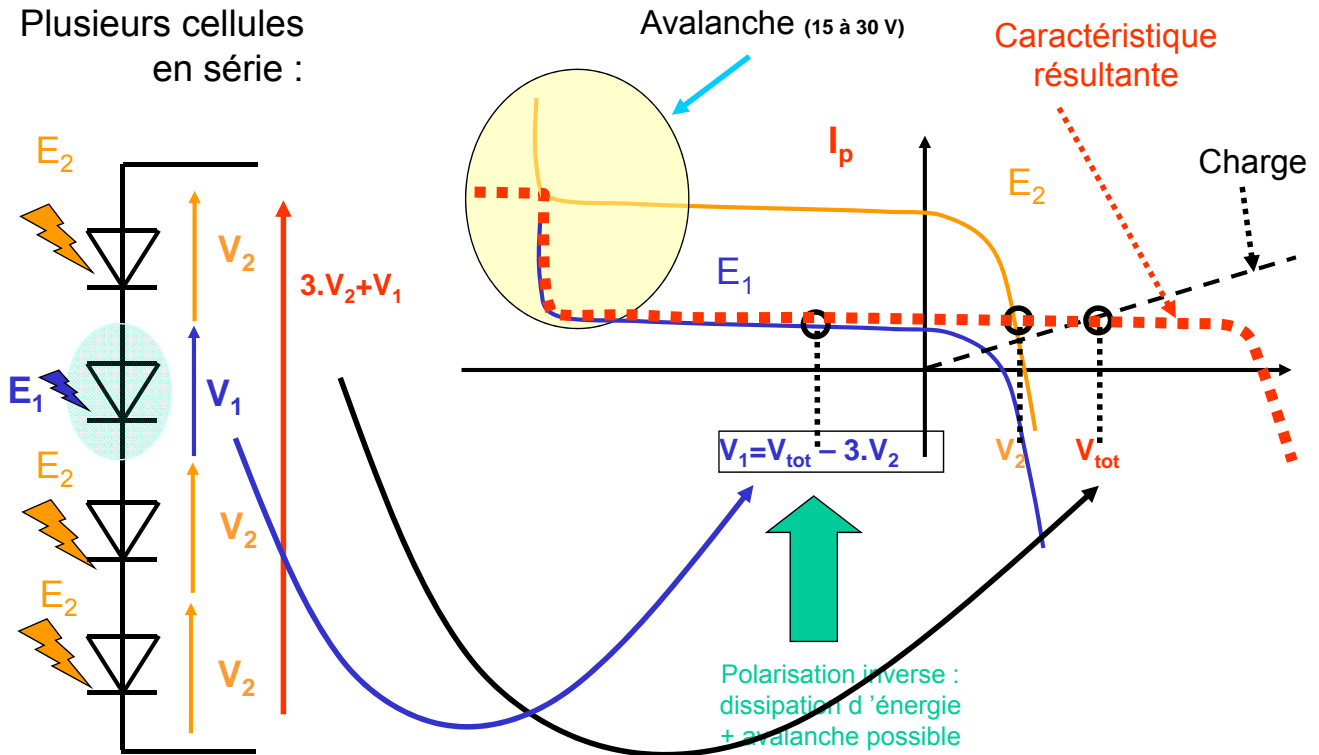
46

B. Multon ENS de Rennes



Déséquilibres (écart de température, d'éclairement, défaillance...) nécessité des diodes de bypass

Plusieurs cellules en série :



47

B. Multon ENS de Rennes



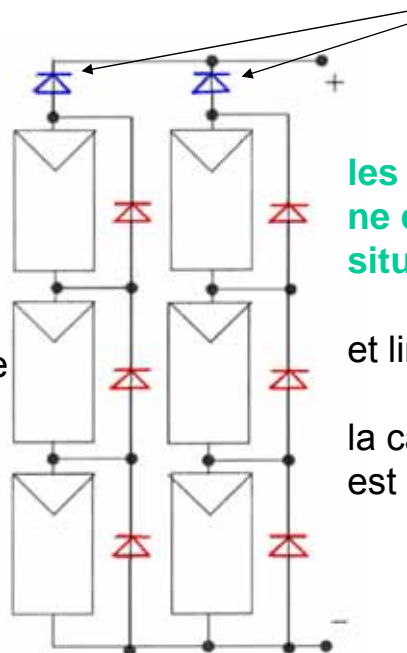
Association de modules : protection par diodes de bypass et diodes série

Pour limiter la tension inverse à une valeur acceptable (point de vue thermique ou avalanche) :

diodes de bypass et diodes série

Pour limiter le nombre de diodes de protection (soutis économique) :

une seule diode par groupe de 24 cellules environ



les diodes bypass ne conduisent qu'en situation de déséquilibre,

et limitent la perte de puissance

la caractéristique I(V) est néanmoins modifiée.

48

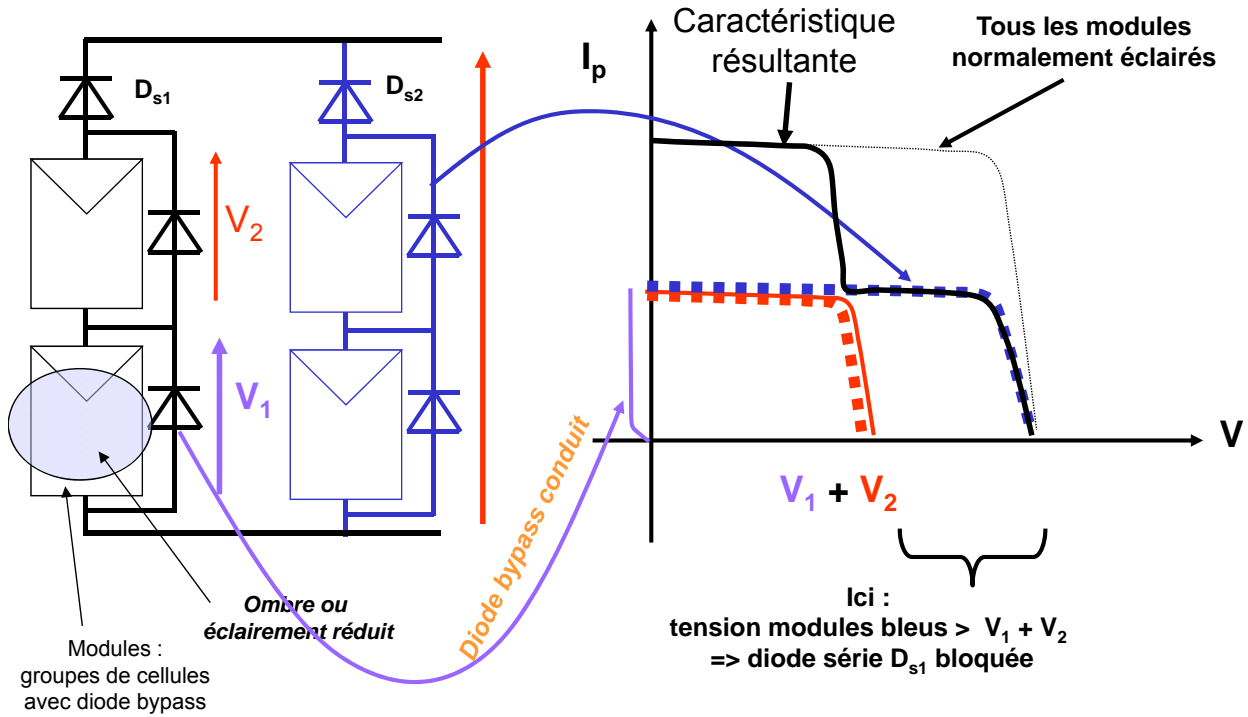
B. Multon ENS de Rennes



Associations de modules PV

fonctionnement avec diodes bypass et série

Exemple : 2 branches de 2 modules en série en parallèle



49

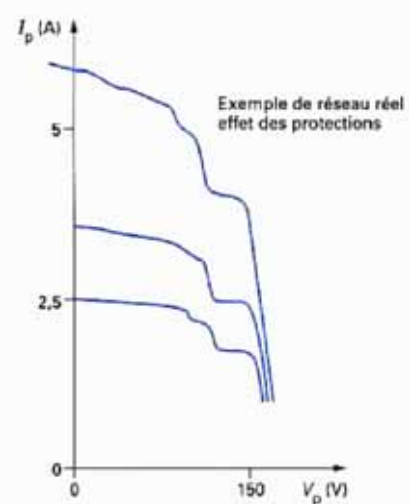
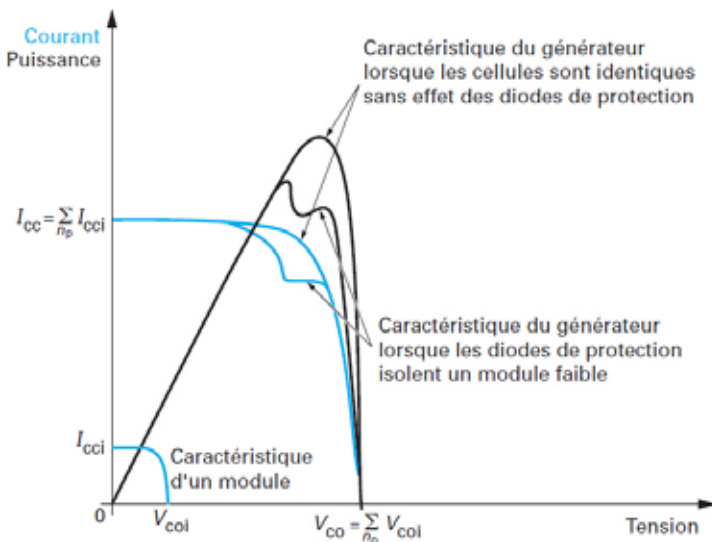
B. Multon ENS de Rennes



Effet des diodes bypass sur les caractéristiques résultantes I(V)

Un module « isolé » par sa diode antiparallèle

Caractéristiques réelles d'un système avec cellules vieilles et une importante couche de poussière



Source : Astier, Techniques Ingénieur

50

B. Multon ENS de Rennes

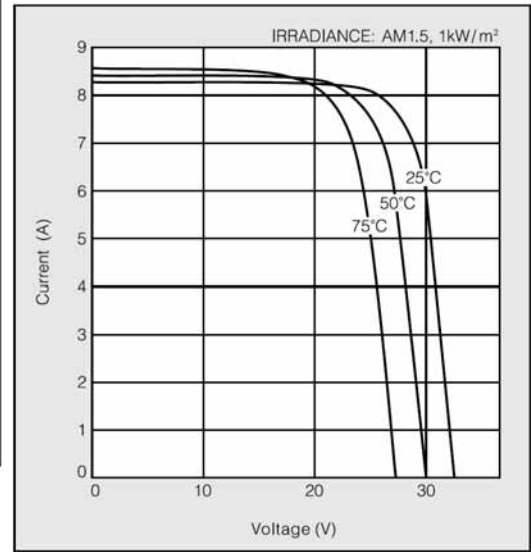
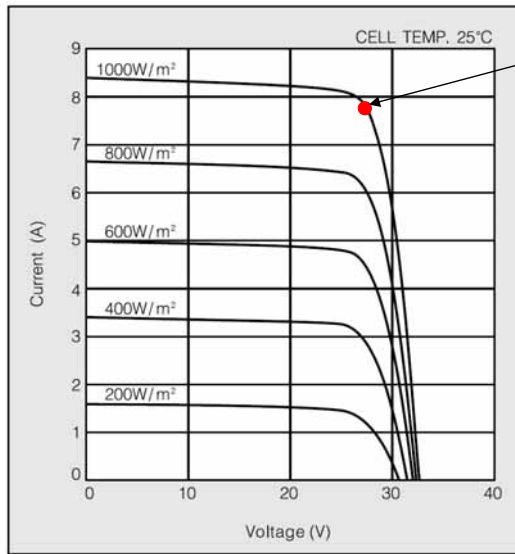


Exemple de module K205 Kyocera Si-polycristallin

Effets de l'irradiance (W/m²) et de la température des cellules



Source : Kyocera



Source photo : PV Tech
(1,6 MW Masonic Home of New Jersey, 5 656 modules K205)



Exemple de module K205 Kyocera Si polycristallin

■ Specifications

■ Electrical Performance under Standard Test Conditions (*STC)	
Maximum Power (Pmax)	205W (+5%/−5%)
Maximum Power Voltage (Vmpp)	26.6V
Maximum Power Current (Impp)	7.71A
Open Circuit Voltage (Voc)	33.2V
Short Circuit Current (Isc)	8.36A
Max System Voltage	600V
Temperature Coefficient of Voc	−1.20×10 ⁻¹ V/°C
Temperature Coefficient of Isc	5.02×10 ⁻³ A/°C

*STC : Irradiance 1000W/m², AM1.5 spectrum, cell temperature 25°C

Conditions standard de spécifications

■ Electrical Performance at 800W/m ² , *NOCT, AM1.5	
Maximum Power (Pmax)	145W
Maximum Power Voltage (Vmpp)	23.5V
Maximum Power Current (Impp)	6.17A
Open Circuit Voltage (Voc)	29.9V
Short Circuit Current (Isc)	6.82A

*NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) : 49°C

Conditions plus réalistes de spécifications
(800 W/m² et NOCT)

$$\eta_{\text{brut_STC}} \approx 16,8\%$$

Critère non essentiel
lorsque l'espace est
suffisant...

Coeff de Température non spécifié sur P_{max} (environ 0,45%/°C)

54 cellules (avec 3 diodes de bypass, non spécifié ici)

■ Cells	
Number per Module	54

■ Module Characteristics	
Length × Width × Depth	1500mm(59.1in)×990mm(39.0in)×36mm(1.4in)
Weight	18.5kg(40.8lbs.)
Cable	(+1760mm(29.9in))(-1840mm(72.4in))

■ Junction Box Characteristics	
Length × Width × Depth	100mm(3.9in)×108mm(4.3in)×15mm(0.6in)
IP Code	IP65

■ Others	
*Operating Temperature	−40°C~90°C
Maximum Fuse	15A

*This temperature is based on cell temperature.

Garantie 20 ans :
80% de la puissance nominale



Bilan sur les caractéristiques : origine du « performance ratio »

Les spécifications sont faites au point de puissance maximale
selon les STC : $E = 1 \text{ kW/m}^2$, 25°C , spectre AM 1.5

La puissance maximale décroît avec la température (par ex. $0,4\%/^\circ\text{C}$).

La **NOCT** (Nominal Operating Cell Temperature), température de cellule en circuit ouvert sous $E_{\text{noct}} = 800 \text{ W/m}^2$ à $T_{\text{amb}} = 20^\circ\text{C}$ et vent de 1 m/s permet d'évaluer la température des cellules :

$$T_{\text{cel}} = T_{\text{amb}} + \frac{E}{E_{\text{noct}}} \cdot (\text{NOCT} - 20)$$

Le rendement doit prendre en compte (cas Silicium cristallin):

la température : -15% si $+30^\circ\text{C} \Rightarrow \times 0,85$

les pertes de conversion et dans le câblage typiquement $10\% \Rightarrow \times 0,9$
les ombrages, les défaillances...

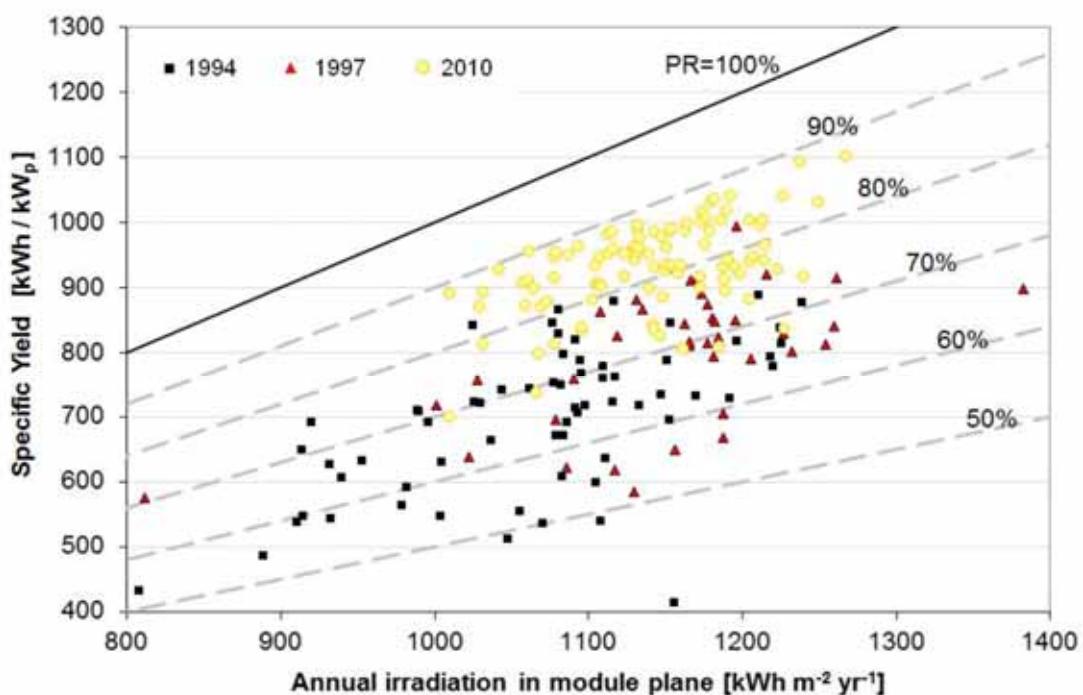


« **Performance ratio** »

(PR) $\cong 0,75$ en amélioration, plutôt $0,85$ aujourd'hui

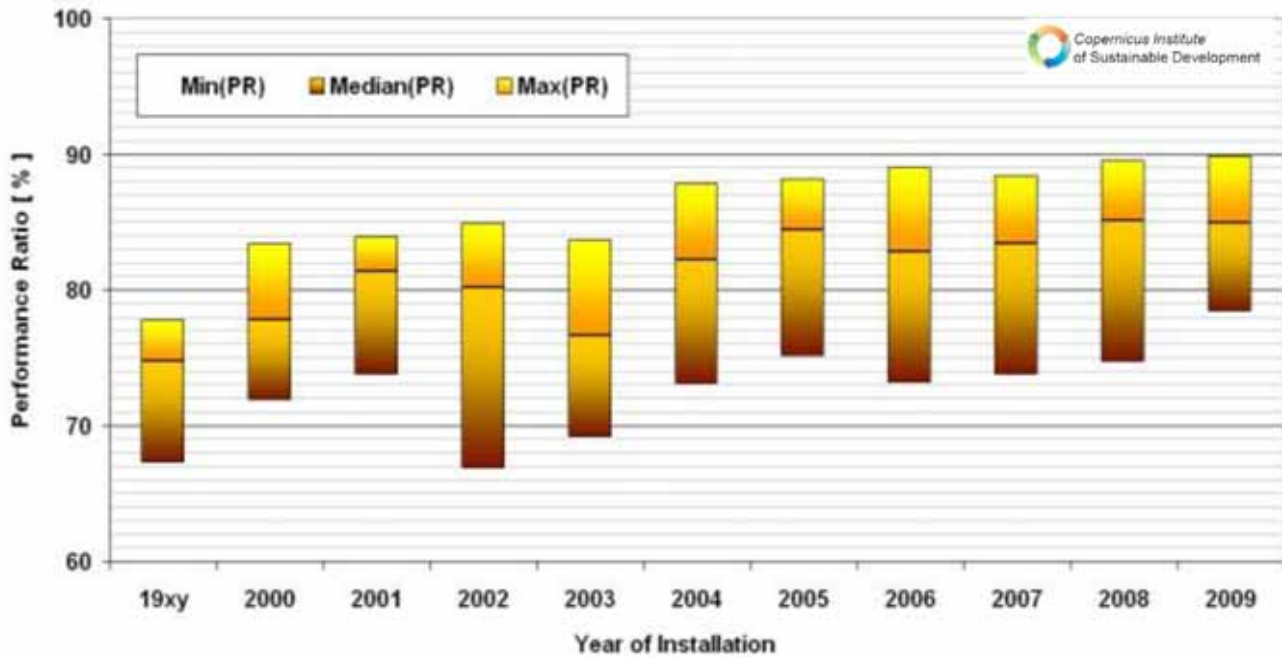


Evolution du Performance Ratio en Allemagne de 1994 à 2010 (installations connectées au réseau)





Amélioration du Performance Ratio en Allemagne (installations connectées au réseau)



Source : Copernicus Institute, Utrecht University, WREF 2012

55

B. Multon ENS de Rennes



Modules PV à concentration (CPV)

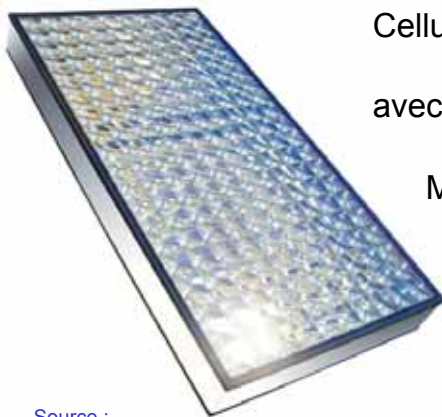
Exemple : technologie Concentrix

Cellules (3 x 3 mm²) triple-jonction (GaInP/GaInAs/Ge)

41% en labo

avec concentration x 500 : **exploite seulement**

le rayonnement direct



Modules CX-75 : 75W

(98 cellules avec lentilles)

0,83 x 0,43 m²

@850 W/m²

=> η ≅ 28%



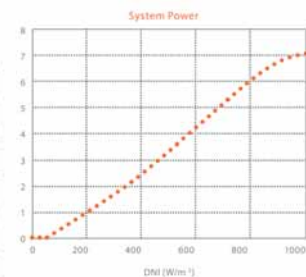
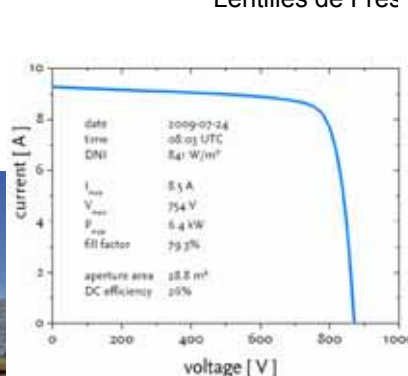
Lentilles de Fresnel

Source :
www.soitec.com (ex.concentrix)

Assemblage sur tracker

28,8 m²

6,2 kW @ 850 W/m²
(216 modules)



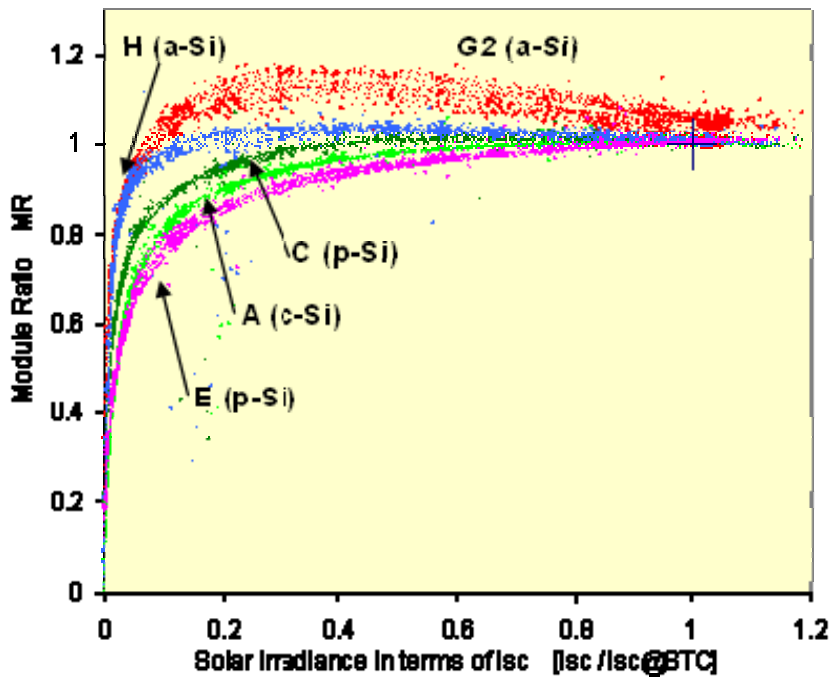
56

B. Multon ENS de Rennes



Rendement (normalisé) fonction de l'irradiation solaire

pas vraiment constant, décroît aux faibles irradiances



H : amorphe 6,5%
 G2 : amorphe film mince 3,5%
 C : polycristallin 13,2%
 A : monocristallin 14,2%
 E : polycristallin 12,5%

Source : Merten et al. 23rd Europ. Photovoltaic Solar Energy Conf. and Exh. 2008



Baisse de la puissance maximale avec la température, exemples de valeurs :

