

DE LA RECHERCHE À L'INDUSTRIE

cea



ÉOLIENNES

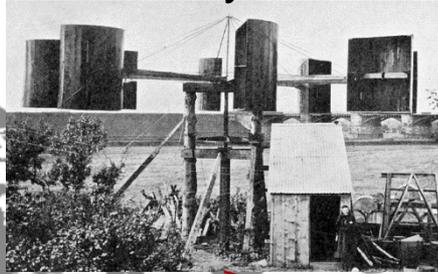


C. BERRIAUD
MARS 2017
SACLAY
FRANCE

www.cea.fr



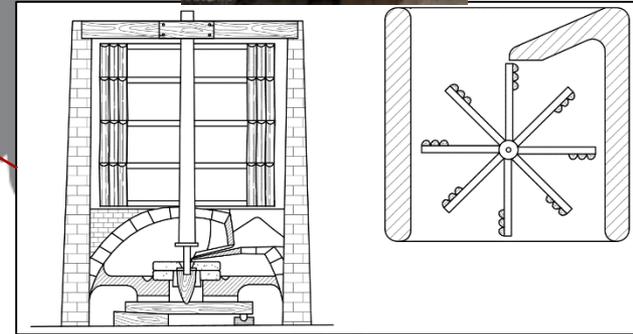
James Blyth 1891



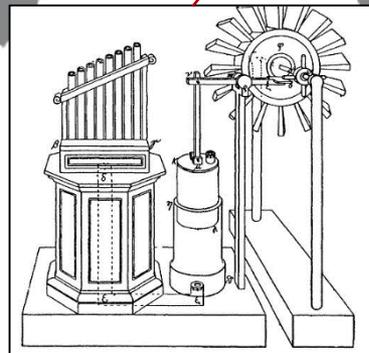
Tjasker



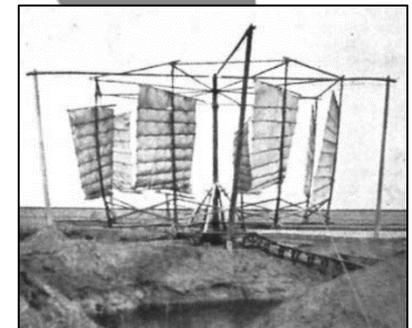
Américain

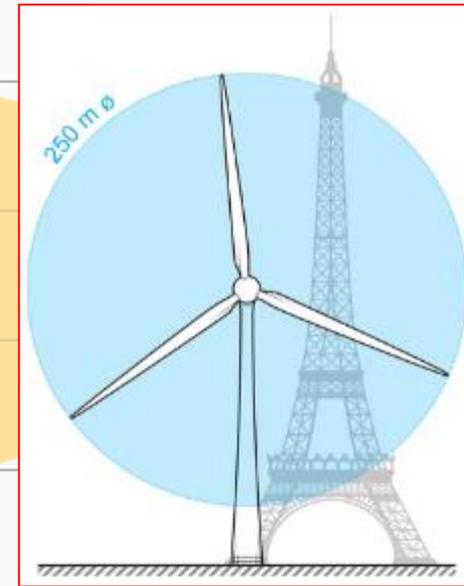
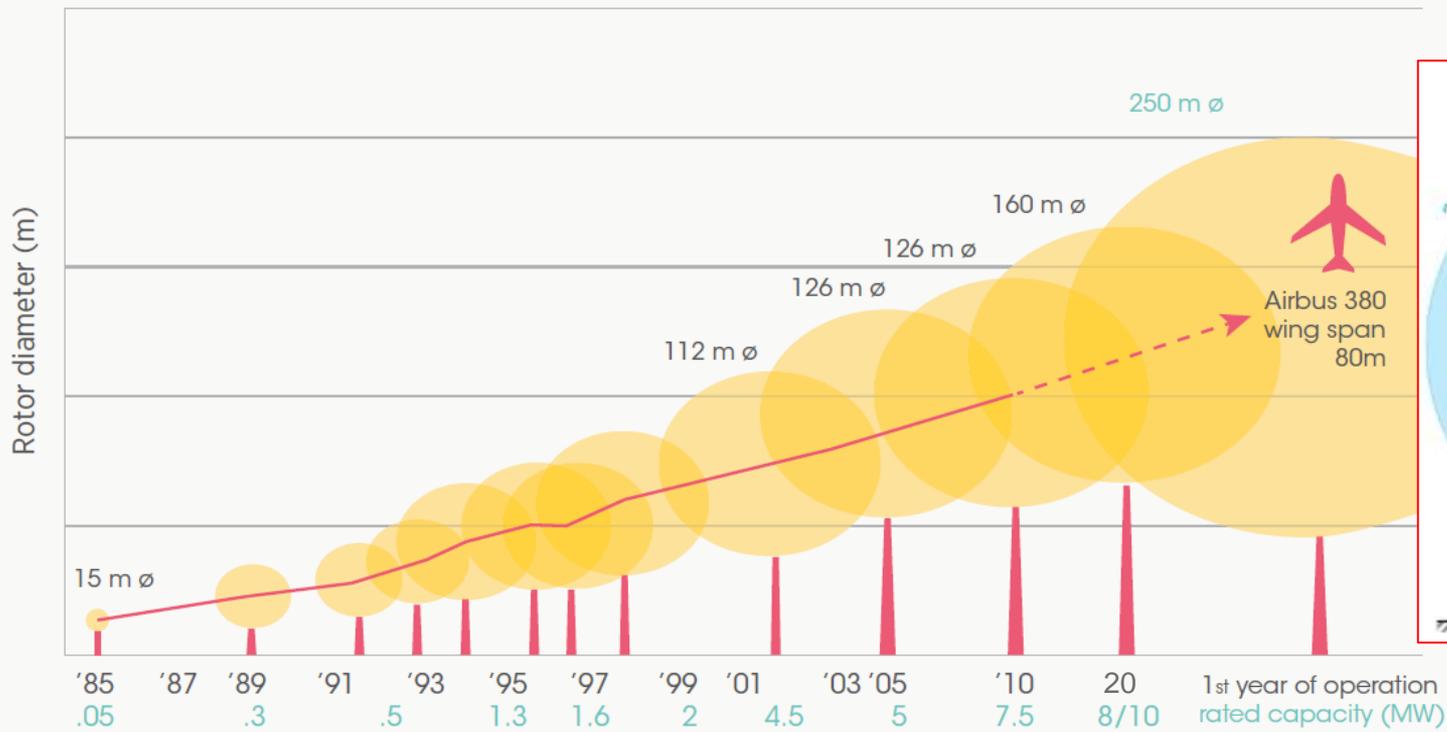