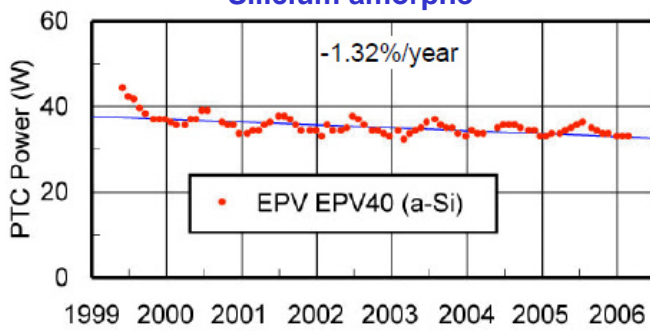
Coefficients de température (données constructeurs)		
Techno	Fabricant	Coeff temp (%/°C)
a-Si triple junction	Unisolar	-0.20
CIS	Axitec	-0.30
CIS	Würth Solar	-0.36
CIS	Shell Solar ST40	-0,07
CdTe	FirstSolar	-0.25
mc-Si	Sharp	-0.48
mc-Si	Yingli	-0.45
mc-Si	Photowatt	-0.45
c-Si	Sunpower	-0.32

Source : INES, présentation Franck Barruel et Sebastien Gréhant

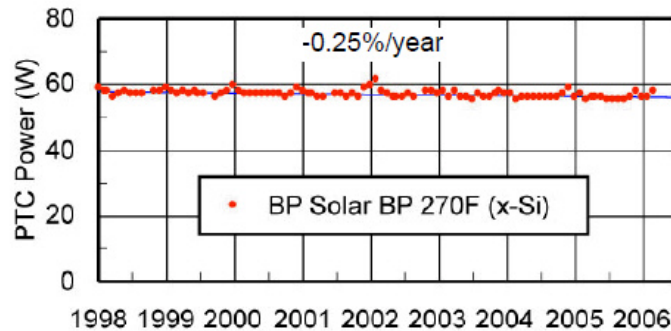


Vieillessement : chute du rendement avec le temps

Silicium amorphe



Silicium cristallin



Selon les technologies et les fabricants, des chutes de productivité comprises entre 0,1 à 2%/an

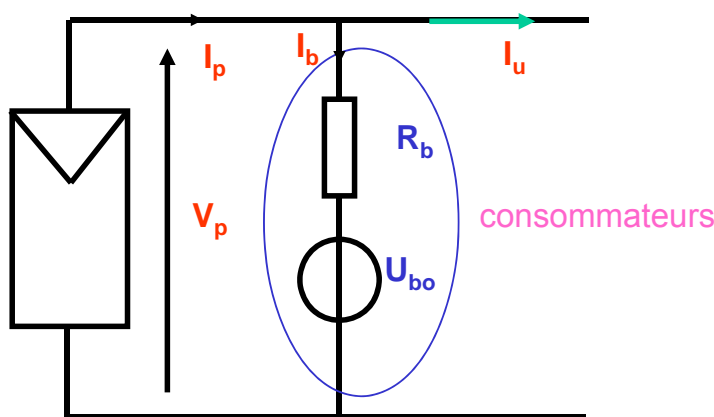
Source : Osterwald et al. Comparison of Degradation rates of Individual Modules Held at Maximum Power, WCPEC 2006



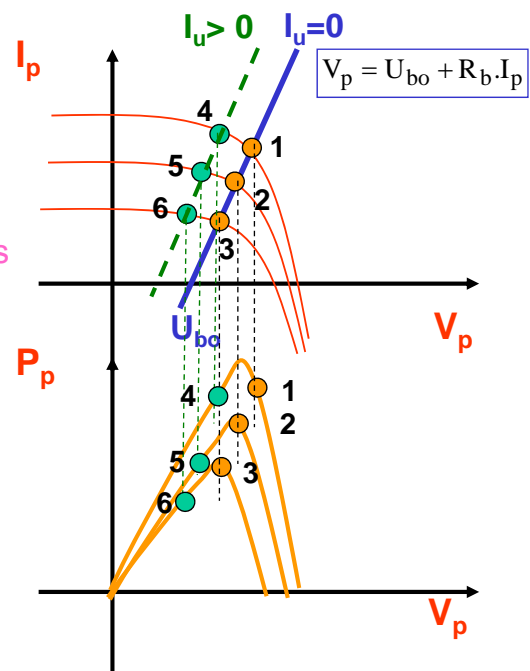
Convertisseurs, adaptation

Modules PV directement connectés à un accumulateur

$$V_p = [U_{bo} - R_b \cdot I_u] + R_b \cdot I_p$$



$$V_p = U_{bo} + R_b \cdot (I_p - I_u)$$



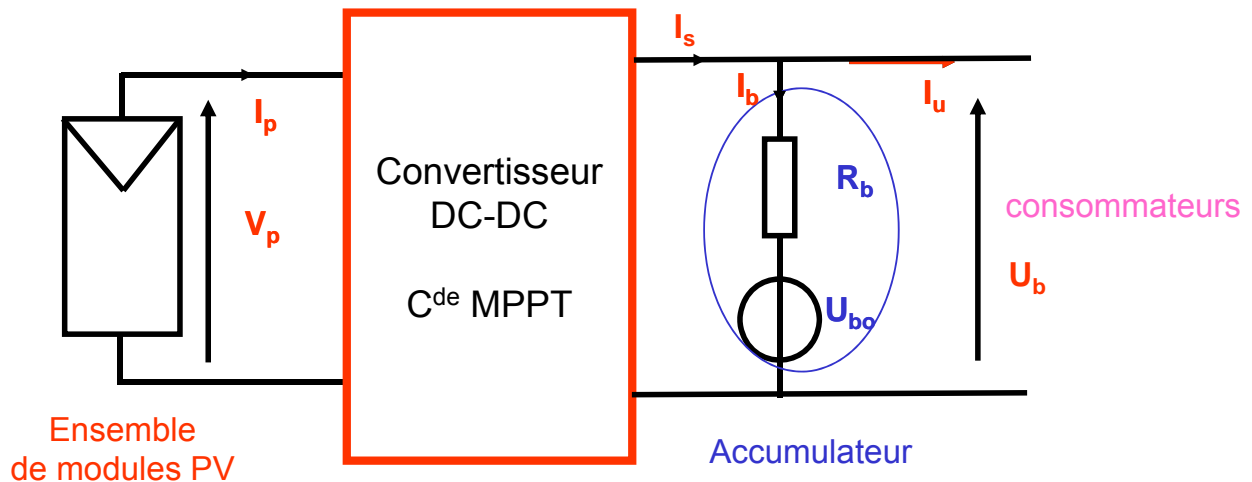
Sachant que U_{bo} et R_b sont également fonction de l'EDC et que I_u varie



Intérêt du tracking de la puissance maximale : systèmes MPPT (maximum power point tracking)

Utile pour exploiter la puissance maximale dans des conditions très

- Variables :
- de **température**,
 - d'**ensoleillement**...
 - de tension continue (vieillesse batterie, EDC...)
 - des **disparités d'éclairement** des modules
 - de la consommation...



61

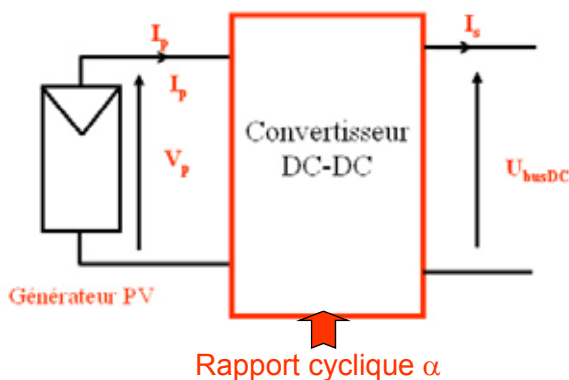
B. Multon ENS de Rennes



Principe de l'adaptation d'impédance

Objectif :

maximiser la récupération de puissance en positionnant le point de fonctionnement électrique au maximum de la courbe de puissance quelles que soient les conditions

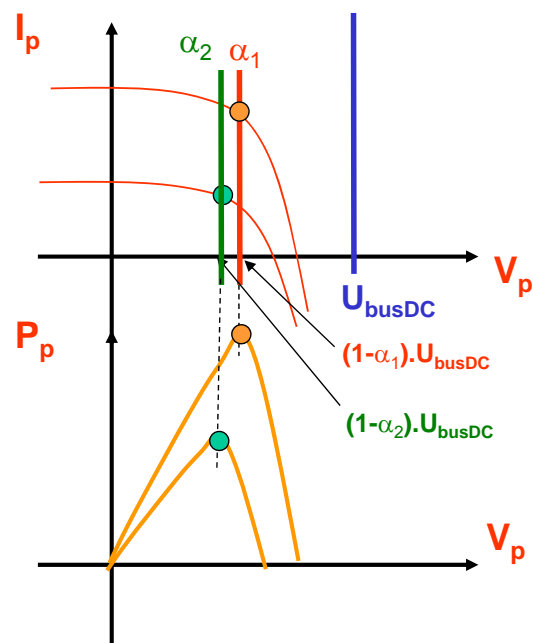


Cas où $U_{busDC} > V_p \rightarrow$ DC-DC élévateur

$$V_p = (1 - \alpha) \cdot U_{busDC}$$



Source : Solems



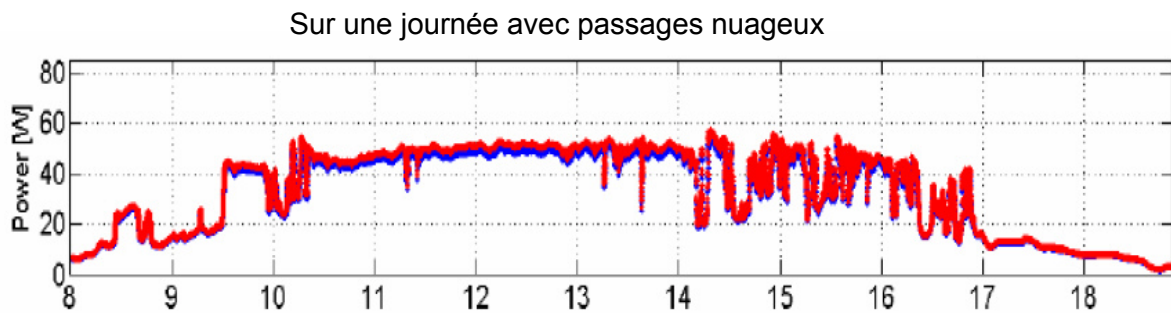
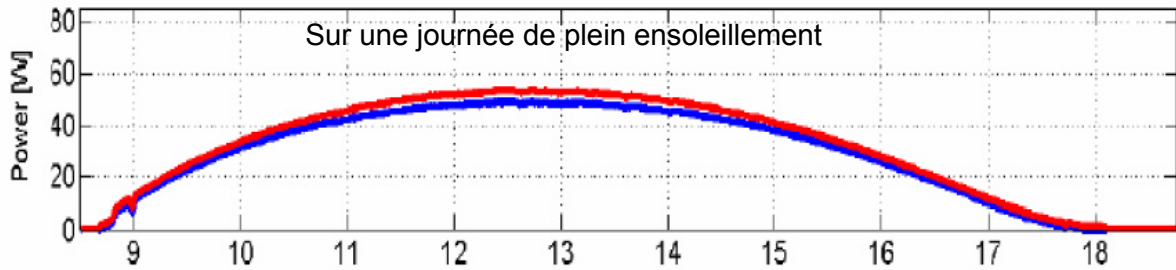
62

B. Multon ENS de Rennes



Profils de production

En rouge P_{pv} , en bleu P en sortie du convertisseur DC-DC (module BP 585 : 85 W_c)



Source : LAAS CNRS, thèse Cédric Cabal 2008

63

B. Multon ENS de Rennes



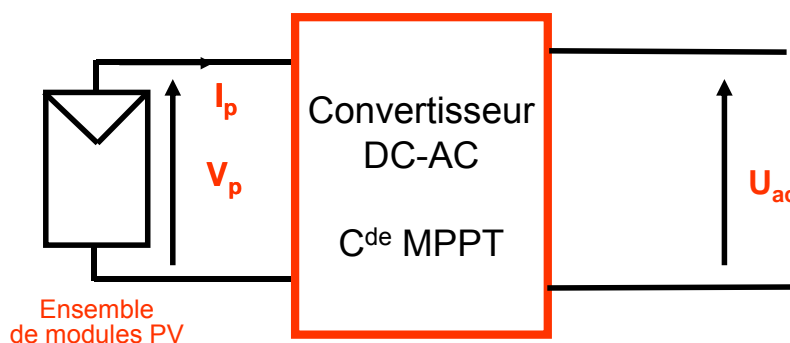
Principe de la recherche du MPP (Maximum Power Point)

Problème difficile à cause des variations rapides possibles de la caractéristique $I(V)$ et des éventuels maxima locaux

Plusieurs familles de principes :

- balayage systématique de la caractéristique
- modèle du géné PV connu
- auto-adaptatif (tout type de techno PV)

Peut également se faire directement avec un convertisseur DC-AC :



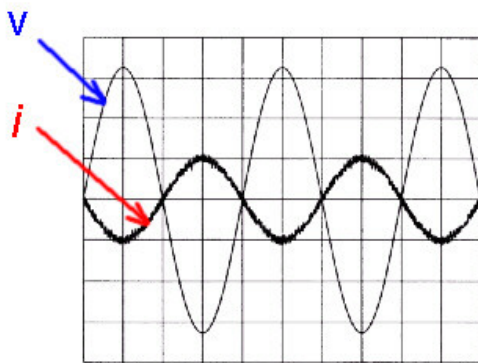
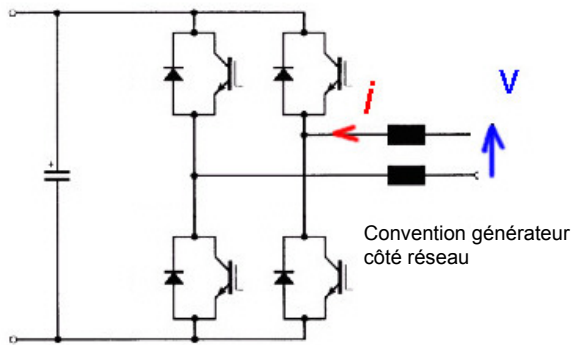
64

B. Multon ENS de Rennes



Exemple de convertisseur DC-AC : redresseur MLI sans transformateur

Exemple monophasé



Avantages :

- courants quasi-sinusoïdaux
- réversibilité
- possibilité de fournir du réactif

Inconvénients :

- nécessité d'une tension élevée
- coût
- pertes de commutation
- CEM

Se généralisent...



Exemple de convertisseur DC-AC avec MPPT

SMA Sunny Boy HF (gamme 2 à 3 kW)



Entrée :

MPPT 175 à 560 V

Maxi 700 V

Etage DC-DC :

PWM 16 kHz

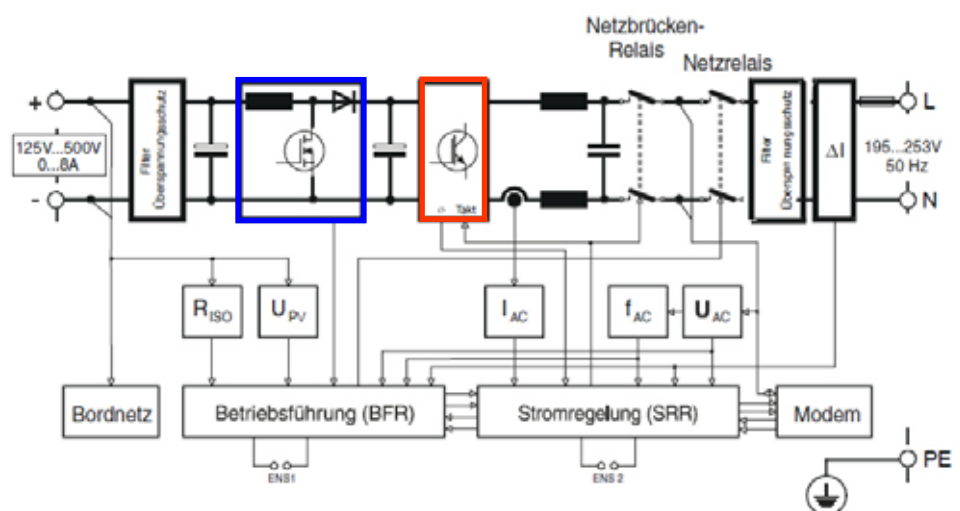
Etage DC-AC PWM

Courant sinus

$\eta_{\max} > 96\%$

Conso nuit < 0,25 W

18 kg



Source : SMA

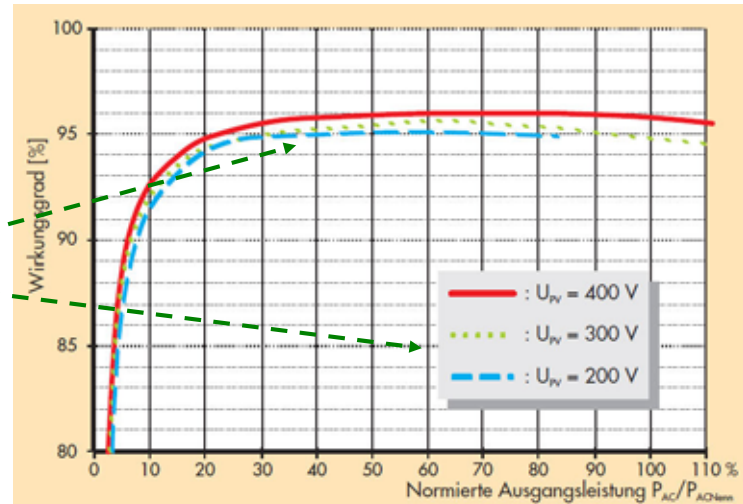
Possibilités de garantie de 5 à 25 ans



Rendement des convertisseurs PV

SMA
Sunny Boy 2000

Effets de la tension
du bus continu
sur le rendement



Source : SMA

Rendement européen :
une façon de considérer la courbe de rendement et la variabilité de l'ensoleillement

$$\eta_{EU} = 0.03 \eta_5 + 0.06 \eta_{10} + 0.13 \eta_{20} + 0.10 \eta_{30} + 0.48 \eta_{50} + 0.20 \eta_{100}$$

3% du temps à une puissance de 5% de P_n , 6% du temps à 10% de P_n ...

67

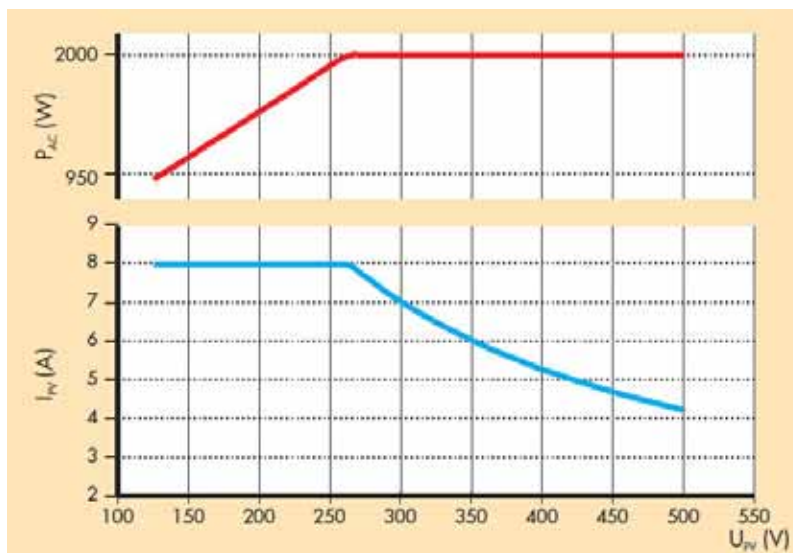
B. Multon ENS de Rennes



Convertisseurs PV

Limites de puissance en fonction de la tension U_{pv}

Exemple : SMA Sunny Boy 2000 à 3000



Source : SMA

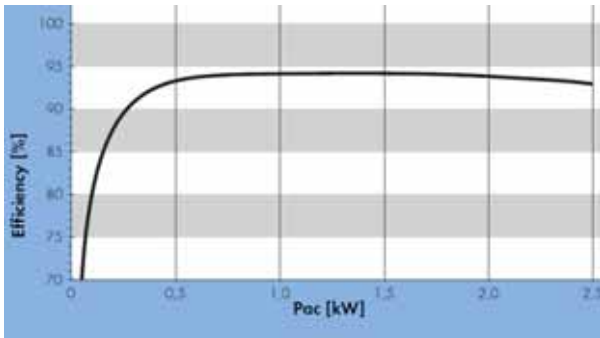
68

B. Multon ENS de Rennes

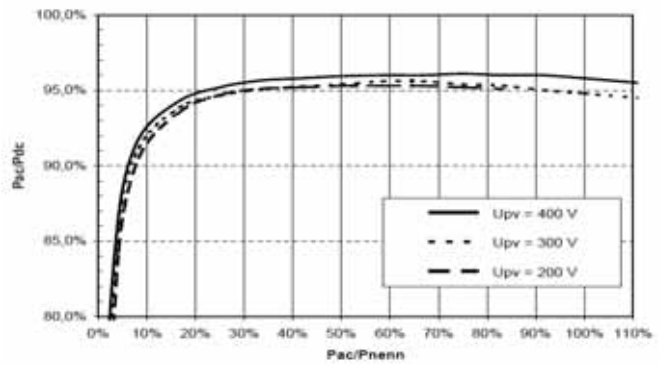


Rendement des convertisseurs PV

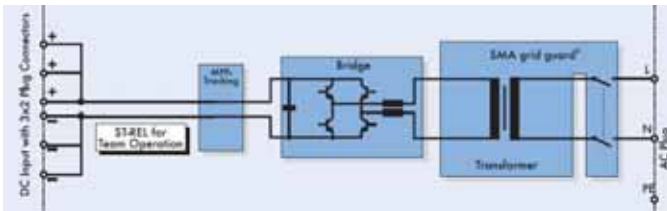
Comparaison avec et sans **transfo BF**



Rendement maxi : 94,1%
européen : 93,2%



Rendement maxi : > 96%
européen : > 95%



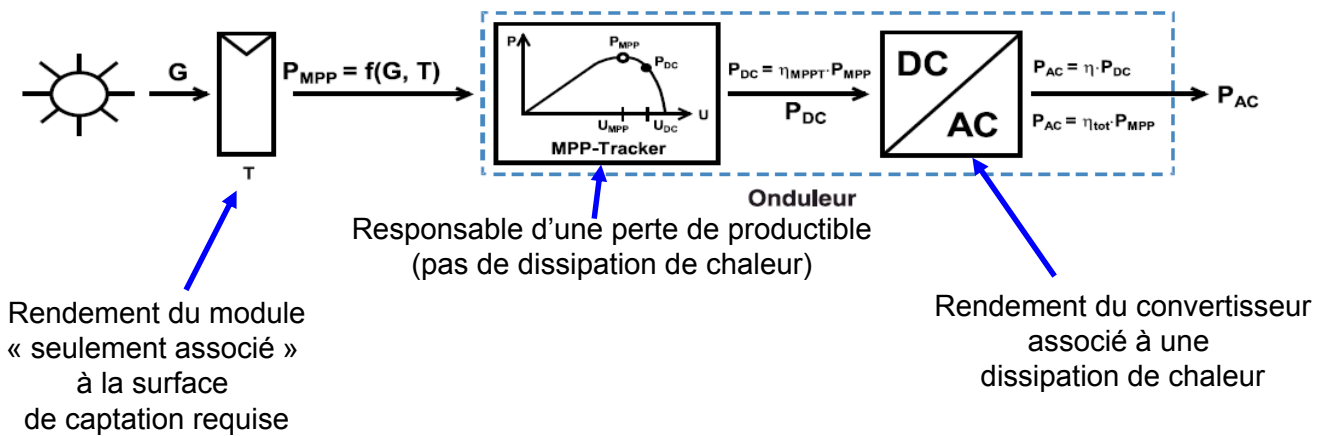
Source : SMA



Rendement électrique global de conversion

Le rendement total de conversion doit prendre en compte :

- le rendement énergétique du convertisseur (associé à une dissipation)
- le rendement de la stratégie MPPT