Panémone



Héron d'Alexandrie
(né en 10)





20 MW
in ?

FIGURE 2.1: GROWTH IN THE SIZE OF WIND TURBINES SINCE 1985

Source: UpWind, 2011.

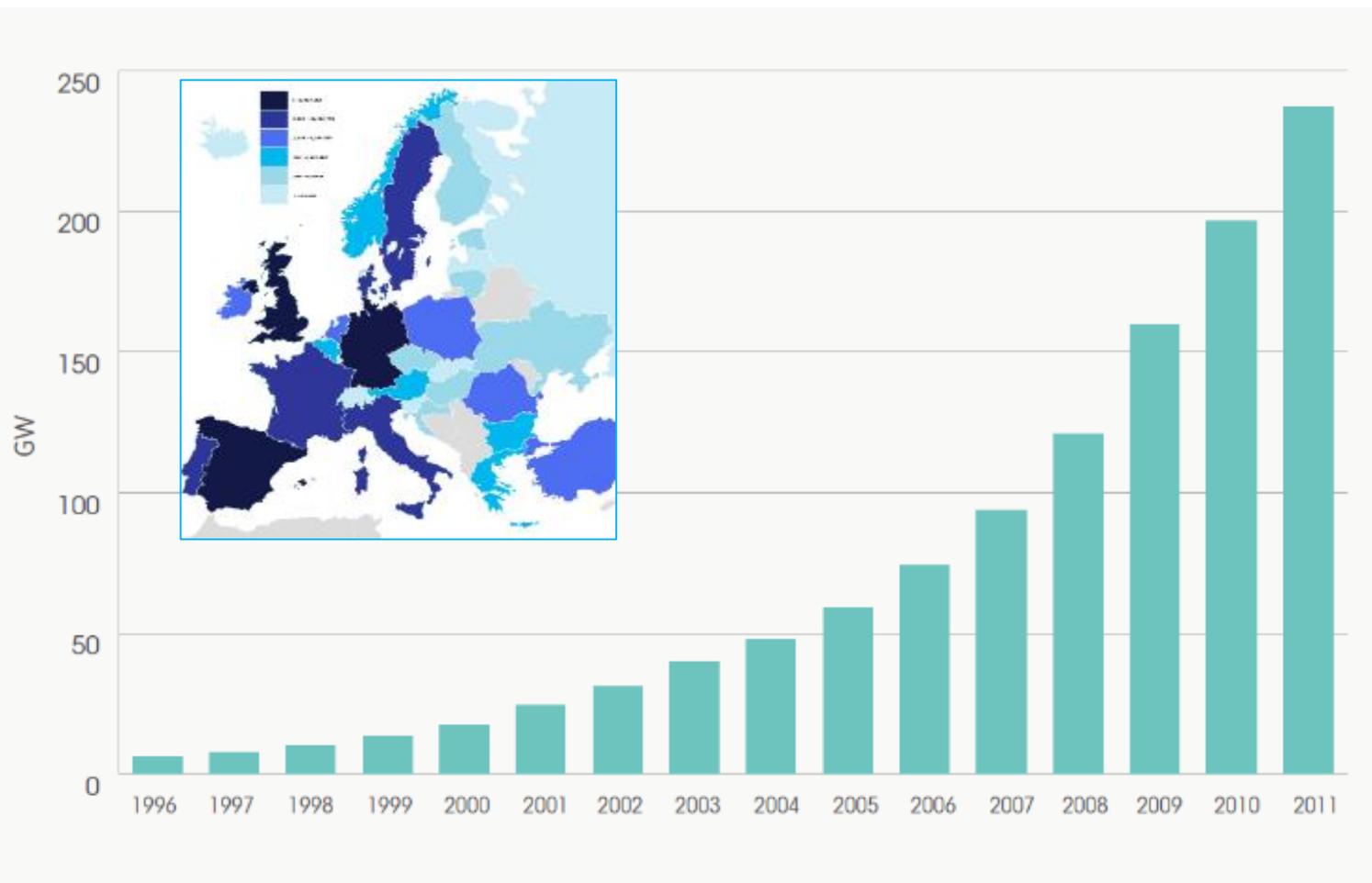


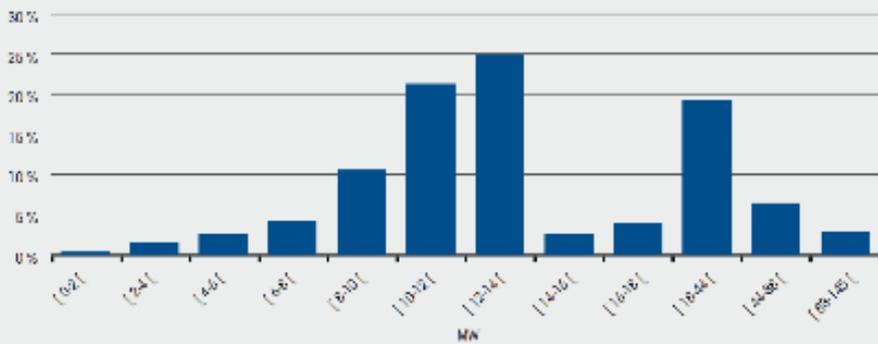
FIGURE 3.1: GLOBAL INSTALLED WIND POWER CAPACITY, 1996 TO 2011

Source: GWEC, 2012