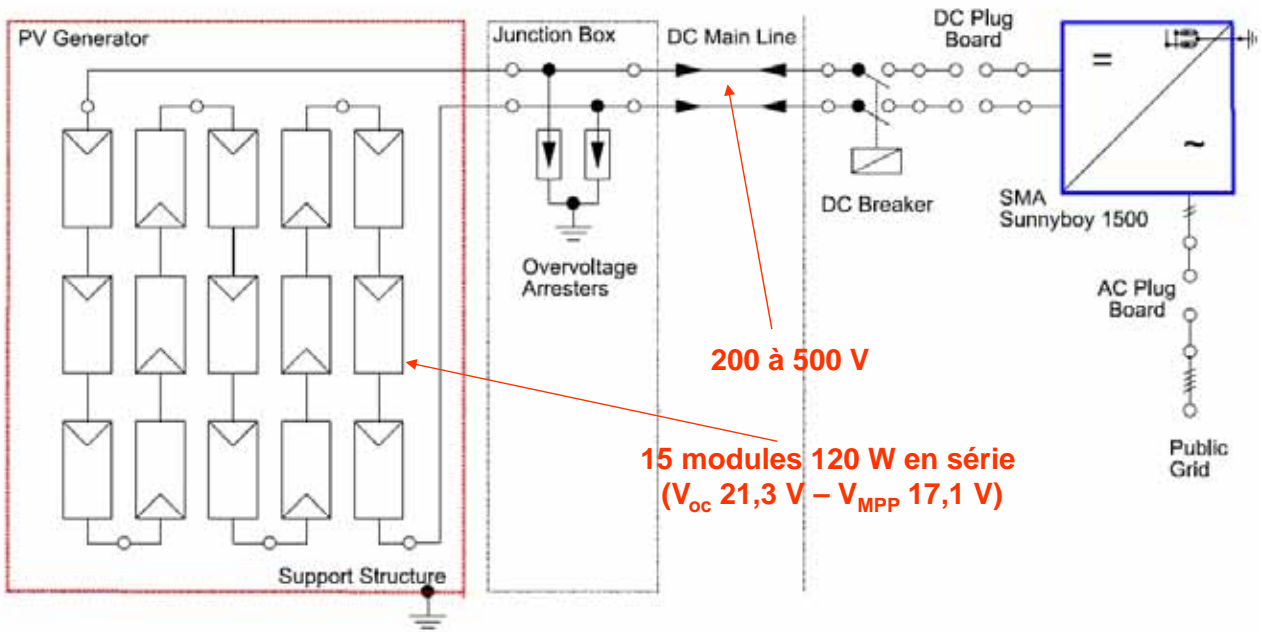




Systèmes de conversion

Systèmes couplés au réseau

Montage en série (string) 1800 W



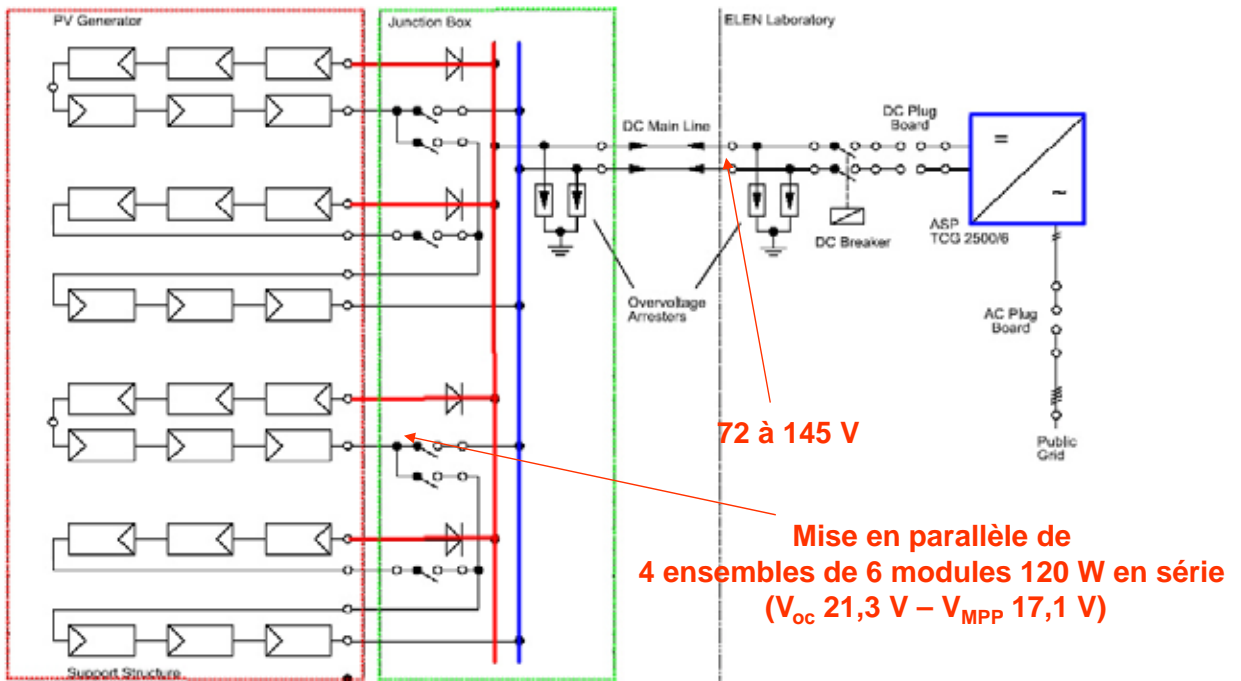
Source : Woyte et al. Optimised application of grid-connected photovoltaics, Proc. of Power-Gen 2001



Systèmes de conversion

Systèmes couplés au réseau

Montage en série / parallèle 2400 W



Source : Woyte et al. Optimised application of grid-connected photovoltaics, Proc. of Power-Gen 2001



Systemes de conversion

Systemes multi-convertisseurs



Source : <http://sunengineer.com/>

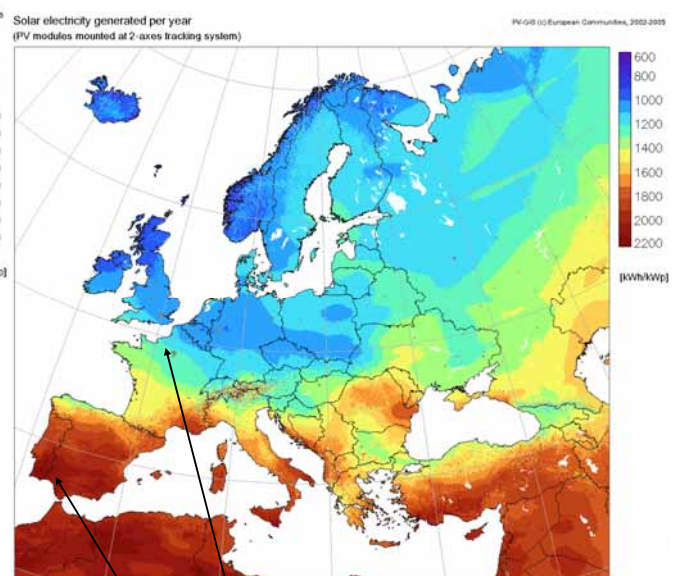
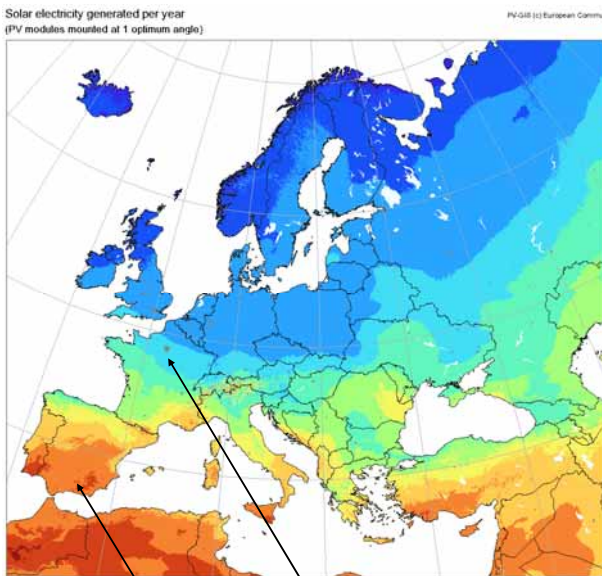
72 kW : 30 ensembles de modules PV en serie + convertisseurs de 2,4 kW



Optimisation de l'inclinaison et de l'azimut : des gains importants

Inclinaison optimisee fixe sur l'annee

Inclinaison et azimut optimises (2 axes) variables



1500 heures/an
1000 heures/an

2100 heures/an (+ 40%)
1200 heures/an (+ 20%)

Source : JRC (Joint Research Centre) <http://ec.europa.eu>

Attention, les couleurs ne correspondent pas aux memes echelles sur les deux graphiques



Poursuite mécanique (trackers)

Plusieurs possibilités :

- **1 seul axe** inclinaison (meilleur compromis technico-économique)

Gain 20 à 40%, robuste

Ajustement saisonnier manuel :



Un seul axe, ajustement saisonnier manuel
Sun Edison PV power plant (Alamosa, Colorado)
Source : NREL

Motorisé :



Ferme PV Suncheon, Corée du sud
Source : Wattsun trackers



Poursuite mécanique (trackers)

Deux axes (inclinaison et azimut) :

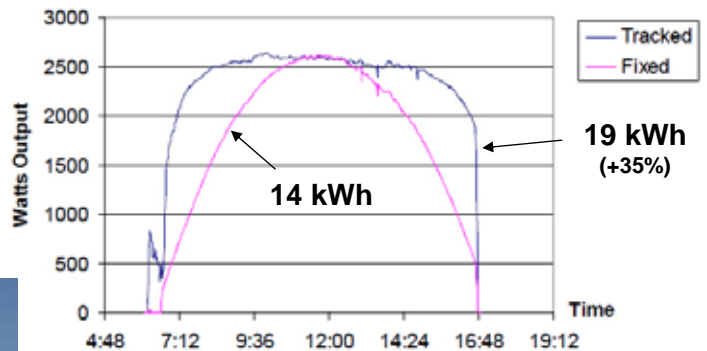


Ferme PV Suncheon, Corée du sud
Source : Wattsun trackers



Ferme PV Caravaca de la Cruz (Espagne)
210 modules de 10,5 kW (gain 45% par rapport à orientation fixe)

Exemple de gain de performance sur une journée
(5 oct. 2005, Rose Rock Lane US)



Source : J.C. Sagebiel, Wattsun



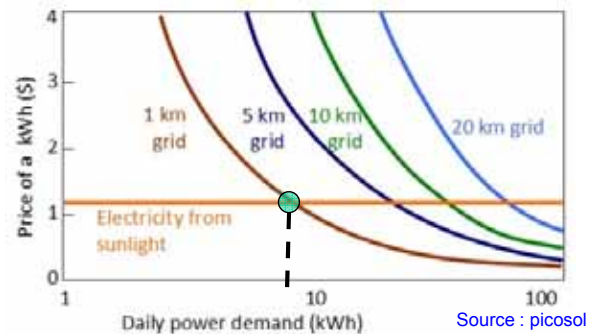
Systèmes photovoltaïques autonomes (« sites isolés »)

Dès que les consommateurs se trouvent à distance du réseau,
leur raccordement n'est rentable (par rapport à une solution locale)
que s'ils consomment suffisamment

Sauf politique de raccordement volontariste (telle que nous en avons connue en France),
la distance « critique » est d'environ 1 km à qq km

Prix de la production photovoltaïque versus raccordement réseau :

PV rentable en-dessous
d'une certaine distance
d'autant plus faible que
les besoins en énergie sont faibles :



Mini-réseaux ou installations individuelles :
généralement un intérêt économique à mutualiser...
mais atténué par des comportements moins responsables

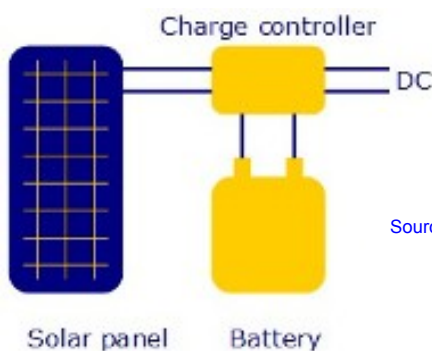
77

B. Multon ENS de Rennes

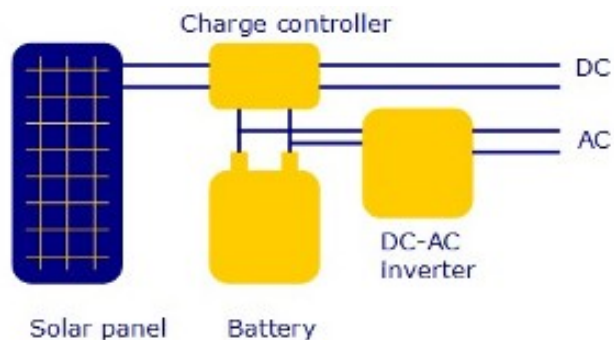


Systèmes photovoltaïques autonomes

DC et/ou AC ?



DC = moins de conversions :
rendement, fiabilité, coût



AC = disponibilité d'appareils à meilleure
efficacité énergétique (marché plus dynamique)

Diminution des coûts d'investissement

Nécessité d'une prise en compte globale : système complet (production à consommation),
l'optimum global passe par des charges basse consommation.

En DC, les charges actuelles ne sont pas toujours les plus performantes

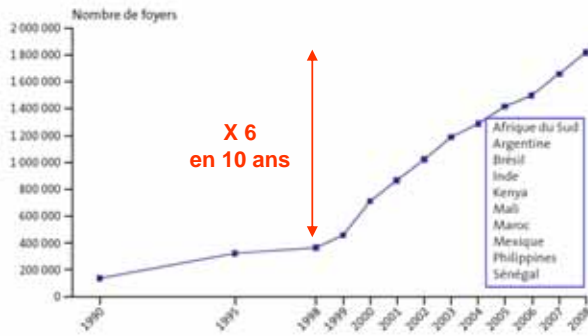
78

B. Multon ENS de Rennes



Systèmes photovoltaïques autonomes

Une grande expérience, une très forte croissance et des prix en forte baisse : solutions les plus répandues pour l'alimentation des populations isolées



Source : BlueEnergy
P. Caumon et A.C. Impens, master OSE, 2010
<http://www.blueenergygroup.org>



Du kit de base (5 à 7 €/W_c selon installation) incluant un module PV (50 à 100 W), un régulateur de charge, une batterie 12 V et quelques appareils (lampes fluocompactes, TV et radiocassette)

...**au système plus puissant** et plus cher (17 €/W_c début 2000) : par exemple (Nouvelle Calédonie 3000 installations)

PV 800 W_c à 1 kW_c, batteries 17 kWh, conso en DC et AC

Peu d'entretien, sauf les batteries : à bien dimensionner et bien gérer



B. Multon ENS de Rennes



Exemple d'installations PV autonomes avec consommation en DC et AC

Enercal (Nouvelle-Calédonie)

Générateur PV :
16 modules 50 W_c
(800 W_c)

Armoire électrique :
- Onduleur 600 VA
24 VDC – 220 VAC
- Protections
- Compteur

24 V DC : (directement sur batteries)
Congélateur 750 Wh/j à 32°C
Réfrigérateur 400 Wh/j à 32°C
13 lampes fluocompactes 13 W

220 V AC (onduleur) :
TV
Appareils audio-visuels
PC...



Bac batteries
12 éléments 2 V – 700 Ah
pb-acide
ouverts, plaques tubulaires,
Vérification niveau : tous les 3 mois
Durée de vie constatée > 10 ans



Source : Oldham-Hawker



Systèmes multisources ou hybrides

Objectifs :

- mieux profiter des ressources renouvelables locales
- mieux lisser la production (vent et rayonnement solaire sont souvent complémentaires)
- donc réduire la quantité d'énergie stockée

Un générateur fonctionnant avec un carburant (groupe électrogène ou pile à combustible) assure l'autonomie en cas de longue période sans ressources

Un tel système couplé au réseau permet :

- de mieux respecter l'environnement (par rapport à des solutions purement à groupe électrogène)
- d'améliorer la sûreté d'approvisionnement

81

B. Multon ENS de Rennes

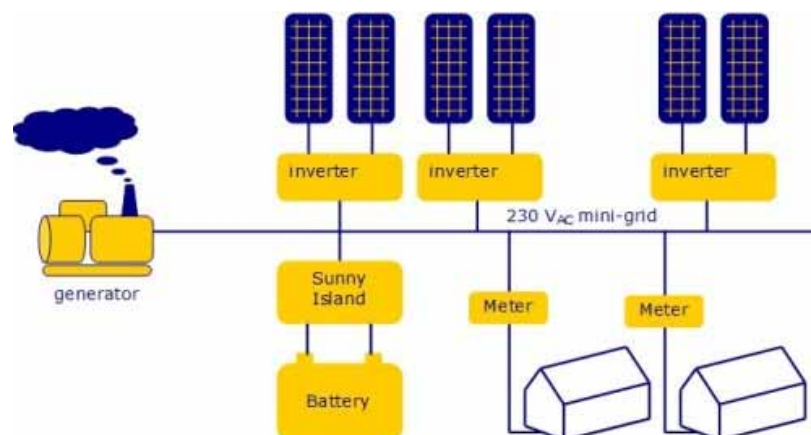


Systèmes hybrides : PV – Groupe électrogène

Objectifs :

- Minimiser la consommation de carburant
- Minimiser la maintenance du GE (démarrages...)

Mini-réseaux :
hybrides diesel –
PV décentralisé ou centralisé



Source : picosol

82

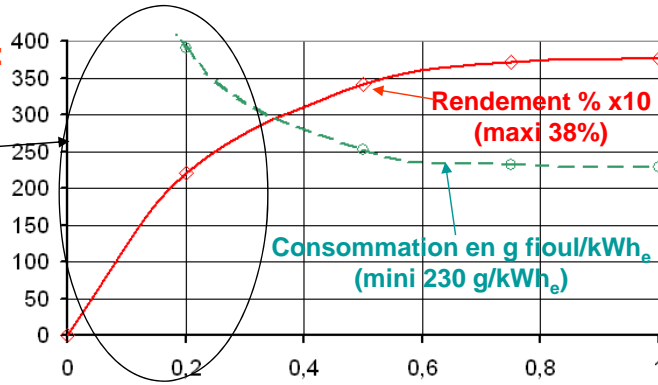
B. Multon ENS de Rennes



Systèmes hybrides : PV – Groupe électrogène

Groupes électrogènes :

Faible rendement / forte consommation à faible charge



Coût d'investissement minimal : ~ 1 €/W selon coûts de transport et d'installation

Rendements sur cycle souvent faibles => coûts en carburant élevés

Avec 15% de rendement sur cycle (30% maxi et fonctionnements à faible charge fréquents) :

1 kWh_e requiert 6,7 kWh_{PCI} soit environ 0,67 litres de carburant

=> fourchette de 10 c€ (plus bas prix du gasoil) à plus de 1 €/kWh_e

Maintenance : vidanges, filtres périodicité de 250 à 300 h

Durée de vie : ~ 20 000 h

(pénalités de démarrage 10h ou plus selon température)

+ coûts

environnementaux...



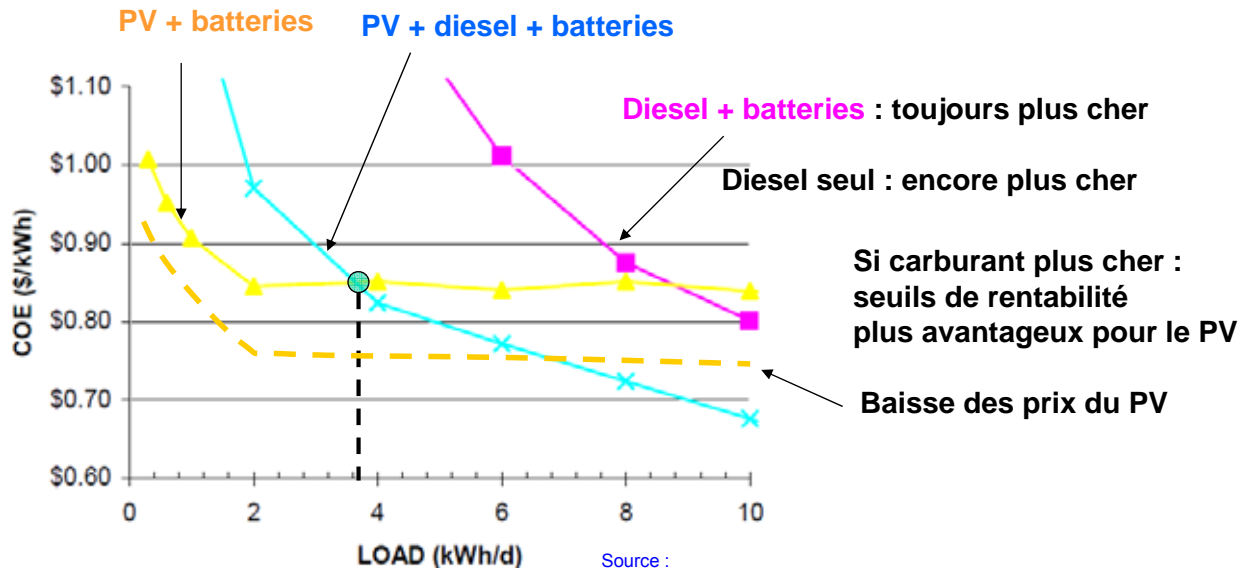
Systèmes hybrides : PV – Groupe électrogène

Systèmes hybrides diesel - PV : rentabilité

Exemple de simulation (sous HOMER®)

Paramètres de coûts : fioul 0,5 \$/litre, consommation 0,3 litre/kWh (η 33%),

irradiation solaire : 5,4 kWh/jour





Systèmes hybrides PV – éolien - Groupe électrogène

Exemple : Ile de St Nicolas des Glénans

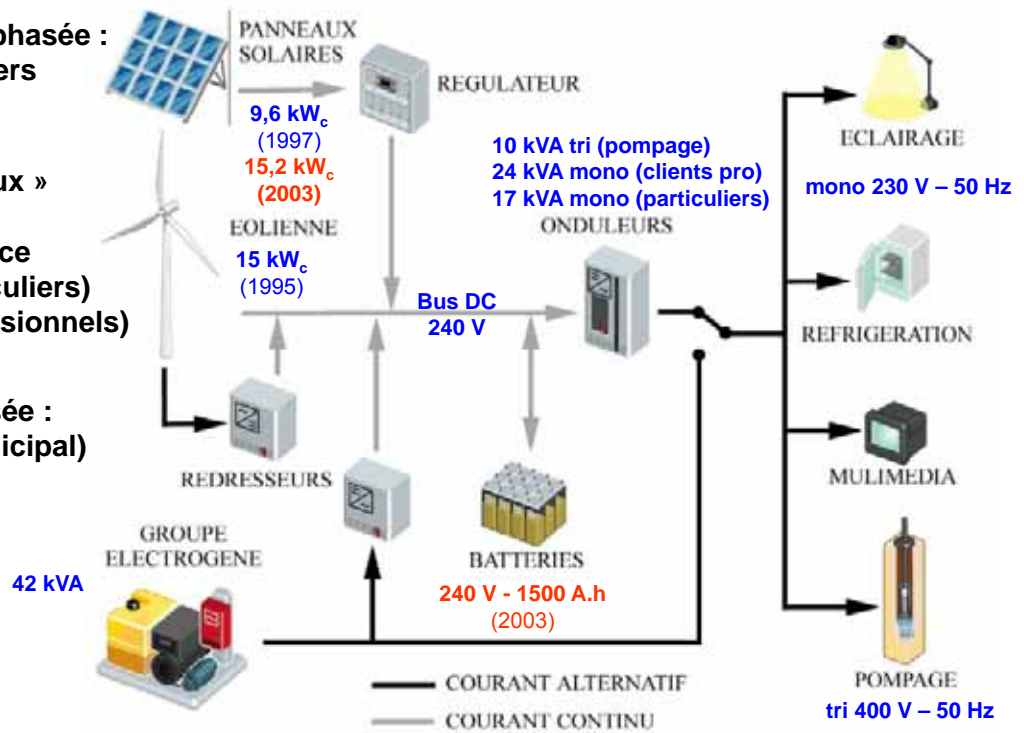
Distribution monophasée :
 14 clients particuliers
 6 professionnels

Tarifs « continentaux »

Limitations en :

- énergie + puissance (particuliers)
- puissance (professionnels)

Distribution triphasée :
 Pompage eau (municipal)



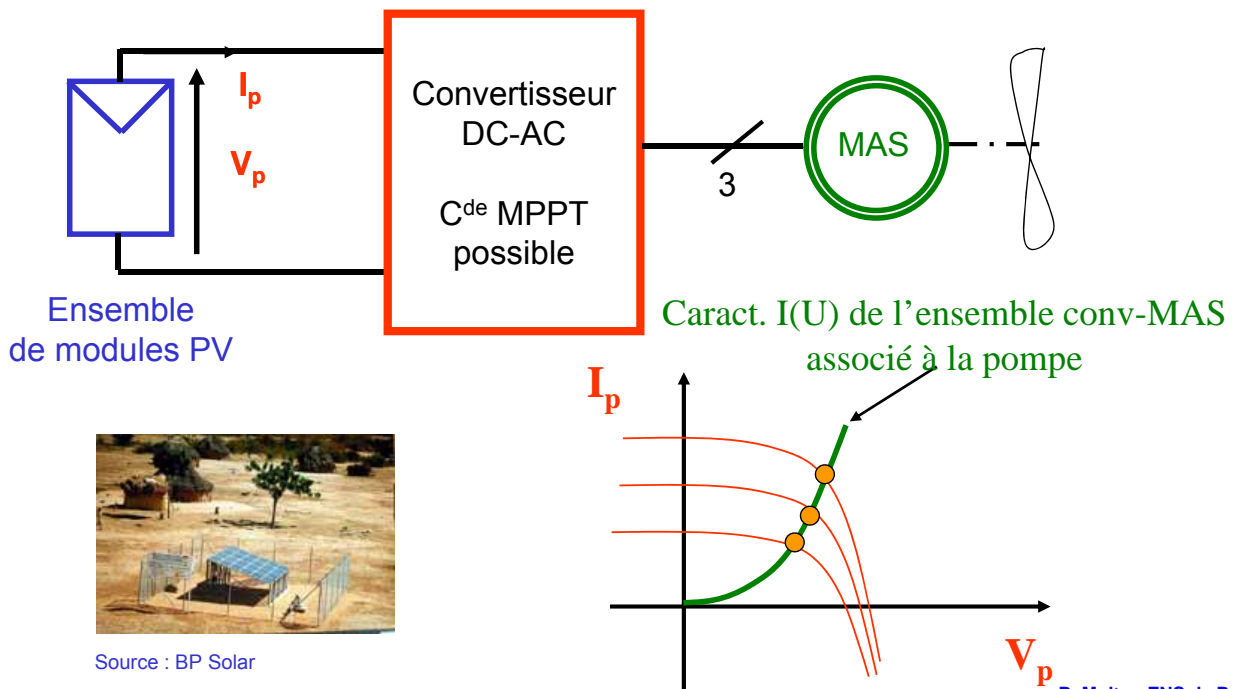
Source : G. Moine,
 Transénergie
 Rapport ADEME, 2002



Pompage au fil du soleil

Même principe que les éoliennes de pompage en exploitant le soleil

Alimentation d'un MAS par convertisseur





Véhicules solaires

World Solar Challenge : 3000 km
(Adelaïde – Darwin)
(gagnant 2013 : > 91 km/h de moyenne)
vitesse => 140 km/h
moteurs 1 à 4,5 kW
PV 8 m² maxi, rendements 8 à 27 %
tensions : 80 à 144 V
Stockage : 30 à 40 Ah



Eindhoven Team (2013)

87

B. Multon ENS de Rennes



Véhicules avec compléments solaires

Véhicules « normaux » : assistance PV => gain de consommation ?
réfrigération (transport alimentaire), climatisation...

Toyota Prius 3
avec toit PV



Véhicules électriques photovoltaïques :

Ford C-Max Solar



1,5 m² (350 W) de cellules PV
+ concentration externe possible par portique pour 8 kWh par journée ensoleillée

88

B. Multon ENS de Rennes



Une solution réaliste pour rouler à l'énergie solaire : la recharge photovoltaïque



Source : auteur (Le Bourget du Lac, Institut Energie Solaire)

Consommation d'un véhicule électrique :
- Citadine en cycle urbain : 150 Wh/km
- Prius rechargeable : 200 Wh/km

Une place de parking : 12 m²
avec des modules de 180 W_c/m²,
et 1000 h/an équivalent pleine puissance
=> **2200 kWh/an**



Soit : 11 000 à 15 000 km/an
parcourus à l'énergie solaire

Rejets de CO₂ :
Fabrication du système PV
1700 kg CO₂ par kW_c installé,
sur une durée de vie de 20 ans
Des trajets avec **6 à 8 gCO₂/km**

89

B. Multon ENS de Rennes



Aéronefs solaires...

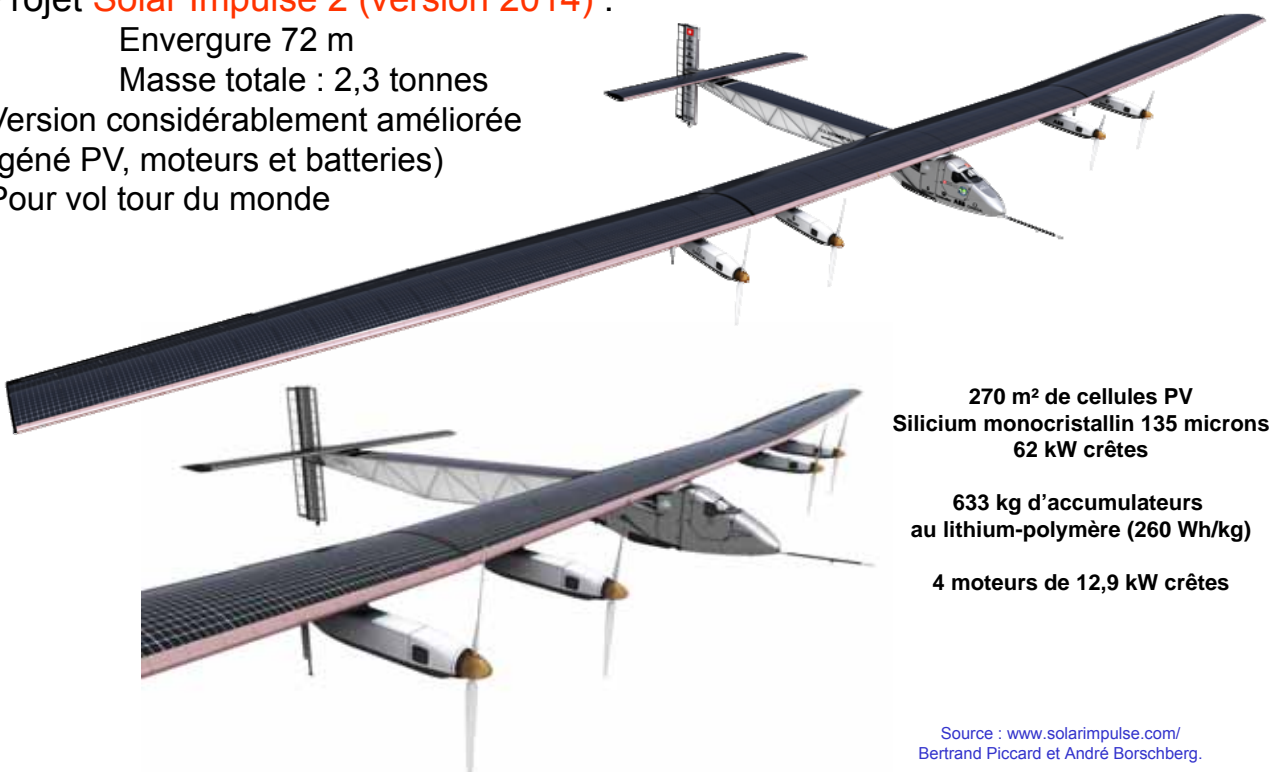
Projet **Solar Impulse 2 (version 2014)** :

Envergure 72 m

Masse totale : 2,3 tonnes

Version considérablement améliorée
(géné PV, moteurs et batteries)

Pour vol tour du monde



270 m² de cellules PV
Silicium monocristallin 135 microns)
62 kW crêtes

633 kg d'accumulateurs
au lithium-polymère (260 Wh/kg)

4 moteurs de 12,9 kW crêtes

Source : www.solarimpulse.com/
Bertrand Piccard et André Borschberg.

90

B. Multon ENS de Rennes



Aéronefs solaires et bateaux...

Dirigeable Sol'R



Salon du Borget 2009, source : INSA de Lyon.

Prototype

Masse totale : 350 kg dont 100 kg de charge utile

Dimensions :

7m de haut, 5,5m de diamètre et 22 mètres de long

PV: 40m² de panneaux souples

91

Catamaran TÛRANOR Planet Solar



Chantier naval de Kiel (Allemagne) fev. 2010, source : <http://www.planetsolar.org/>

537 m² et 93 kW PV

Hauteur : 6 m, Longueur : 31 m, Largeur : 15 m

40 places, 95 tonnes

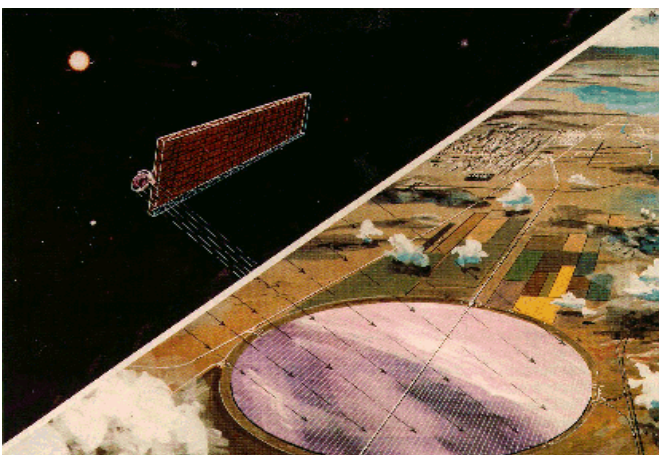
Batteries lithium

2 moteurs électriques (Maxi 120 kW environ)

B. Multon ENS de Rennes

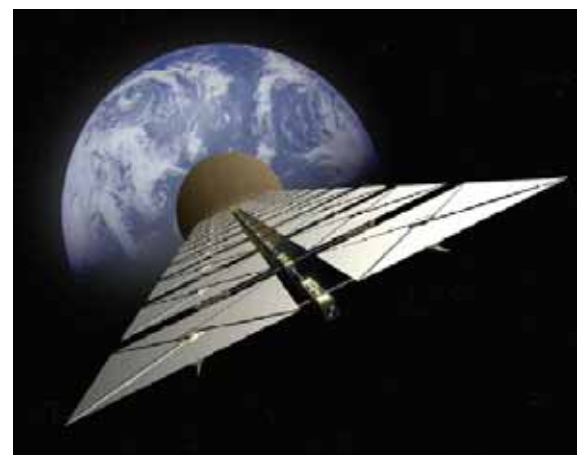


Production photovoltaïque spatiale



Concept SPS

Solar Power Satellite (NASA) 1968



Evolution 2000 : tours solaires ESA

(modules moins difficiles à assembler et à satelliser)

Des km² de cellules photovoltaïques, une transmission par micro-ondes à la surface de la terre puis une conversion en électricité

Un écobilan douteux (remboursement du coût énergétique du lancement) !

92

B. Multon ENS de Rennes



Bibliographie

Ouvrages :

L. PROTIN, S. ASTIER, « *Convertisseurs Photovoltaïques* », Techniques de l'Ingénieur, Traité de Génie Electrique D3360, 8/1997.

S. ASTIER, « *Conversion photovoltaïque : de la cellule au système* », Techniques de l'Ingénieur, Traité de Génie Electrique D3936, mai 2008.

J.C. MULLER, « *Electricité photovoltaïque : principes* », Techniques de l'Ingénieur, BE8578, 2007.

J.P. BRAUN, B. FARAGGI, A. LABOURET, *Les cellules solaires*, ETSF 1996.

R. MESSENGER, J. VENTRE, *Photovoltaic Systems Engineering*, CRC Press, 1999.

M.R. PATEL, *Wind and Solar Power Systems*, CRC Press, 1999.

ADEME ? « *Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau* », Guide de rédaction du cahier des charges techniques de consultation à destination du maître d'ouvrage, juin 2004.

A. LABOURET, M. VILLOZ, « *Energie solaire photovoltaïque. Le manuel du professionnel* », Dunod, 2003.

Sites web :

Association HESPUL : <http://www.hespul.org/>

Institut National de l'Energie Solaire : <http://www.ines-solaire.org/>

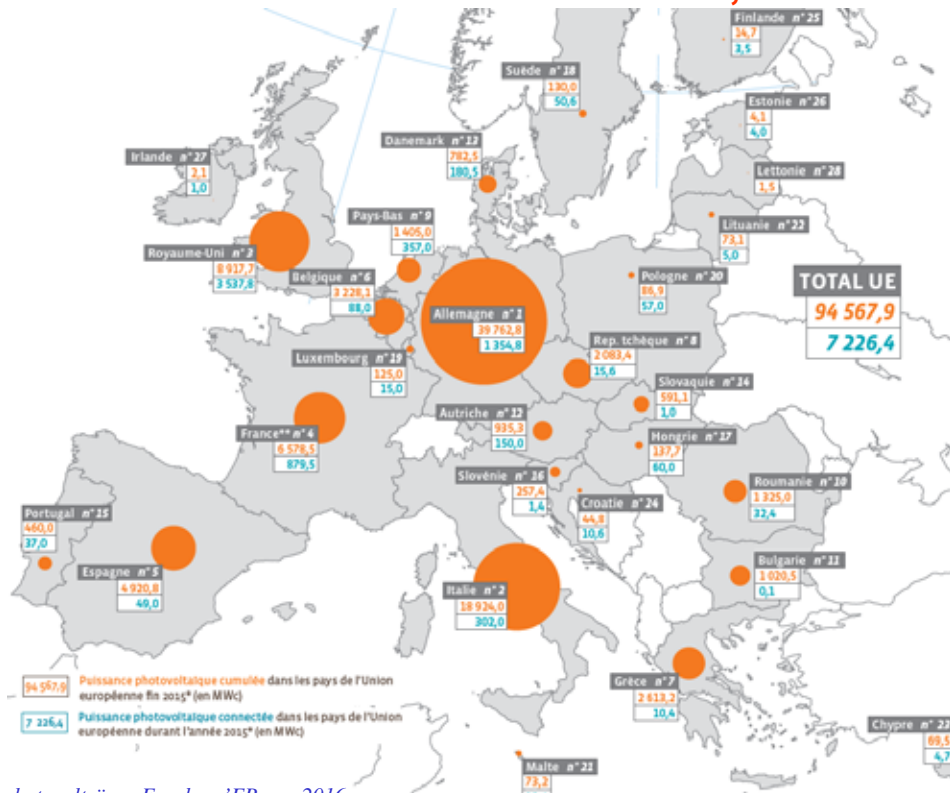
European Photovoltaic Industry Association : <http://www.epia.org/>

Renewables International the Magazine : <http://www.renewablesinternational.net/>



Bilan de l'Union Européenne

fin 2015 : 94,6 GW cumulés



Source : Baromètre photovoltaïque Eurober'ER avr. 2016

STOCKAGE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE



Pourquoi stocker en situation connectée réseau ?

- améliorer et sécuriser la gestion du réseau dans un contexte d'ouverture des marchés de croissance des systèmes de production non pilotés par la demande
- permettre l'îlotage de consommateurs/producteurs

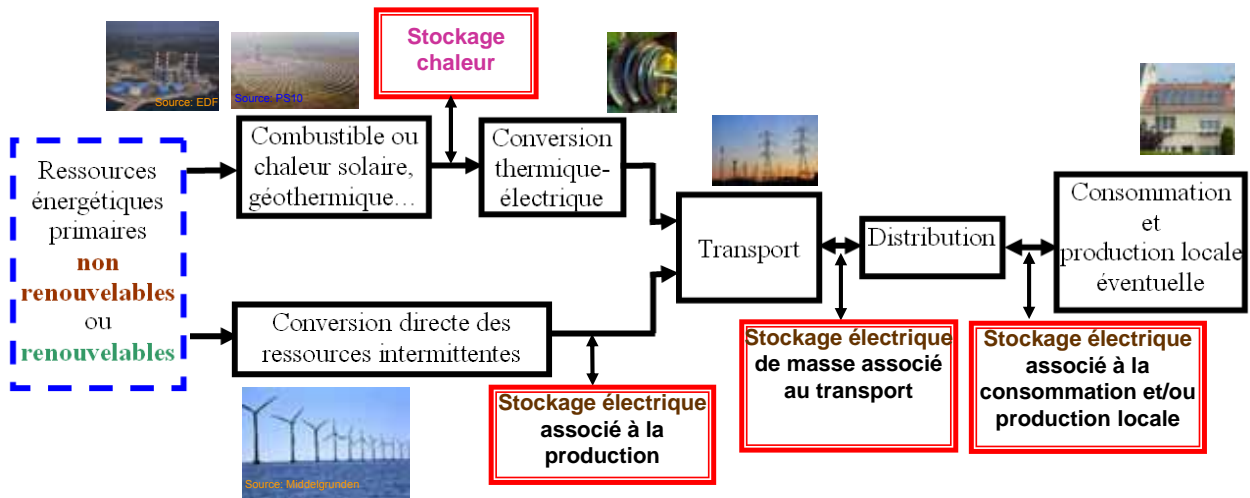
➔ **Alimentation en électricité plus sûre et plus robuste**

- augmenter la pénétration des sources variables et incertaines éoliennes, photovoltaïques, houlomotrices...
- réduire les besoins en centrales thermiques d'appoint

➔ **Développement durable (CO2, indépendance énergétique...)**



Synoptique du potentiel d'applications du stockage dans le système de production – transport – distribution électrique



Source : J. PERRIN, F. CUEVAS, B. MULTON, « Le stockage d'énergie pour le vecteur électricité »
 Colloque du Programme Interdisciplinaire Energie du CNRS, Montpellier, mars 2011
<http://energie.cnrs.fr/2011/ATELIERS2011.pdf>

3

B. Multon ENS de Rennes



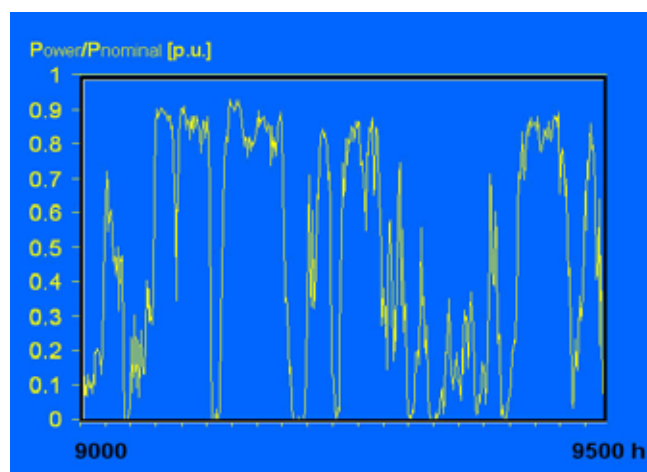
Stocker au niveau des générateurs ?

Amélioration de la participation aux « **services systèmes** » :

contrôle des puissances **active** et réactive

Donc meilleure intégration dans les marchés ouverts de l'énergie...

Production d'une ferme éolienne :



Source : Kariniotakis, CENERG

Les premières applications pilotes apparaissent : photovoltaïque, éolien...

4

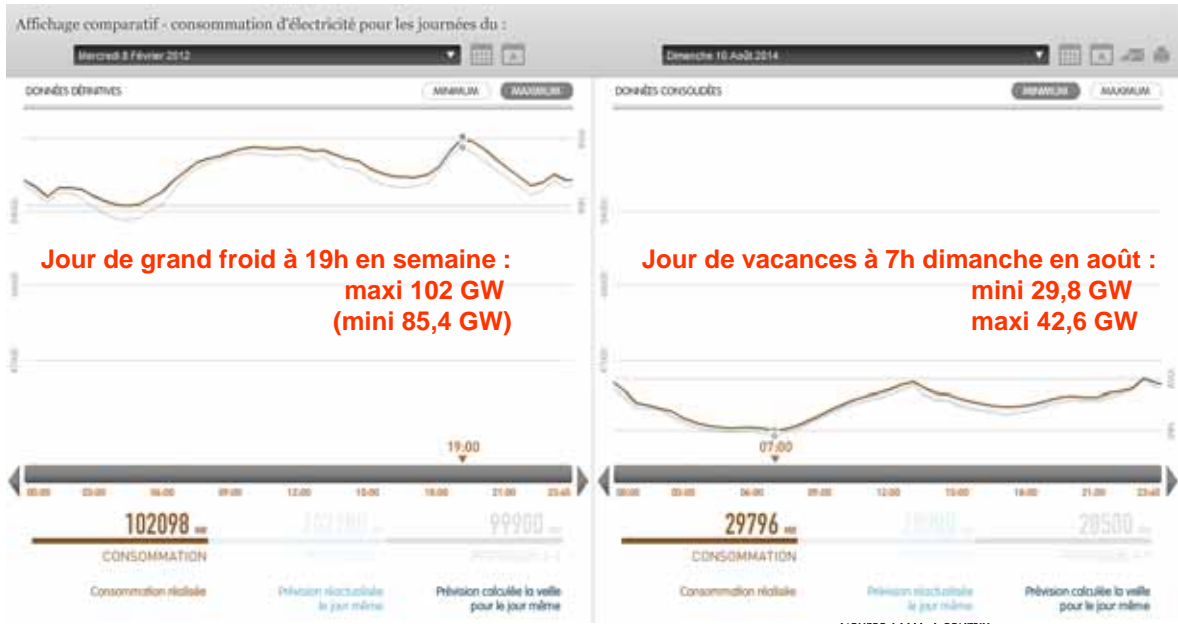
B. Multon ENS de Rennes



Stocker au niveau du réseau de transport ?

Un degré d'action supplémentaire pour le gestionnaire,
réduction des risques d'effondrement.

France :



Capacité de **stockage** déjà installée (données 2013) :

- Monde : 177 GW (hydraulique gravitaire) sur 5300 GW
- France : 6,3 GW (5 GW opérationnels) sur 120 GW

**Pas d'ajustement saisonnier
par stockage !**

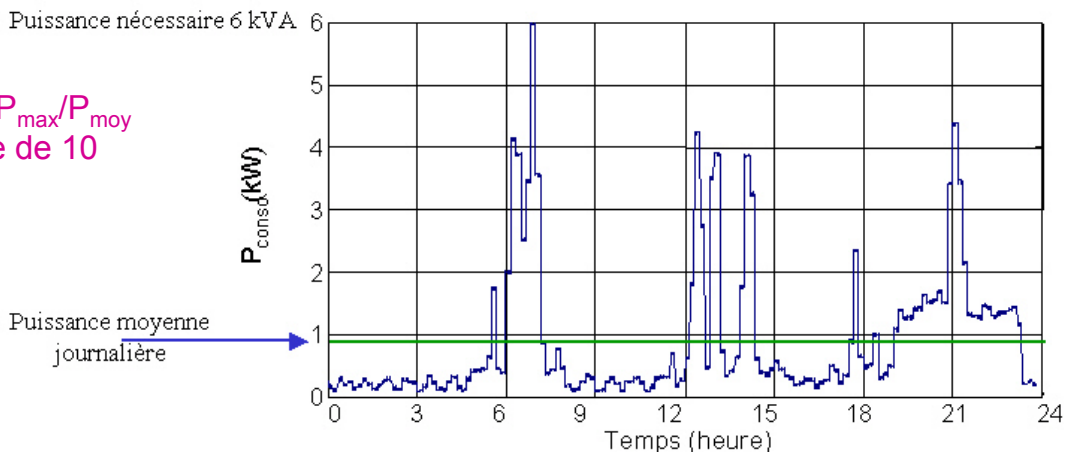
B. Multon ENS de Rennes

5



Stocker au niveau des consommateurs ?

Rapport P_{max}/P_{moy}
de l'ordre de 10



- sûreté de fonctionnement,
- lissage ou écrêtage de consommation,
- meilleur dimensionnement du réseau de distribution,
- possibilité d'îlotage permanent si présence de production locale

Déjà des applications en **secours** (électrochimiques, volants d'inertie,
assistance de groupes électrogènes)

6

B. Multon ENS de Rennes



Vision unifiée des caractéristiques des systèmes de stockage

Malgré la grande variété des principes et technologies, nécessité de bien les définir, notamment pour :

- mieux les comparer
- mieux évaluer les différentes solutions
- optimiser leur dimensionnement sur cycle de vie

7

B. Multon ENS de Rennes

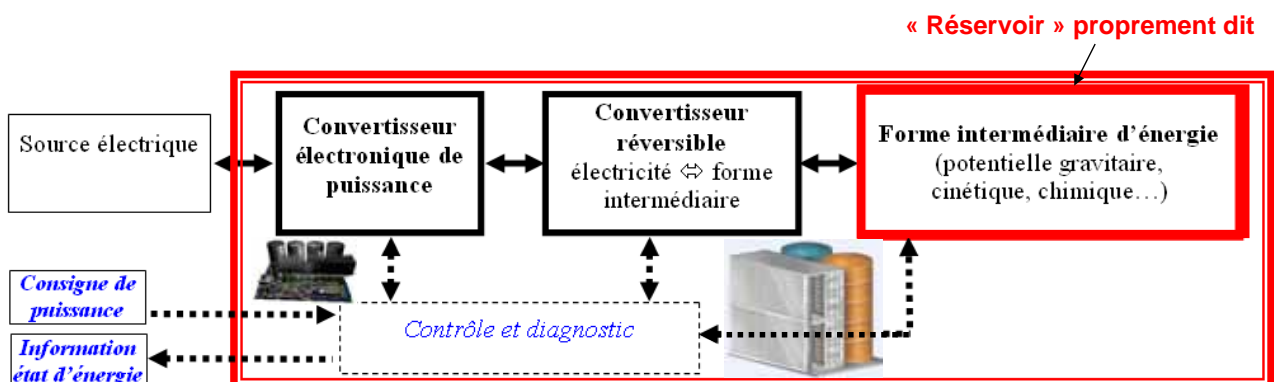


Le système de stockage d'énergie électrique (SSEE) (ESS : Energy Storage System)

Stockage direct ou indirect ??

Cela a peu d'importance car, quel que soit le moyen de stockage, il est nécessaire d'utiliser un ou plusieurs convertisseurs d'adaptation.