Puissance éolienne totale raccordée par département au 31 décembre 2015

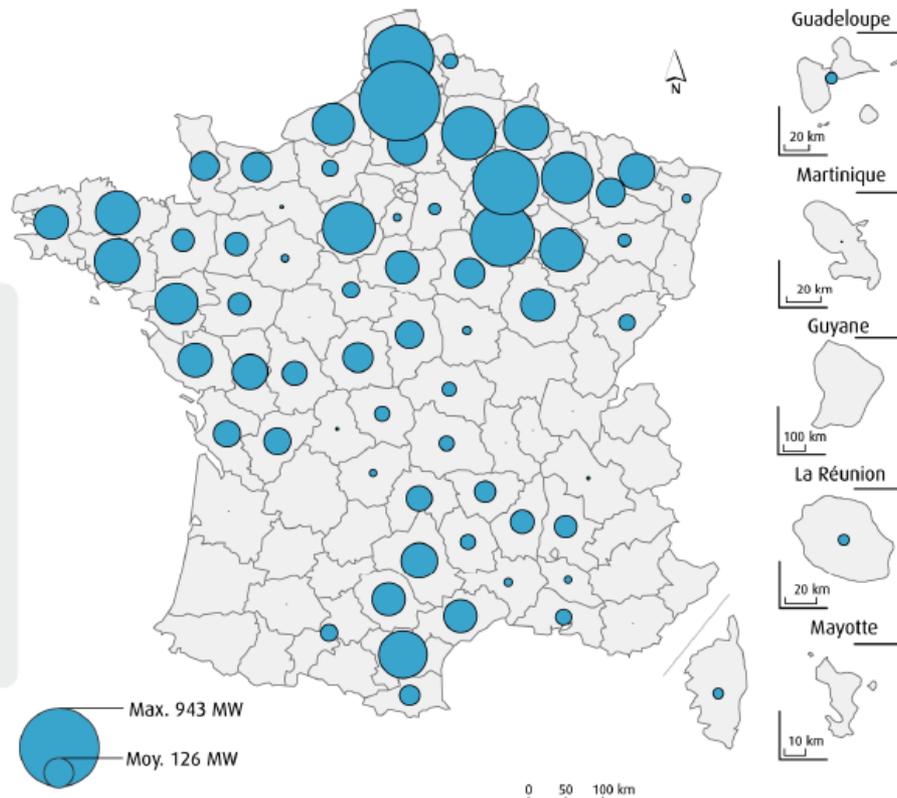
En MW

Répartition des sites éoliens par segment de puissance en France métropolitaine



Source : estimation SEI

2013



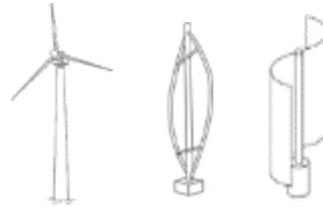
Champ : métropole et DOM.