Synoptique générique d'un **SSEE** :



8

B. Multon ENS de Rennes



Capacité énergétique E_{stoc} en J, kWh...

grandeur fortement dimensionnante
(la « taille » du réservoir d'énergie)

Limites éventuelles en profondeur de décharge
(par exemple une batterie lithium limitée à 80% de profondeur de décharge)

La part réellement exploitable peut varier considérablement en fonction :

- de la rapidité de décharge dans les batteries électrochimiques
- du rendement de décharge

Capacité énergétique exploitable E_{util} inférieure à la capacité théorique
=> Attention à la définition de la capacité énergétique.



Puissance maximale P_{max} (watts) charge ou décharge (dimensionne les convertisseurs de réglage des transferts d'énergie)

Rapport $\frac{E_{\text{util}}}{P_{\text{max}}} = \tau = \text{« constante de temps »}$

Exemple : système de stockage hydraulique gravitaire

Masse d'eau
Dénivelée entre les bassins haut et bas

} Capacité de stockage
 $E = M.g.h$

Puissance des groupes réversibles
turbines-machines électriques
Section des canalisations

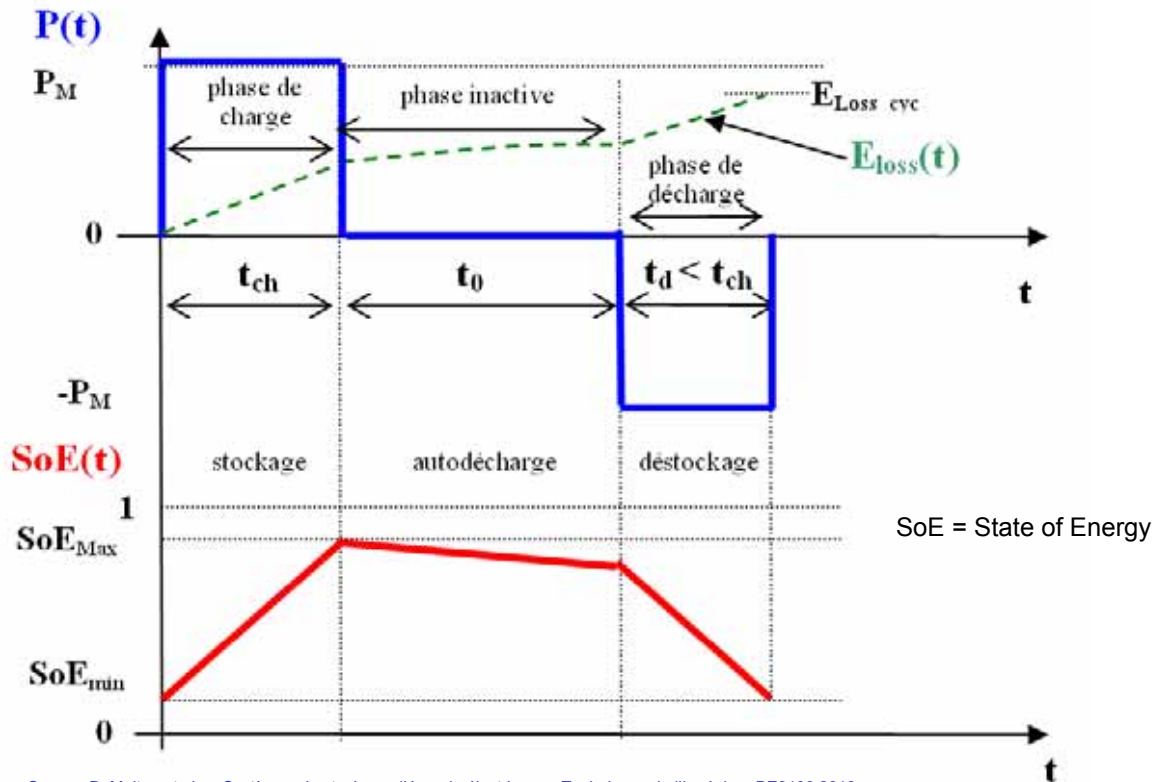
} Puissance maximale

Découplage Energie / Puissance \longleftrightarrow constante de temps ajustable



Rendement sur cycle (Round trip efficiency) Rapport de l'énergie restituée sur énergie prélevée

Cycle simplifié charge à P constante, repos, décharge à P constante :



Source: B. Multon et al., « Systèmes de stockage d'énergie électrique », Techniques de l'Ingénieur BE8100 2013

11

B. Multon ENS de Rennes



Rendement sur cycle

$$\eta_{\text{cycle}} = \frac{E_d}{E_{\text{ch}}} = \frac{P_M \cdot t_d}{P_M \cdot t_{\text{ch}}} = \frac{t_d}{t_{\text{ch}}}$$

$$\text{Facteur d'autodécharge} : \eta_o = \frac{\int P_o(\text{SoE}(t)) \cdot dt}{P_M \cdot t_{\text{ch}}}$$

$$\text{Rendements de charge et de décharge} : \eta_{\text{ch}} = \frac{E_{\text{ch}} - E_{\text{loss_ch}}}{E_{\text{ch}}} \quad \eta_d = \frac{E_d}{E_d + E_{\text{loss_d}}}$$

$$\text{Rendement total sur cycle} : \eta_{\text{cycle}} = [\eta_{\text{ch}} - \eta_o] \eta_d$$

(expression valable quel que soit le type de cycle, pas besoin de la simplification précédente)

Définition souvent trop simpliste.

Le rendement doit être défini sur des **cycles réalistes** en rapport avec l'application.

Un système de stockage optimisé pour une faible « constante de temps » aura :

- un meilleur rendement pour des sollicitations rapides
- et éventuellement une assez forte auto-décharge, donc un mauvais rendement sur des cycles avec de longues périodes de repos.

Source: B. Multon et al., « Systèmes de stockage d'énergie électrique », Techniques de l'Ingénieur BE8100 2013

12

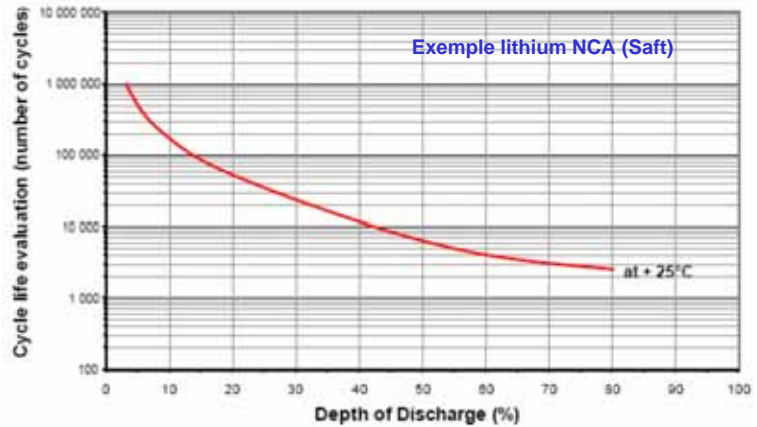
B. Multon ENS de Rennes



Nombre maximal de cycles de charge-décharge (cyclabilité) N_{cycl} dû à la fatigue ou à l'usure lors des cycles

Le cyclage constitue généralement une cause de dégradation importante parfois dominante sur le vieillissement calendaire.

Processus de fatigue souvent complexes et cyclabilité souvent mal définie, parfois inconnue.



N_{cycl} fortement lié à l'amplitude des cycles et/ou à l'état de charge moyen.
Quantification délicate => améliorations toujours en cours



Coûts :

- d'investissement (part la plus marquante pour l'acheteur)
- de fonctionnement (maintenance, énergie perdue lors des cycles, vieillissement).

Coût d'investissement généralement spécifié :

- en €/kWh pour les accumulateurs à longue constante de temps
(plutôt dimensionnés en Energie)

ou

- en €/kW pour ceux à faible constante de temps
(plutôt dimensionnés en Puissance)

Pour pouvoir mieux optimiser les dimensionnements, il faudrait définir le coût d'investissement total comme : $C_{inv_tot} = C_W \cdot E_{util} + C_P \cdot P_{max}$
avec C_W et C_P respectivement en €/kWh et €/kW



Coût sur l'ensemble du cycle de vie

du système complet incluant le dispositif de stockage.

Les systèmes de stockage les moins coûteux à l'investissement sont généralement ceux qui se dégradent le plus vite en cyclage et dont le rendement est le plus mauvais.

Exemple : batterie électrochimique lithium 1000 €/kWh

(hors électronique de puissance)

avec 2500 cycles à 80% de DoD (*pertes non prises en compte*) :

« Coût d'usure » : 0,5 €/kWh ($1000 \text{ €} / (0,8 \times 2500 \text{ cycles})$)

ou :

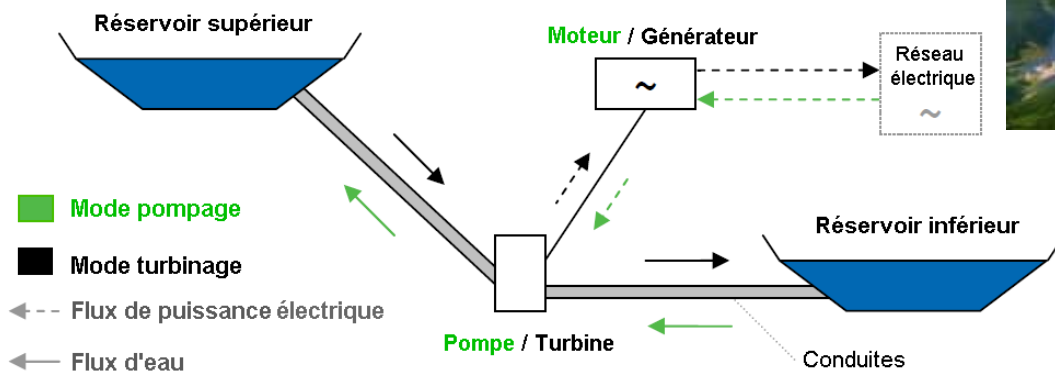
avec 60 000 cycles à 20% de DoD (*surdimensionnement*) :

« Coût d'usure » : 0,08 €/kWh ($1000 \text{ €} / (0,2 \times 60\,000 \text{ cycles})$)

Dans une logique de développement durable :
prise en compte du **coût sur cycle de vie**, incluant les dépenses de matières premières, d'énergie et autres coûts environnementaux



Stockage hydraulique gravitaire (STEP)



Goldistahl (Allemagne) :
1 GW – 8,5 GWh

Rendement : 65 à 85 % (selon technologie et choix de dimensionnement)

Démarrage : 10 à 15 min

Capacité : 1 à qq 100 GWh

Puissance : qq 10 à plus de 1000 MW

Solution de stockage de masse la plus répandue,
la moins chère et à la plus longue durée de vie...

Possibilités de rénovation : vitesse variable...

En France 2010 : environ 5 GW opérationnels et 180 GWh de capacité énergétique



Exemples de plus de 1000 MW

Centrales	Pays	Hauteur de chute d'eau (m)	Puissance (MW)	Année de mise en service
Imaichi	Japon	52,4	1 050	1984
Ludington	États-Unis	98	1 872	1974
Zagorsk	Russie	100	1 200	1988
Vianden	Luxembourg	287	1 141	1959
Racoon	États-Unis	317	1 532	1978
Bath Country	États-Unis	387	2 740	1985
Drakensberg	Afrique du Sud	473	1 080	1981
Helms	États-Unis	495	1 070	1981
Okuy Shino	Japon	539	1 200	1978
Dinorwig	Royaume-Uni	545	1 800	1982
Tamaharo	Japon	559	1 200	1983
Chiotas	Italie	1 070	1 200	1980
Piastra Edolo	Italie	1 260	1 016	1981

Depuis les années 1990 :
Groupes réversibles à vitesse variable
Cycloconvertisseurs, puis
onduleurs à GTO

Exemple 1 :
OKUKIYOTSU_2 (Japon 1996)
H 470 m
Toshiba
2 groupes 300 MW
Onduleur GTO

Exemple 2 :
Nant de Drance (Suisse 2008-2015)
H 250 m
Alstom
4 groupes 157 MW
+ vitesse variable +/-10%

Source :

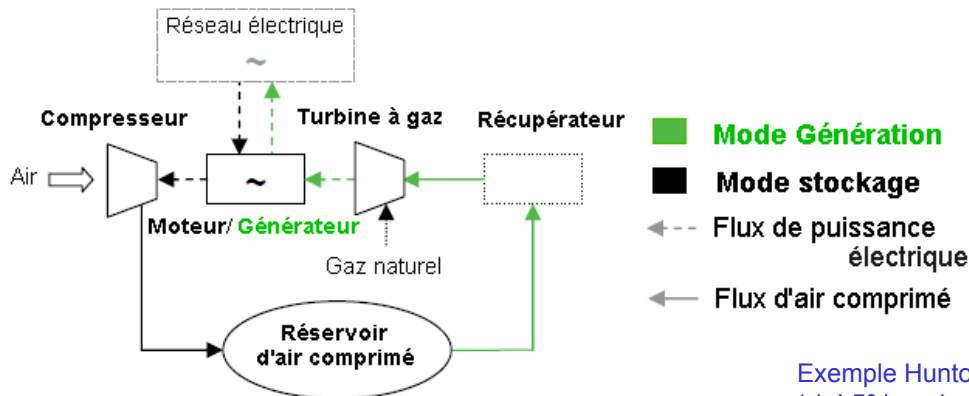
A. MARQUET et al., « Stockage d'électricité dans les systèmes électriques », Technique de l'ingénieur D4030 5- 1998.

17

B. Multon ENS de Rennes



Air comprimé en caverne hybridé par turbine à gaz (CAES = Compressed Air Energy Storage)



Rendement médiocre :

pour produire 1 kWh_e apport de 1,6 kWh_{th} de gaz
et 0,7 kWh_e (compresseur au stockage)

Rendement global : $1/2,3 = 43\%$ (incluant la consommation de gaz)
(sans air comprimé : rendement TAG = 27%)

12 kWh/m³ de caverne à 100 bars

Rendement : 50 % (avec apport de Gaz...)

Démarrage : 5 à 10 mn

Capacité : 0,1 à 10 qq GWh Puissance : 100 à 1000 MW

Exemple Huntorf (Allemagne 1979 et 2006)
(air à 70 bars dans 2 cavernes de 310 000 m³)

Charge : 60 MW – 12 h maxi

Décharge : 329 MW – 3 h maxi



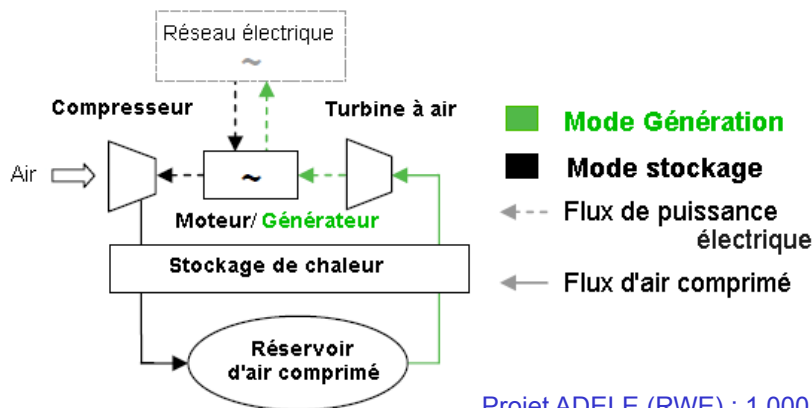
18

B. Multon ENS de Rennes

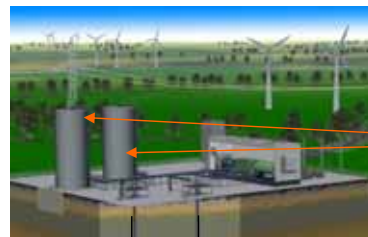


Air comprimé en caverne adiabatique (ACAES)

Inclut une récupération de la chaleur lors de la compression



Projet ADELE (RWE) : 1 000 MWh – 200 MW
 (1^{ère} étape 2013 : 90 MW – 360 MWh)
 Rendement \approx 70%



Ver's cavernes

Source : RWE



Stockage matériaux solides 50 à 620°C

Source : German Aerospace Center

B. Multon ENS de Rennes



Accumulateurs électrochimiques

Nombreuses technologies disponibles
(différents compromis performances – coût
maturité variable)

- Plomb-acide
- Nickel-Cadmium (NiCd)
- Nickel-Métal-Hydrures (NiMH)
- Lithium (nombreuses variantes)
- Sodium-soufre (haute température : 350°C)

...

Large gamme de solutions avec des capacités énergétiques
du Wh à quelques MWh

Fin de vie si :

- capacité : - 20% voire -30%
- et/ou résistance interne : x 2 ou x 4...

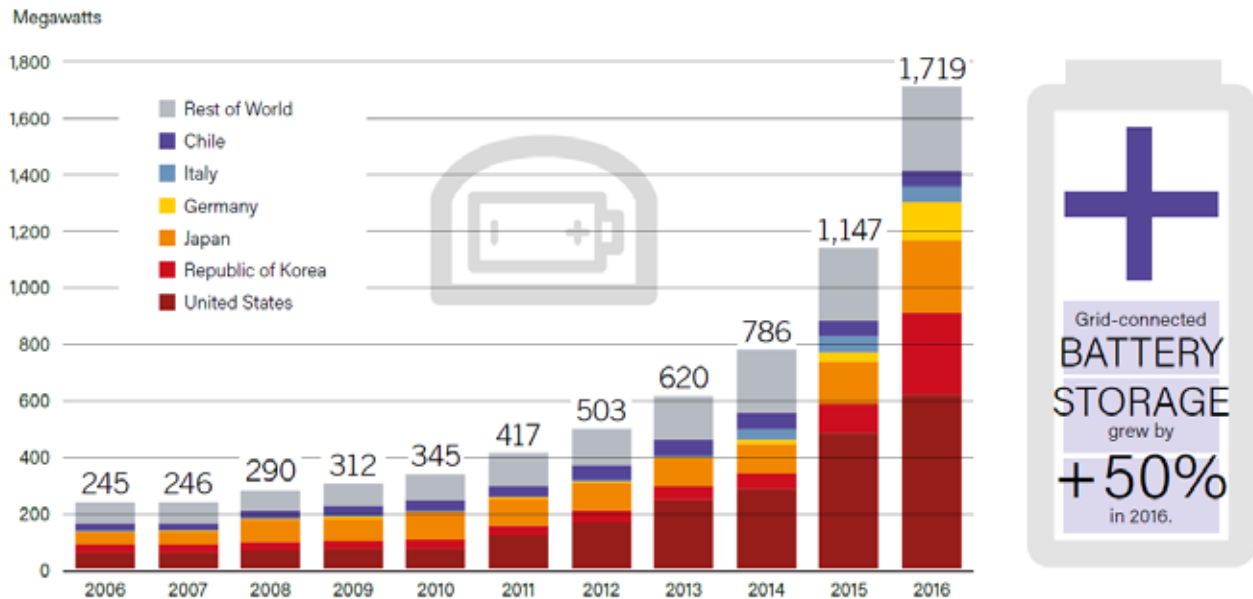


Les valeurs d'énergie massique les plus élevées : 30 à 200 Wh/kg
 mais une faible tenue en cyclage (qq 100 à qq 1000 cycles profonds)



Batteries électrochimiques connectées au réseau

Global Grid-Connected Stationary Battery Storage Capacity, by Country, 2006-2016



Source: REN21 Global Status Report 2017



Modélisation

Des **phénomènes complexes**, d'où une modélisation complexe et peu fiable,

Dans laquelle le **vieillissement** intervient, et les effets de la température peuvent être importants

Les **schémas équivalents** électriques doivent mettre en œuvre des éléments **non linéaires**, notamment pour prendre en compte les phénomènes rapides

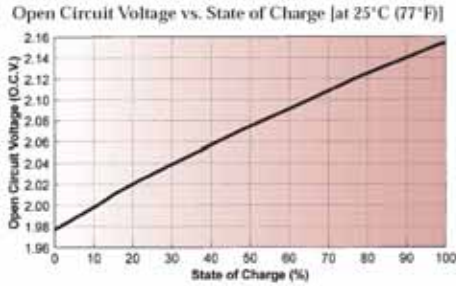
Dans le secteur des énergies renouvelables, les **accumulateurs au plomb** sont quasiment seuls : avantage de prix, inconvénient de masse moindre.



Technologies plomb - acide

Caractéristiques électriques :
2 V par élément

fem fonction de l'état de charge



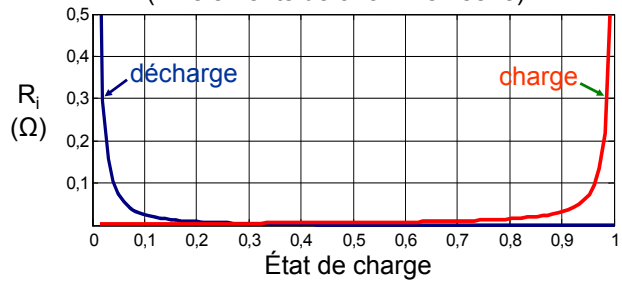
fem fonction de T°C

≅ + 1,8 mV/°C

Source: batteries Exide <http://networkpower.exide.com/>

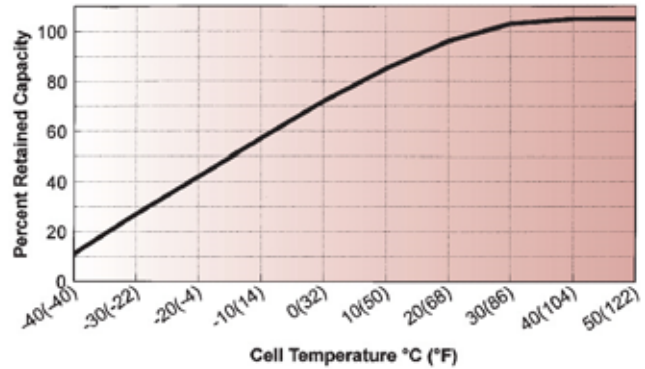
Résistance interne

(24 éléments de 325 Ah en série)



Perte de capacité aux basses températures

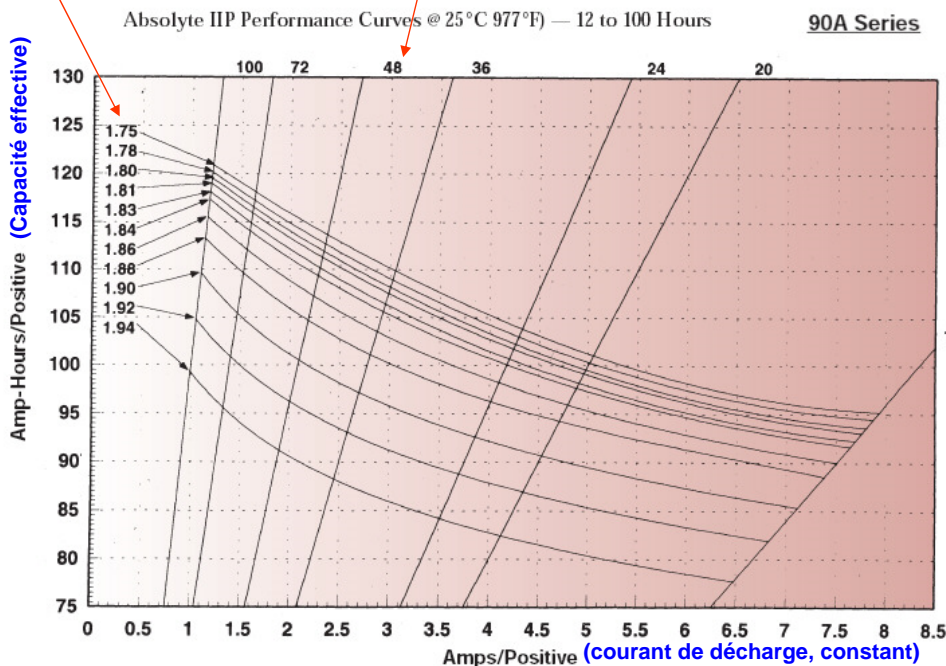
Absolute IIP Performance Characteristics
Capacity Retention vs. Temperature



Influence du courant de décharge sur la valeur de la capacité
(rendement coulombien, loi de Peukert, adapté aux techno plomb-acide)

Tension finale

Durée de décharge à courant constant



$$Q = \frac{K}{a + I_{dech}^n}$$

La capacité en décharge décroît lorsque le courant de décharge est plus élevé.

Avec une décharge en 1h, 12la capacité tombe à 50 Ah



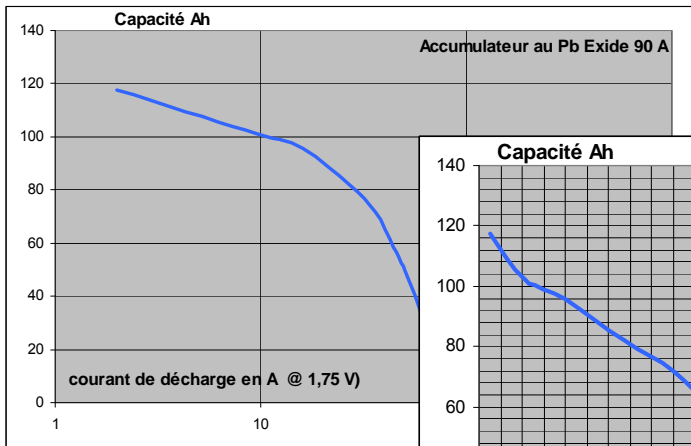
Source: batteries Exide <http://networkpower.exide.com/>



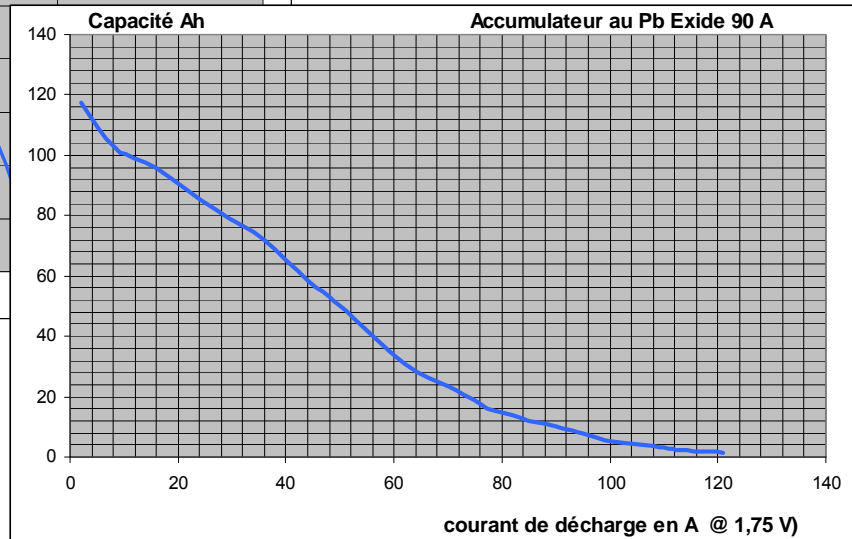
Variation de la capacité en fonction du courant de décharge (constant)

Accumulateur au plomb Exide Absolyte IIP 90 A

En échelle d'abscisses logarithmique



En échelle d'abscisses linéaire



$$Q = \frac{K}{a + I_{\text{dech}}^n}$$

25

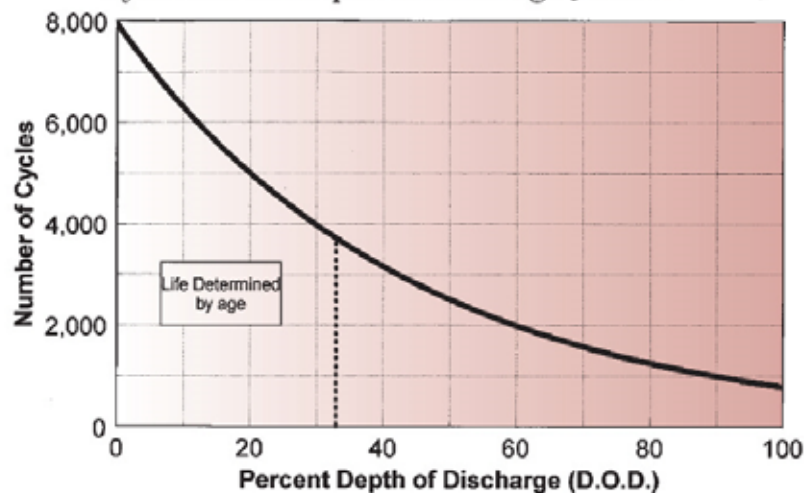
B. Multon ENS de Rennes



Nombre de cycles limité par la profondeur de décharge

Accumulateur au plomb Exide Absolyte IIP 90 A

Absolyte IIP Performance Characteristics
Cycle Life vs. Depth of Discharge [at 25°C]



Interviennent également : la puissance de décharge, la température...

En dehors des VRLA, maintenance nécessaire (ajout d'eau pure)

Source: batteries Exide <http://networkpower.exide.com/>

26

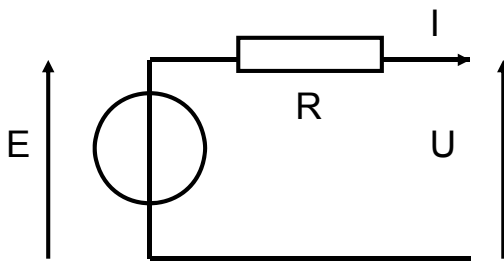
B. Multon ENS de Rennes



Limite de puissance et rendement en décharge

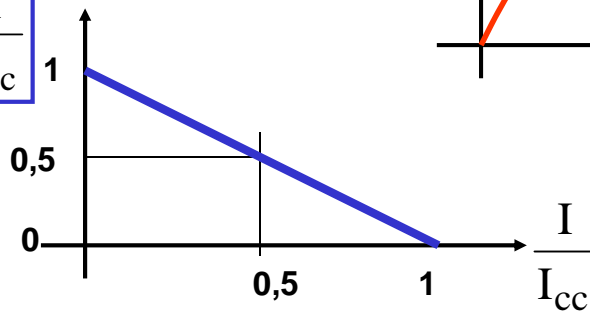
Modèle assez générique :

source de tension avec résistance interne, énergie initiale : $E.Q$



$$P_u = E.I - R.I^2 = \frac{E^2}{R} \left[\frac{I}{I_{cc}} - \left(\frac{I}{I_{cc}} \right)^2 \right]$$

$$\eta = 1 - \frac{I}{I_{cc}}$$



27

B. Multon ENS de Rennes

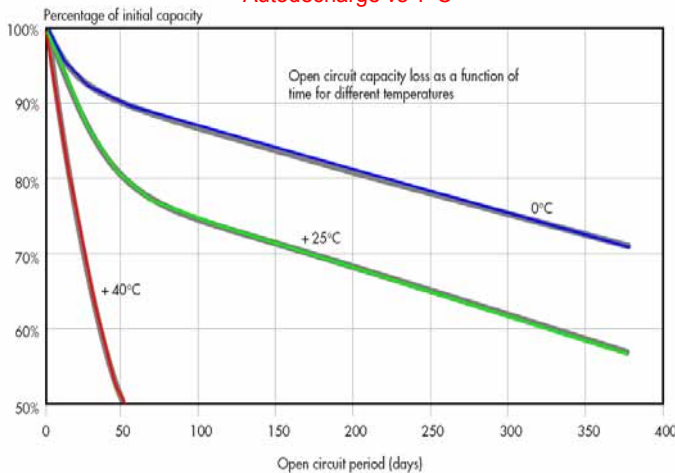


Technologie nickel-cadmium (NiCd)

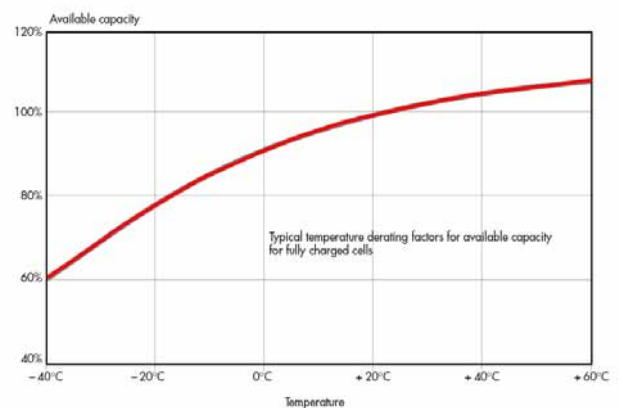
Force électromotrice :

1,2 V par élément

Autodécharge vs T°C



Capacité énergétique vs T°C



Saft : batteries Sunica Plus NiCd pour applications EnR

Typical capacity derating factors versus temperature

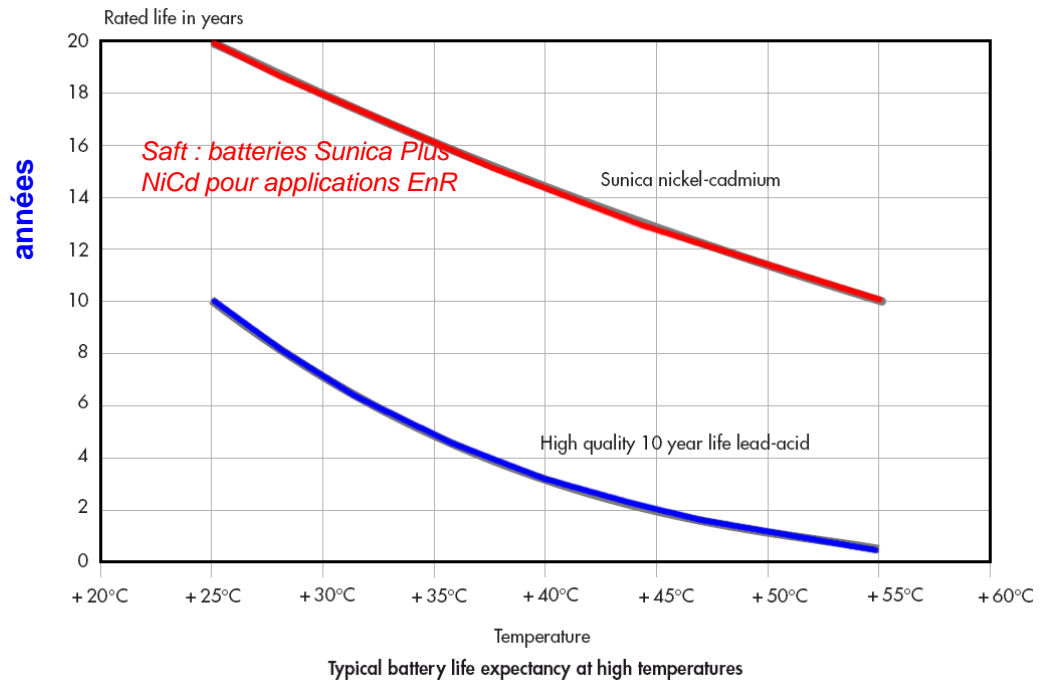
28

B. Multon ENS de Rennes



NiCd

Durée de vie vs T°C (environ 1 cycle par jour) comparaison avec Pb acide



Saft : batteries Sunica Plus NiCd pour applications EnR



Technologies Lithium : une grande variété de chimies

Classification

- selon les **cathodes** (« positives ») :

- LCO : LiCoO_2
- NCA : $\text{Li}(\text{NiCoAl})\text{O}_2$,
- NMC : $\text{LiNi}_{1/3}\text{Mn}_{1/3}\text{Co}_{1/3}\text{O}_2$,
- LFP : LiFePO_4 ,
- LMO : LiMn_2O_4 ou $\text{LiNi}_{1/2}\text{Mn}_{3/2}\text{O}_4$
- LMP : lithium metal polymère

- et les **anodes** (« négatives ») 2 technologies :

- carbone amorphe ou graphite
(LiC_6 , notées LiC)
- titanates (LTO) :

cathode	anode	tension (V)	Wh/kg cellule	Wh/kg pack
LCO	LiC ₆	3,7	156	109
LMO	LiC ₆	3,8	136	96
NCA	LiC ₆	3,6	176	116
NMC	LiC ₆	3,5	160	112
LFP	LiC ₆	3,3	139	97
LCO	LTO	2,5	81	54
LMO	LTO	2,6	75	50
NCA	LTO	2,3	83	55
NMC	LTO	2,3	79	53
LFP	LTO	2,1	68	45

Source : EDF R&D S. Lascaud, 2009

Technologie LMP : à part, entièrement solide, pas de risque d'explosion, Densité d'énergie 100 Wh/kg (en pack), température de fonctionnement optimale 60 à 80°C peu de fabricants (Batscap, batterie Bluecar : pack 30 kWh et 45 kW-30 s)

Besoin en matériau : 100 à 400 grammes de lithium métal sont requis par kWh



Technologie électrochimique Lithium-Ion

Electrical characteristics

MP 174865	
Nominal voltage (V)	3.6
Typical capacity at C/2 rate @ 4.1 V, + 20°C (Ah)	4.6

Mechanical characteristics

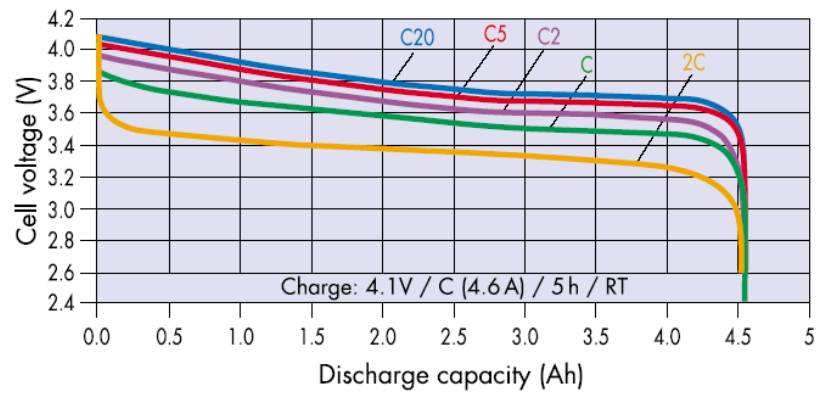
Thickness max (mm)	18.5
Width max (mm)	48
Height max (mm)	65
Weight max (g)	125
Volume (cm ³)	47.5

Operating temperature

Charge*	0°C to +50°C
Discharge	-40°C to +60°C

130 Wh/kg en 1h

MP 174865 - Discharge vs current



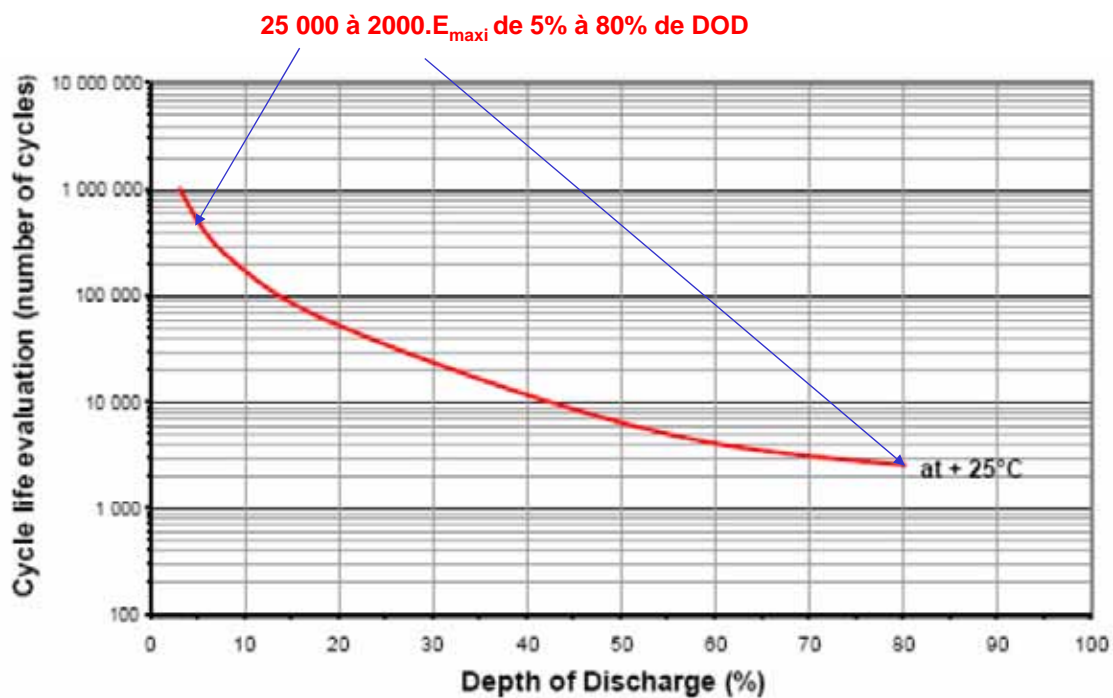
Doc. Saft



B. Multon ENS de Rennes



Vieillessement en cyclage technologie Lithium-Ion NCA

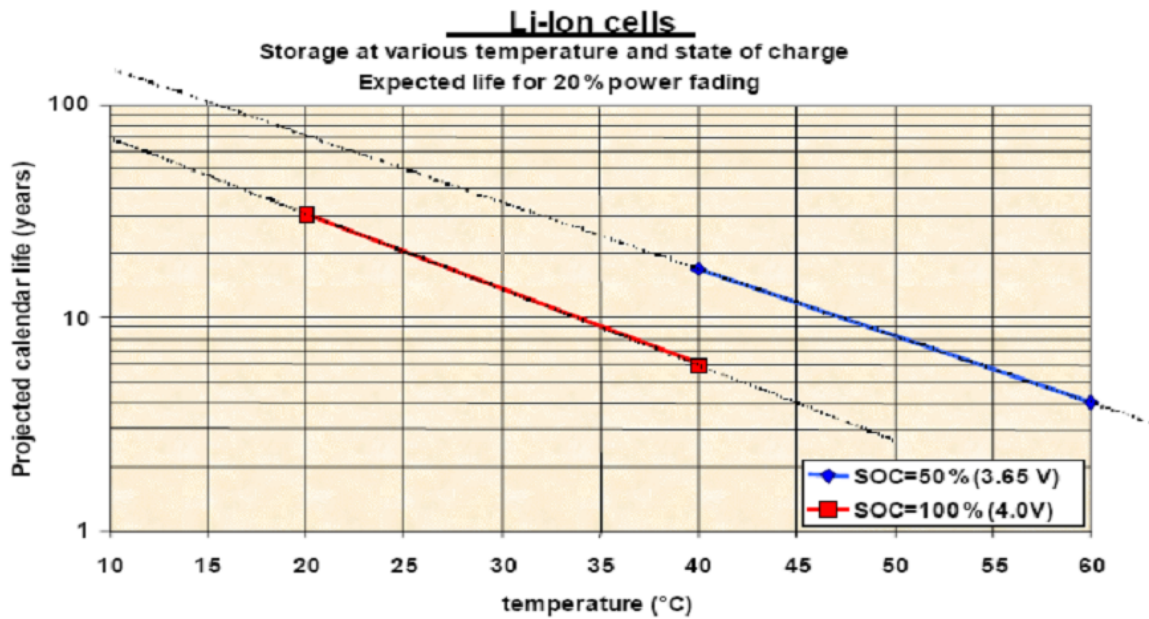


Source : Saft

B. Multon ENS de Rennes



Vieillessement calendaire lithium-Ion NCA SAFT: effets de l'état de charge moyen et de la température



25th European Photovoltaic Solar Energy Conference 2010

Source : Saft

33

B. Multon ENS de Rennes

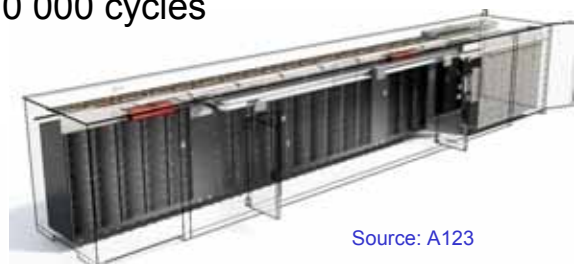
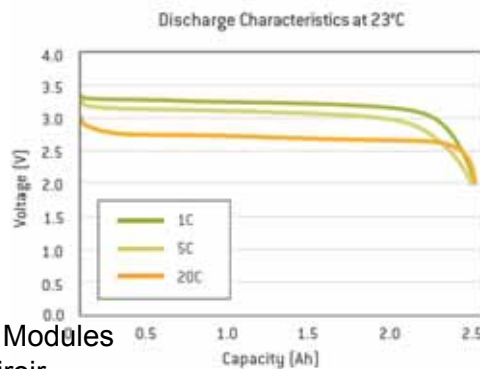


Batteries Lithium-Fer-Phosphate (LiFeP) association massive de cellules pour de grandes capacités

A123

500 kWh – 2 MW – 960 V – 90% – environ 10 000 cycles

Nanophosphate™ cells



Assemblées en Modules
6 modules par tiroir
8 tiroir par rack
18 racks



12 MW – 3 MWh (AES) Los Andes Chili

Fin 2011 : déjà plus de 35 MW fournis à AES

34

B. Multon ENS de Rennes



Technologie électrochimique Sodium Soufre (NaS)

300°C

Rendement charge/décharge : 75 %

Vie : 15 ans

2500 cycles à 100% DOD

4500 cycles à 80% DOD

Modèles :

PS (peak shaving)

50 kW - 430 kWh

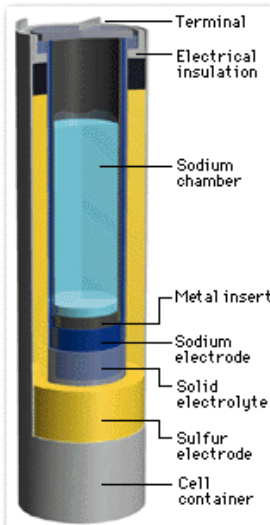
PQ (power quality)

50 kW permanents 360 kWh

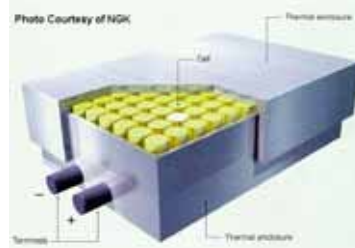
150 ou 250 kW crêtes (30 s par heure)

Source: NGK

<http://www.ngk.co.jp/>



Élément : 2 V
1,12 kWh



Bloc : 384 éléments série/parallèle
64 ou 128 V
50 kW – 360 ou 430 kWh
Pertes de chauffage : 3,4 kW
Masse : 3500 kg



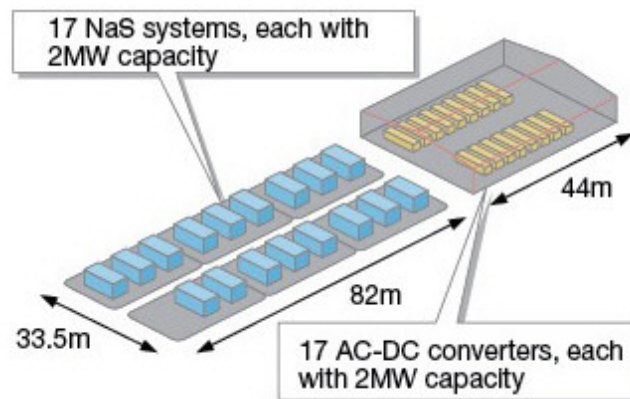
Charleston American Electric Power (AEP),
<http://www.technologyreview.com/>

Ensemble 2 MW – 12 MWh (40 modules)
L : 10 m (172 tonnes)
(22 m avec transfo et connexion au réseau)
H : 4.7 m
W : 3.6 m



Application dans une ferme éolienne (Futamata Japon 2008)

Lissage de production



Puissance éolienne : 51 MW

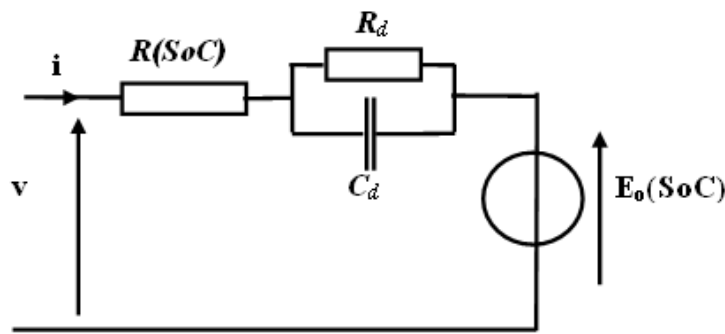
Stockage : 34 MW – 245 MWh (97 M\$ ou 70 M€)

Source: NGK

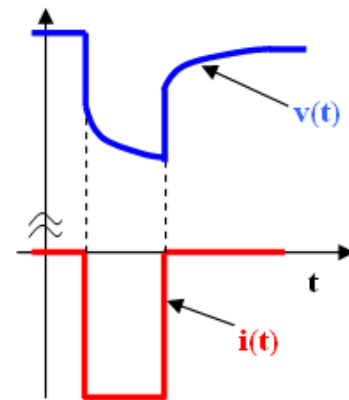
<http://www.ngk.co.jp/>



Modélisation électrique simplifiée et générique pour les accumulateurs électrochimiques



Réponse à un échelon de courant de décharge :

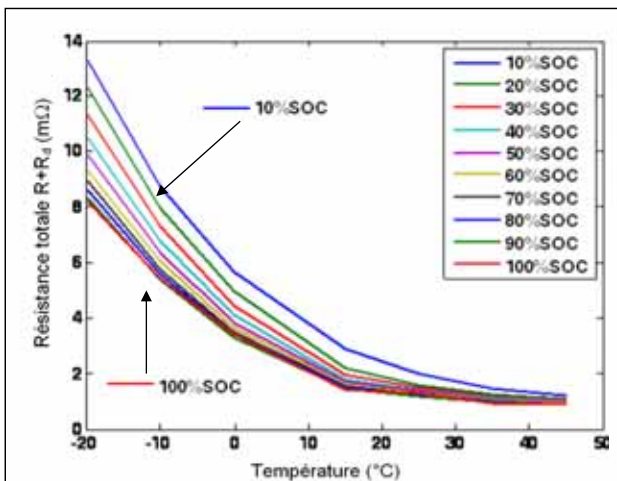


$R(\text{SoC})$ subit des lois fortement non-linéaires avec le SoC, dépendantes du régime (charge ou décharge)

Constante de temps $R_d \cdot C_d$ indépendante de l'échelle de l'ordre de quelques minutes



Variations de la résistance interne en fonction de la température et du SoC, cas de la technologie LiFeP

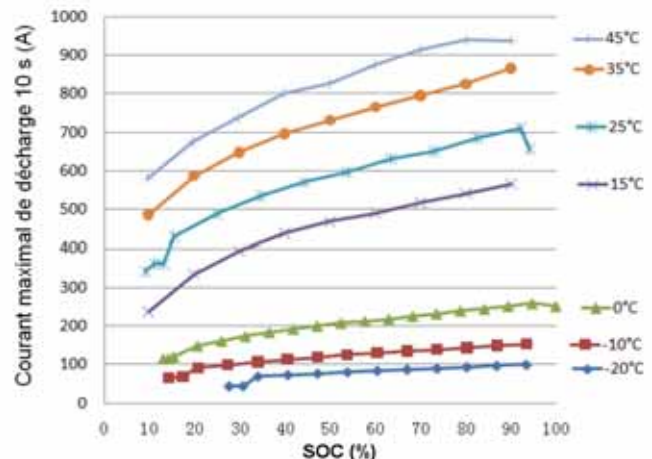


En général, en décharge, la résistance interne (ohmique) est plus élevée :

- à basse température
- à faible état de charge

Source : L. LU "LiFePO4 battery performances testing and analyzing for BMS" U.S.-China Workshop, Aug.2011

Influence sur le courant maximal de décharge 10 s



⇒ Limitation de puissance maximale de décharge à froid et à faible état de charge



Batteries électrochimiques : autres expériences à grande échelle...



Exemple 1 Plomb-acide

Chino - Californie

Capacité : 40 MWh – 10 MW

Coût :

200 Euros/kWh ou 800 Euros/kW

Source : www.electricitystorage.org

Exemple 2 Nickel-Cadmium (1000 tonnes)

Fairbanks Alaska (2003)

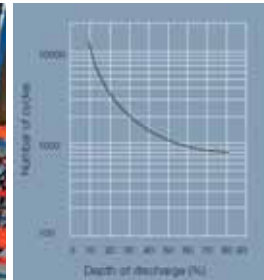
Capacité nominale 18,4 MWh

- 46 MW durant 5 mn (3,8 MWh)

- 27 MW durant 15 mn (6,7 MWh)

Coûts (ramenés à l'énergie maxi ou à la puissance maxi) :

1000 Euros/kWh ou 600 Euros/kW



Durée de vie
escomptée :
25 ans

Sources : ABB et Saft

B. Multon ENS de Rennes

39



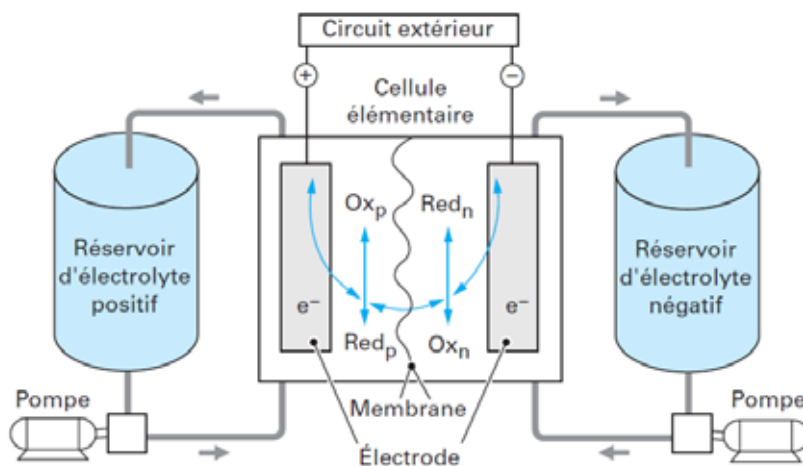
Batteries à circulation (Redox flow batteries)

composés chimiques, de stockage de l'énergie, liquides en solution dans l'électrolyte.

Technologies : Vanadium Redox flow Battery (VRB), (électrolyte acide sulfurique)

Polysulfide Bromide battery (PSB) (polybromure, polysulfure)

Sodium-Brome (NaBr)



Dissociation énergie/puissance

Energie volumique : 10 à 30 kWh/m³

Rendement : 70 % à 90%

Capacité : 1 à qq 100 MWh

Puissance : 1 à 10 MW

quelques heures (4 à 8)

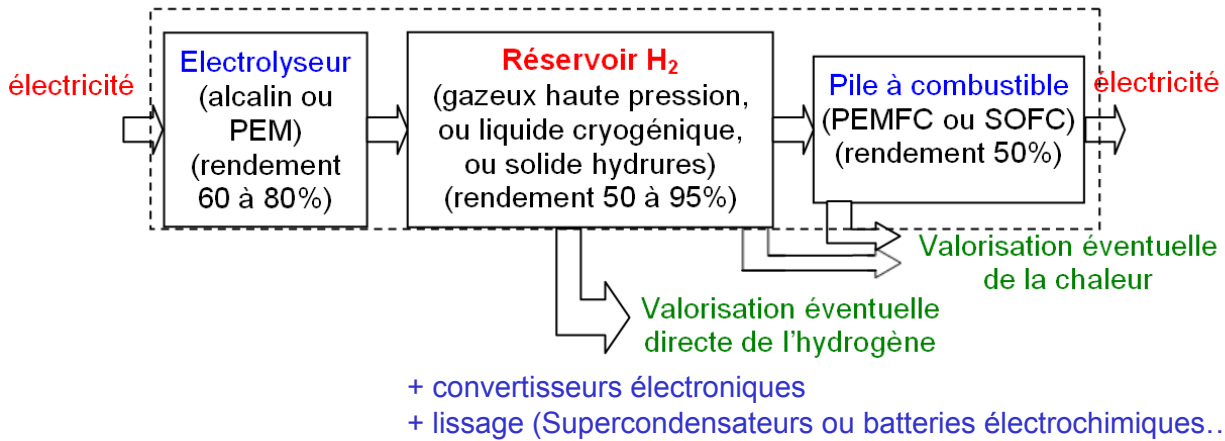
Source: J. Alzieu et J. Robert
Techniques de l'Ingénieur D3357, 2007

40

B. Multon ENS de Rennes



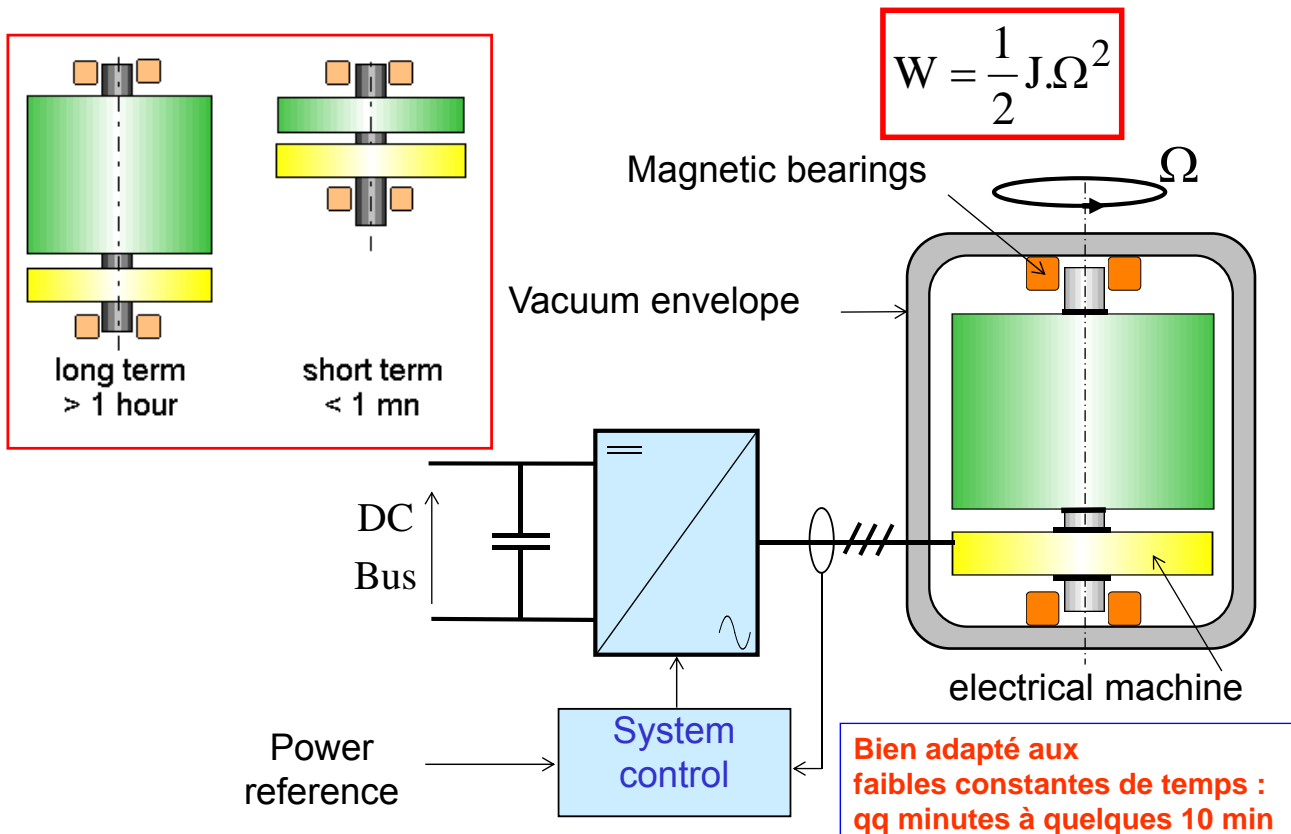
Stockage via l'hydrogène



Sans valorisation de l'hydrogène et/ou de la chaleur associée aux pertes de conversion, le rendement sur cycle est trop faible (20 à 40%) et la durée de vie de composants trop limitées (qq 1000 h) pour envisager des coûts compétitifs.

Il semble préférable de valoriser l'hydrogène directement plutôt que de vouloir en refaire de l'électricité...

Stockage à volant d'inertie (flywheel energy storage)





Volants d'inertie : grandes installations

Stephentown (NY) : installation de stabilisation de fréquence (réserve)

Beacon Power : 20 MW (200 unités de 100 kW – 25 kWh) – juillet 2011



Volant fibre carbone 1 tonne
8000 – 16 000 tr/min



Source: www.beaconpower.com



Super-condensateurs

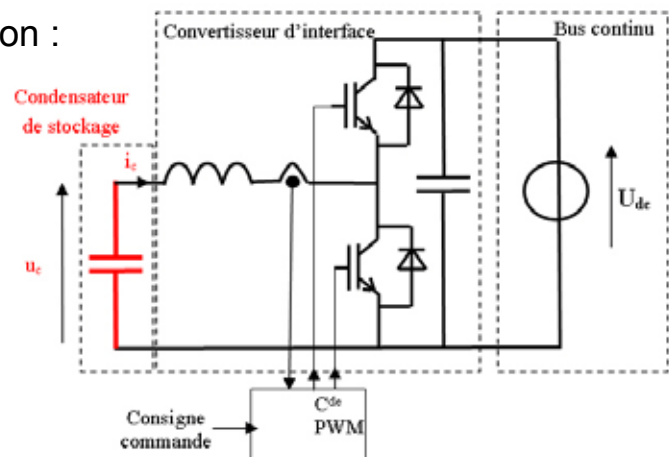
La tension varie avec l'état énergétique

$$W_c = \frac{1}{2} C \cdot U_c^2$$



Doc. Maxwell

nécessité d'un convertisseur d'adaptation :



Pour une exploitation de 90%
de l'énergie maximale stockée :
tension mini = 1/3 de U_{cmax}

Alors pour exploiter P_{max} :
Nécessité d'un **surdimensionnement** en courant d'un facteur 3.



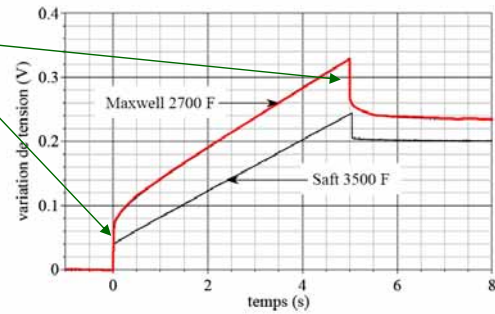
Exemples de caractéristiques énergétiques de supercondensateurs

$$\Delta V < 100 \text{ mV pour } I_M = 100 \text{ A} \Rightarrow R_s < 1 \text{ m}\Omega$$



élément PC2500

capacité	: 2500 F
résistance DC	: 1 mΩ
courant	: 625 A
énergie spécifique	: 3,2 Wh/kg
puissance spécifique	: 2,2 kW/kg
masse	: 0,725 kg
volume	: 0,6 l
dimensions (mm)	: 61,5 * 61,5 * 161



Réponses de deux composants de puissance à un créneau de courant (100 A, 5 s).

Source: HDR S. RAEL,
GREEN 2005



Durée de vie fonction de la température et de la tension:

Fin de vie si :

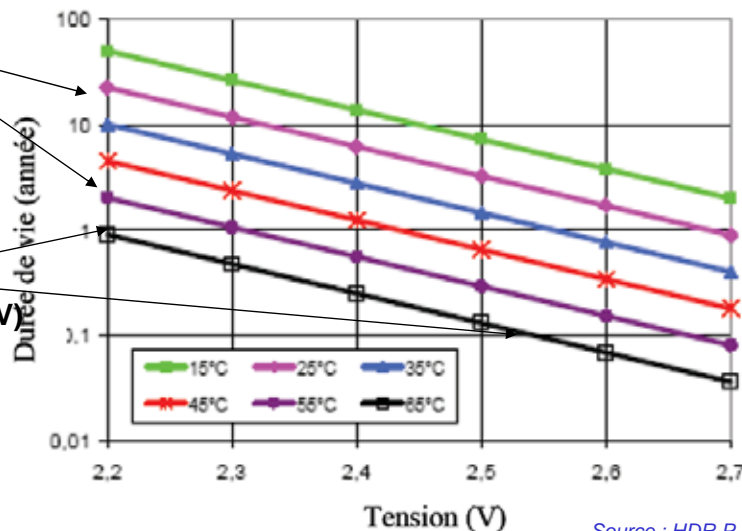
- ESR : x 2
- capacité : 80%

$$t_d(T, V) = A. \exp \left[\frac{E_a}{k.T} + B.V \right]$$

Exemple technologie Ultracaps EPCOS

+ 30°C (25 à 55°C)
⇒ Durée de vie 1/10
(divisée par 2 tous les 9°C)

+ 0,3 V (2,2 à 2,54 V)
⇒ Durée de vie 1/10
(divisée par 2 tous les 100 mV)



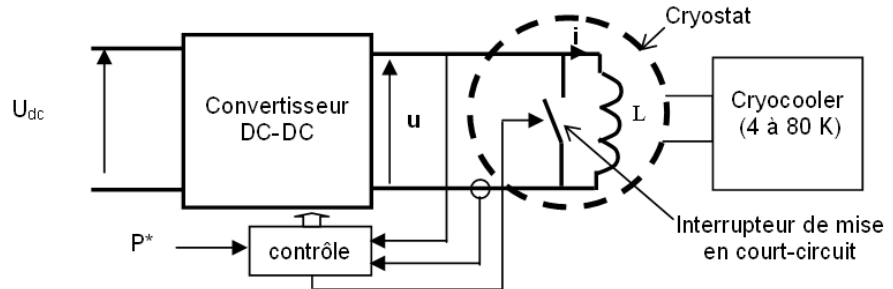
Source : HDR P. Venet 2007



Inductances supraconductrices : (SMES Superconductor Magnetic Energy Storage) adaptées à des charges/décharges très rapides (quelques secondes)



Le courant varie avec l'état énergétique : $E_L = \frac{1}{2} L.I^2$



ACCEL Instruments GmbH www.accel.de
2 MJ (0,5 kWh) – 200 kW (t = 10 s)
 Supra LTC NbTi – 4,5 K

Applications actuelles : surtout destinées à l'alimentation
des lanceurs électromagnétiques, tentatives d'applications réseaux



Bilan comparatif (ordres de grandeurs) 1/2

	Densité énergie/ puissance	« Constante de temps »	Nombre de cycles profonds/ durée de vie	Coût d'investissement	Rendement sur cycle	Degré de maturité *
Hydraulique gravitaire	(réservoir) 270 Wh/m ³ /(100 m)	1h à 100h	> 50 ans	0,5 à 1,5 €/W	60 à 85%	A
Magnétique supraconducteur	qq Wh/kg	qq s. à qq min	~ 20 ans	1 s : ~ 0,3 €/W 30 s : ~ 6 €/W	90 à 95%	C
Volant inertie	qq Wh/kg	qq 10 s à 1 h	10 ⁵ à 10 ⁶ ~ 20 ans	20 s : 50 €/Wh ou 0,25 €/W 15 min : 10 €/Wh ou 2 €/W	90 à 95%	B
Hydro-pneumatique	qq 10 Wh/dm ³	qq h à qq 10h	?	~ 1 €/W	60 à 75%	C
Air comprimé caverne adiabatique	(caverne) 10 Wh/dm ³ (200 bars)	1h à qq 10 h	?	0,6 à 1,2 €/W	~ 70%	D+
Thermodynamique haute temp.	(réservoirs) ~ 250 Wh/dm ³	qq 10 h	?	~ 0,5 €/W ?	~ 70%	D-



Bilan comparatif (ordres de grandeurs) 2/2

	Densité énergie/ puissance	« Constante de temps »	Nombre de cycles profonds/ durée de vie	Coût d'investissement	Rendement sur cycle	Degré de maturité *
Electrochimique Plomb-acide	20 à 30 Wh/kg	10 min à qq 10 h	500 à 4000 ou 7 à 15 ans	0,2 €/Wh + 0,8 €/W	~ 70%	A
Electrochimique Nickel	40 à 60 Wh/kg	qq min à qq h	qq 1000 ou 20 ans	1 €/Wh ou 0,8 €/W	~ 70%	A
Electrochimique Lithium	70 à 140 Wh/kg	qq min à qq h	qq 1000 à 10 000 ou 20 ans	0,5 à 1 €/Wh + 0,8 €/W	~ 80% à 85%	A/B
Electrochimique NaS	70 Wh/kg	qq h	~ 5000 à 30 ans	0,3 €/Wh + 0,8 €/W	~ 75%	B
Batteries à circulation	(réservoirs) ~ 15 à 40 Wh/kg	qq h	~ 15 ans	0,1 à 0,4 €/Wh + 0,4 €/W	~ 75% à 80%	C
Hydrogène	~ 500 Wh/kg	qq h à qq 10h	5 à 10 ans	?	~ 20 à 40%	C
Supercondensateurs	~ 5 Wh/kg	qq s à qq min	10 ⁵ à 10 ⁶ ~ 15 ans	15 €/Wh + 0,7 €/W	~ 85% à 95%	B

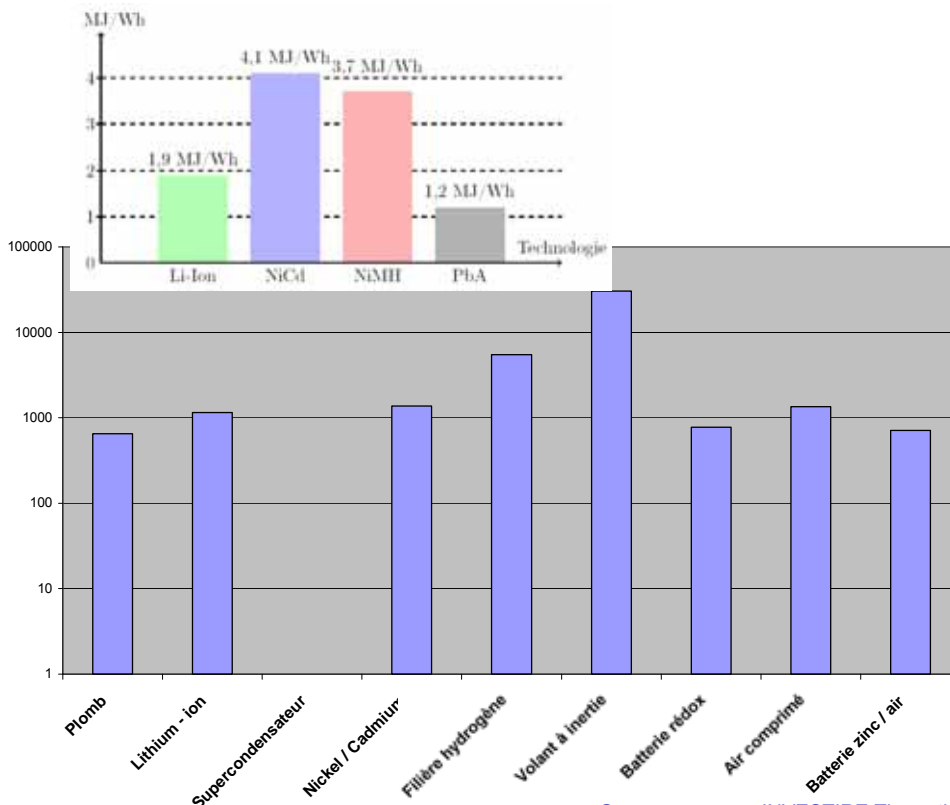
Source: B. Multon et al., « Systèmes de stockage d'énergie électrique », Techniques de l'Ingénieur BE8100 2013

49

B. Multon ENS de Rennes



Coût énergétique de fabrication : MJ par kWh stockables (énergie grise)



**1000 MJ/kWh
=
280 kWh/kWh**

Le stockage est très coûteux dans une ACV

Source : program INVESTIRE Thematic Network

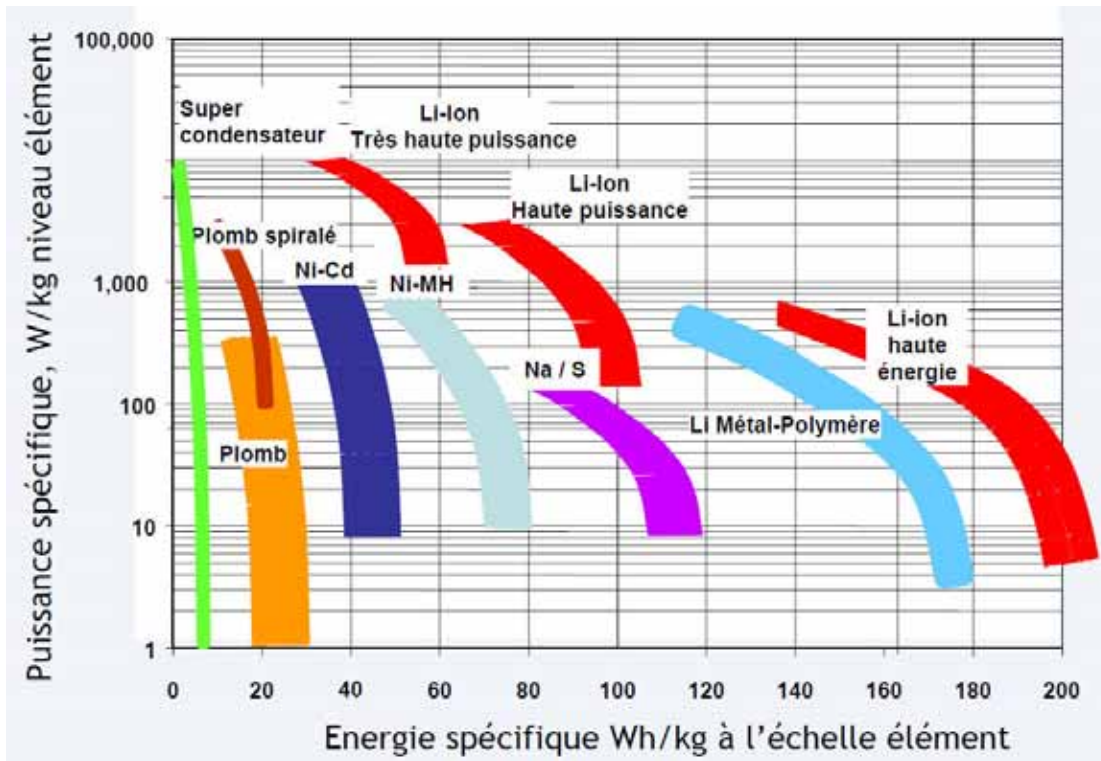
50

B. Multon ENS de Rennes



Critères de comparaison

Puissance et énergie massiques : **diagramme de Ragone**



Source : Saft
A. De Guibert
Colloque IFP
janv. 2010

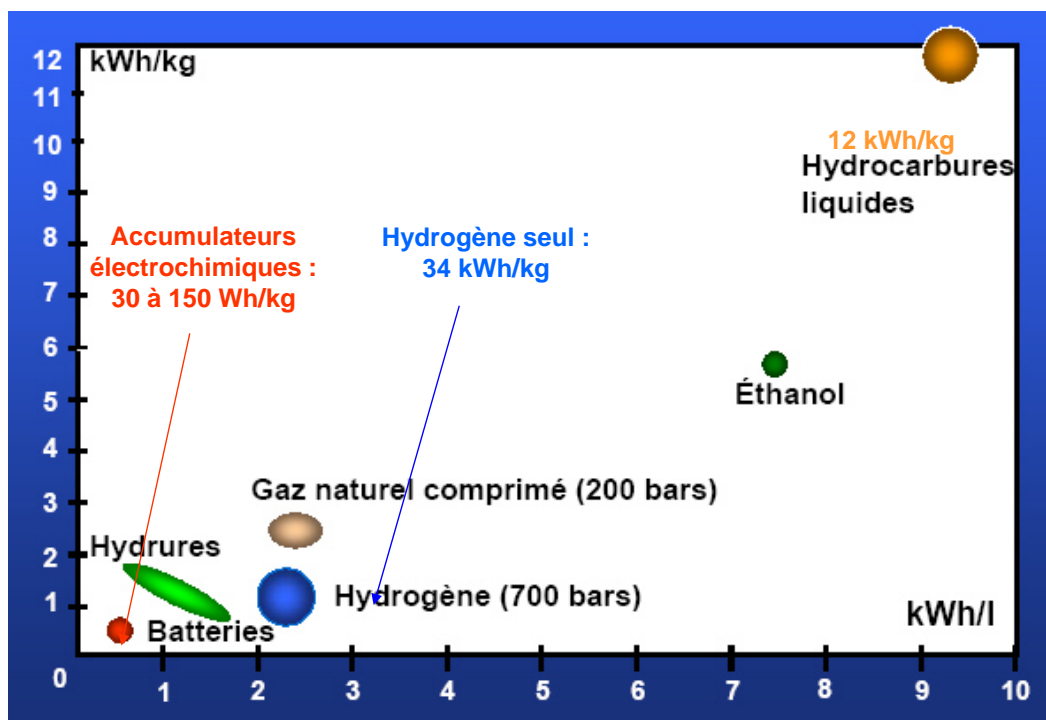
51

B. Multon ENS de Rennes



Critères de comparaison :

Energie massique et volumique de différents moyens de stockage



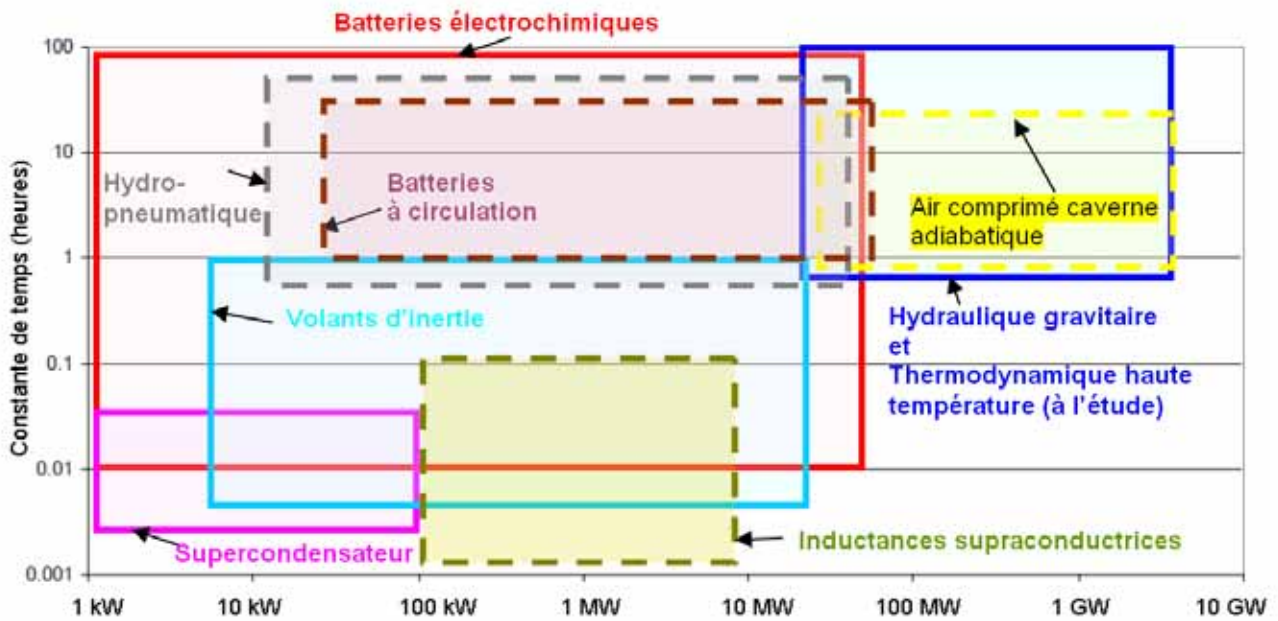
Source : A. Rojey IFP, ECRIN 2006

52

B. Multon ENS de Rennes



Domaines d'application des technologies, dans le plan « constante de temps » - puissance



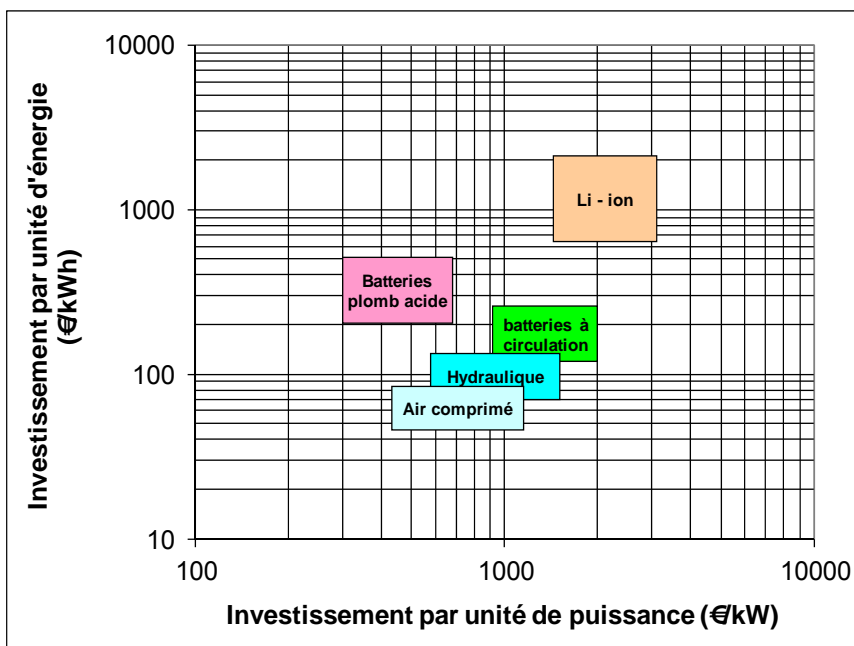
en pointillés : les systèmes peu développés ou en cours de développement

Source: B. Multon et al., « Systèmes de stockage d'énergie électrique », Techniques de l'Ingénieur BE8100



Critères de comparaison :

**Coût d'investissement du kWh stocké
ou du kW (cas d'un dimensionnement en puissance)**



de 40 à 2000 €/kWh

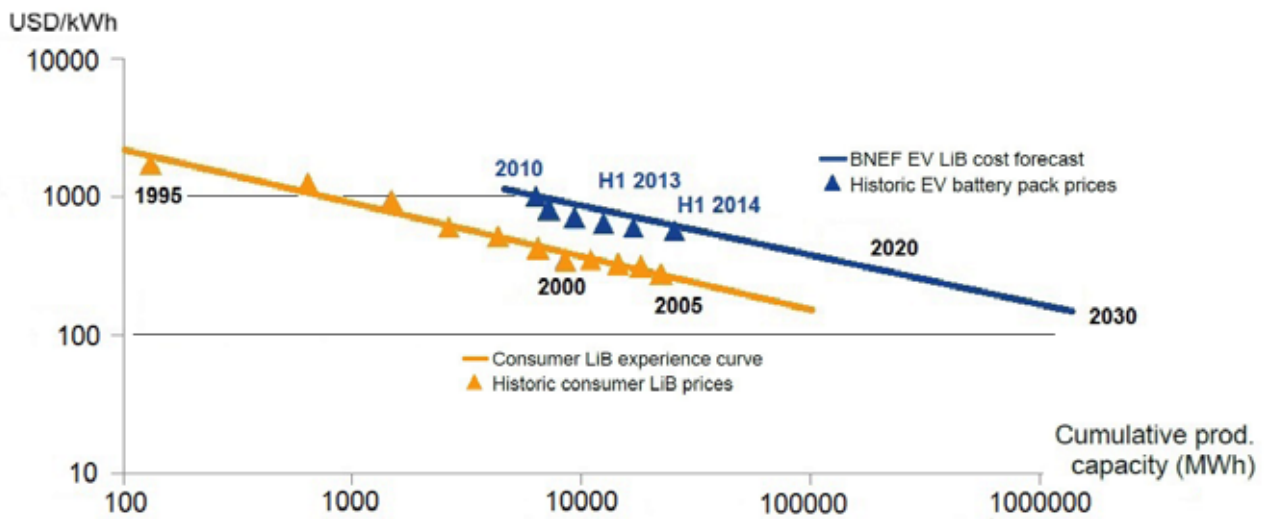
Exemple Pb-acide
avec 150 €/kWh et 1000 cycles
0,15 €/kWh !

de 300 à 3000 €/kW

Source : Jacques RUER, SAIPEM, ECRIN



Courbe d'apprentissage : batteries au lithium



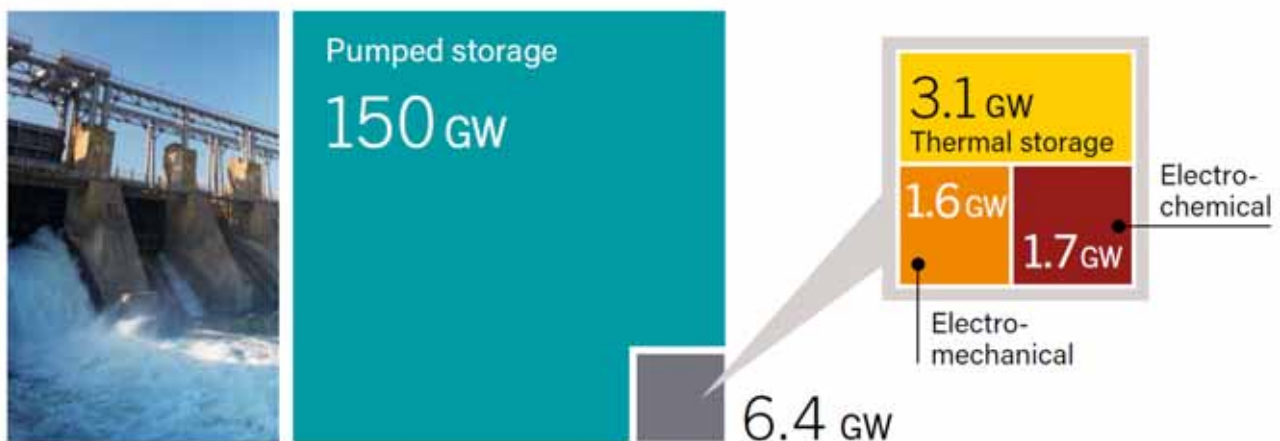
Source: Bloomberg New Energy Finance, 2015

BNEF stands for Bloomberg New Energy Finance, EV stands for electric vehicle, LiB stands Lithium-Ion battery

Très prochainement : moins de 200 \$/kWh

Bilan des capacités de stockage connectées au réseau

Figure 50. Global Grid-Connected Energy Storage Capacity, by Technology, 2016



Source: REN21 Global Status Report 2017

Encore essentiellement du pompage-turbinage,
mais **le stockage électrochimique progresse très vite**,
et pourrait bientôt dépasser le premier...

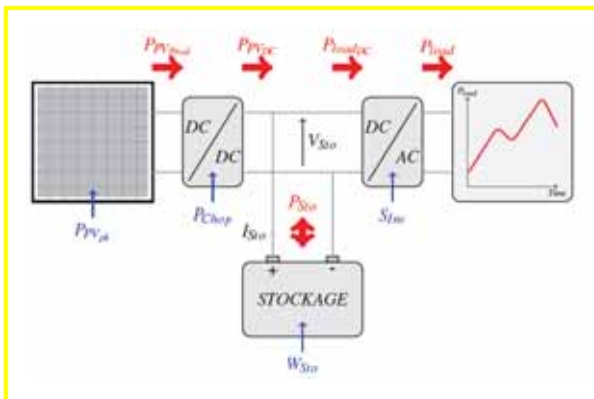


Influence du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome :

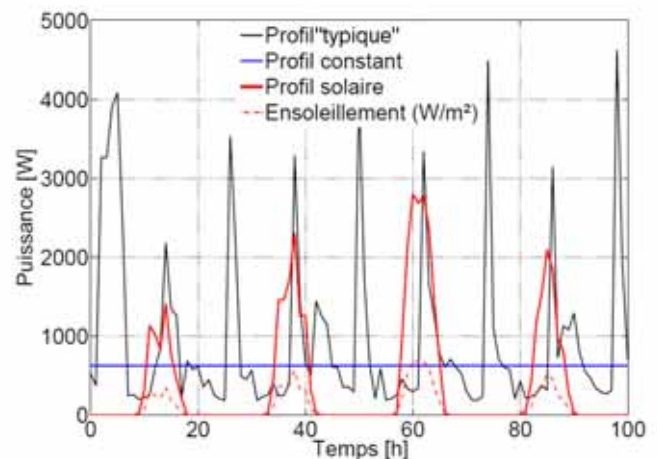
utilisation d'un critère plus objectif que
le critère économique :
l'énergie primaire consommée
sur l'ensemble du cycle de vie

Optimisation de la gestion d'énergie pour minimiser le coût énergétique global sur cycle de vie

Système autonome photovoltaïque :



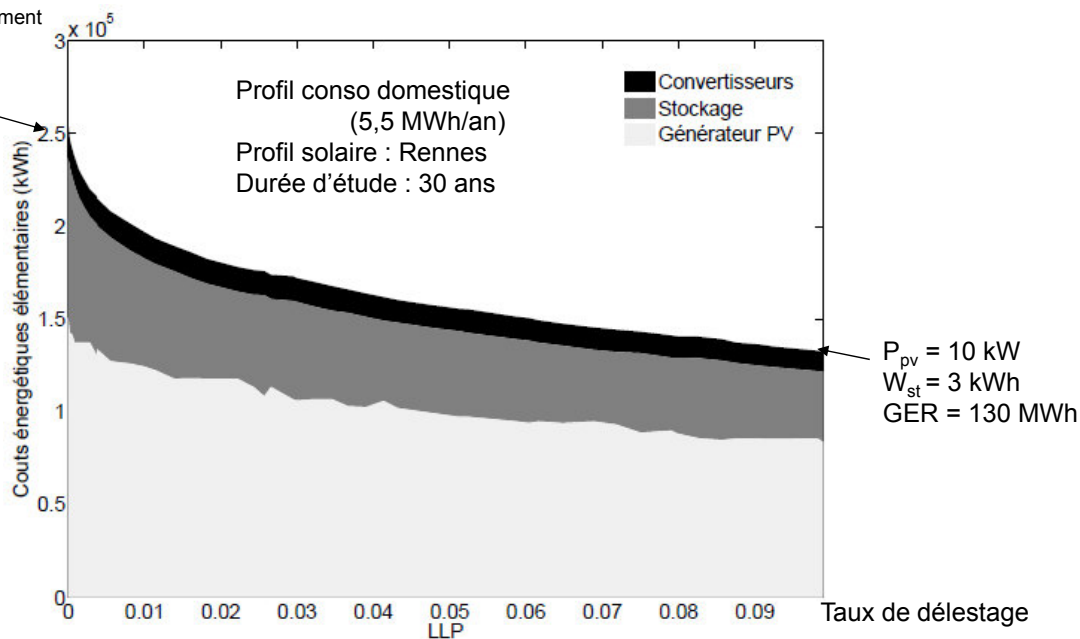
Etude de l'impact du profil temporel
de consommation sur
le coût énergétique global :
(pour 164 MWh_c sur 30 ans)



Système photovoltaïque autonome avec batteries et onduleur, influence du délestage de consommation

GER =
Global Energy Requirement

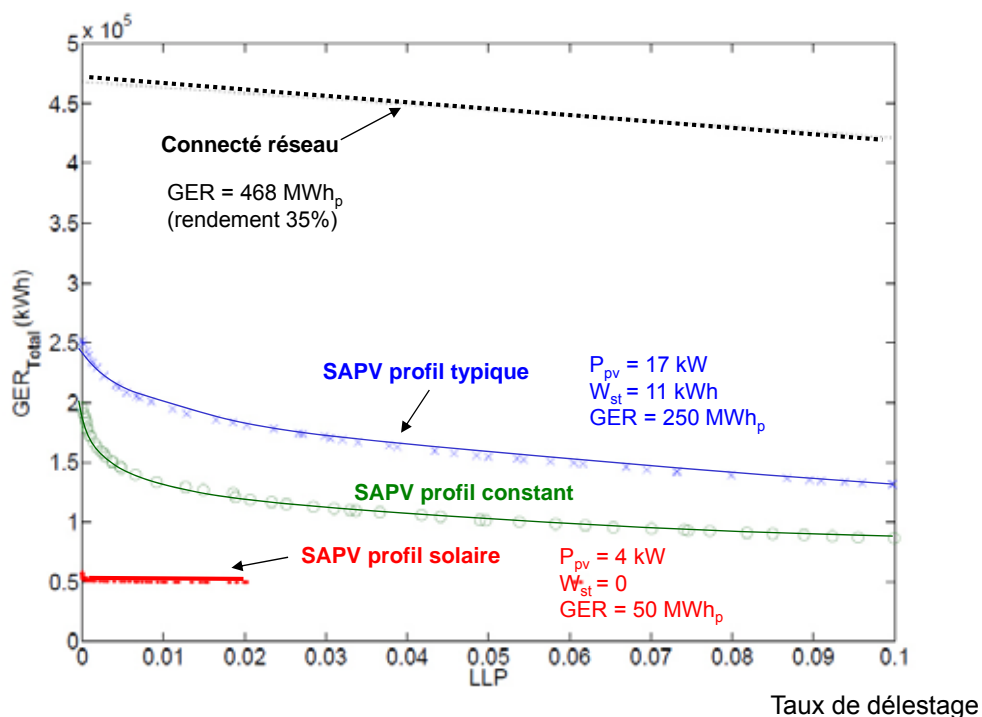
$P_{pv} = 17 \text{ kW}$
 $W_{st} = 11 \text{ kWh}$
GER = 250 MWh



59

B. Multon ENS de Rennes

Système photovoltaïque autonome avec batteries, influence du profil de consommation



GER =
Global Energy Requirement

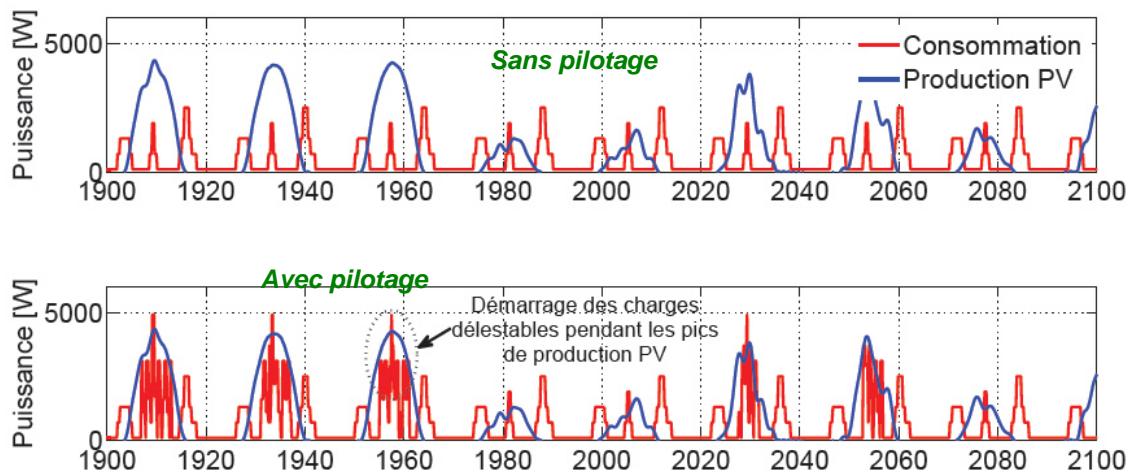
60

B. Multon ENS de Rennes

Optimisation temps réel de la gestion d'énergie pour minimiser le coût énergétique global sur cycle de vie

Système de pilotage des charges « non prioritaires »

Améliore la corrélation du profil de consommation au profil de productible solaire



+ évaluation du potentiel de la technologie lithium-ion

➔ Amélioration sensible sur l'ensemble du cycle de vie, par rapport à la techno Plomb-acide

Thèse Yaël THIAUX (2010) - SATIE

61

B. Multon ENS de Rennes



Quelques références :

Stockage d'énergie pour la production décentralisée d'électricité

- B. MULTON, J. AUBRY, P. HAESSIG, H. BEN AHMED, « Systèmes de stockage d'énergie électrique », Techniques de l'Ingénieur, BE8100, 2013.
A. MARQUET, C. LEVILLAIN, A. DAVRIU, S. LAURENT, P. JAUD, « Stockage d'électricité dans les systèmes électriques », Technique de l'ingénieur D4030 5- 1998.
EUROPEAN COMMISSION, Community Research Report, « Energy storage - A key technology for decentralised power, power quality and clean transport » Report European Communities EUR 19978, 2001.
ENIRDGnet « D5 : Technical assessment of DG-Technologies and tendencies of technical development », Janvier 2004.
T. DEVRIES, J. McDOWALL, N. UMBRICH, G. LINHOFER, « Cold Storage : Battery energy storage system for Golden Valley Electric Association » ABB Revue 1-2004, pp38-43.
B. MULTON, J. RUER, « Stocker l'électricité, oui, c'est indispensable et c'est possible. Pourquoi, où, comment ? », Publication ECRIN en contribution au débat national sur l'énergie, avril 2003, téléchargeable : <http://www.ecrin.asso.fr/energies/>
B. MULTON, G. ROBIN, E. ERAMBERT, H. BEN AHMED, « Stockage de l'énergie dans les applications stationnaires », Colloque Energie électrique : besoins, enjeux, technologies et applications, Belfort, 18 juin 2004, pp.64-77.
C. SAUDEMONT, L. LECLERCQ, B. ROBYNS, G. CIMUCA, M. RADULESCU, « Développement d'un émulateur Temps Réel d'un Système de Génération Eolienne Associé à un Stockage Inertiel d'Énergie », Electrotechnique du Futur 2003, Gif Sur Yvette, déc. 2003.
F. ABOU CHACRA, P. BASTARD, G.FLEURY, R. CLAVREUL, « Optimisation MultiObjectifs du Stockage d'Énergie dans un Poste Source HTB-HTA », Electrotechnique du Futur 2003, Gif Sur Yvette, déc. 2003.
G. ROBIN, O. GERGAUD, N. BERNARD, H. BEN AHMED, B. MULTON, « Problématique du stockage d'énergie situé chez le consommateur connecté au réseau », Electrotechnique du Futur 2003, Gif Sur Yvette, déc. 2003.
N. BERNARD, H. BEN AHMED, B. MULTON, C. KERZREHO, J. DELAMARE, F. FAURE, "Flywheel energy storage systems in hybrid and distributed electricity generation", Congrès PCIM, Nürnberg, may 2003.

Quelques Thèses de doctorat ENS

- N. BERNARD, « Conception, dimensionnement et commande d'un moteur-générateur de type synchrone à excitation homopolaire, à bobinages dans l'entrefer, pour accumulateur électromécanique d'énergie », thèse LESIR ENS de Cachan, Antenne de Bretagne, 17 décembre 2001, <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00448106/document>
C. KERZREHO, « Conception et optimisation d'une batterie électromécanique à ensemble volant d'inertie-convertisseur électromécanique intégré », thèse LMT ENS de Cachan, Antenne de Bretagne, 8 janvier 2002.
O. GERGAUD, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », thèse ENS Cachan, 9 décembre 2002, <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00439079/document>
Y. THIAUX, « Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques hybrides. », Thèse SATIE ENS de Cachan, Antenne de Bretagne, 8 juillet 2010, <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00502428/document>
P. HAESSIG, « Dimensionnement & gestion d'un stockage d'énergie pour l'atténuation des incertitudes de production éolienne. », Thèse SATIE – EDF, 17 juillet 2014, <http://www.theses.fr/2014DENS0030.pdf>