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

Total = 10 GW

1) Historique

2) Différents types



3) Intermittence des vents

4) Stockage d'énergie

5) Coût

6) Bilan

a) Axe horizontal



b) Vertical



c) Volante



d) Non conventionnelle



ÉOLIENNES À AXE HORIZONTAL



a) Axe horizontal

b) Vertical

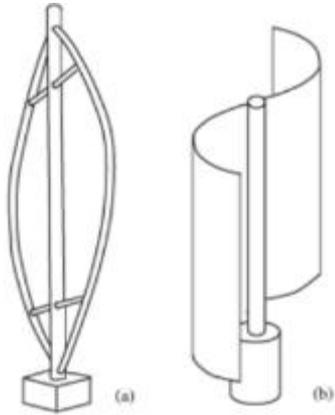


c) Volante

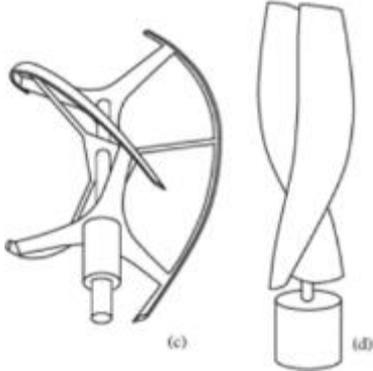
d) Non conventionnelle



Classique

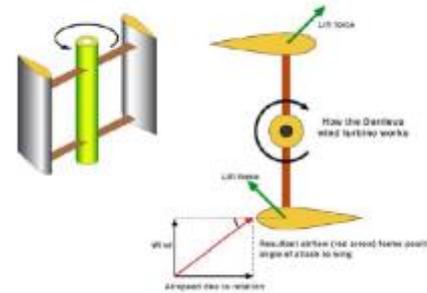


Hélicoïdale



a) Darrieus; b) Savonius

Différentes éoliennes Darrieus



Type : Φ



Type : Hélicoïdale



Type: H

Type Savonius



2 pales



3 pales



Mixte



Hélicoïdale



Étagées

Fun

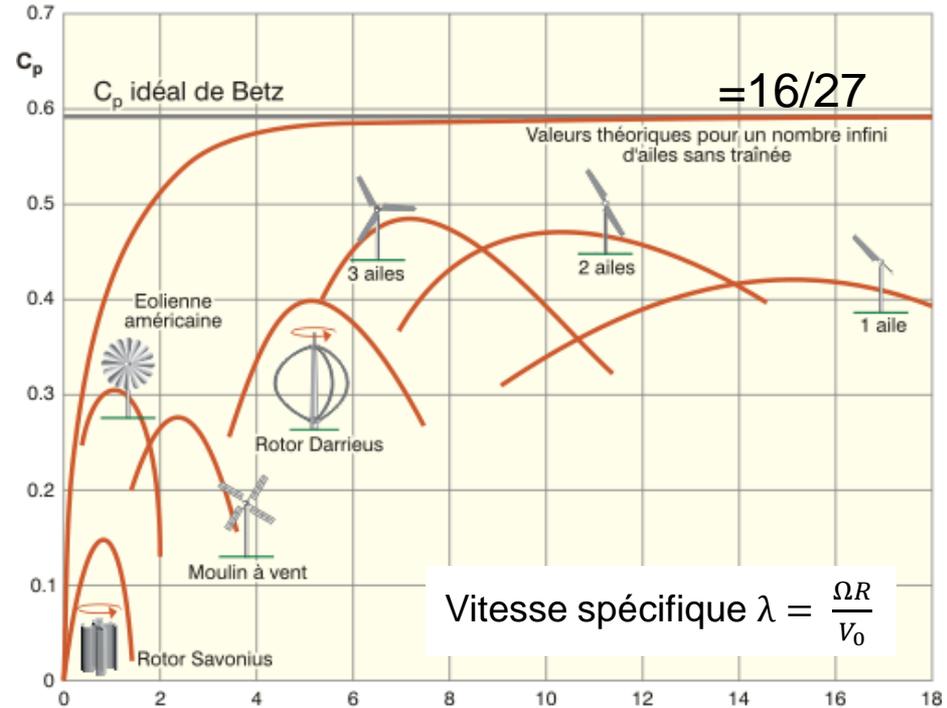
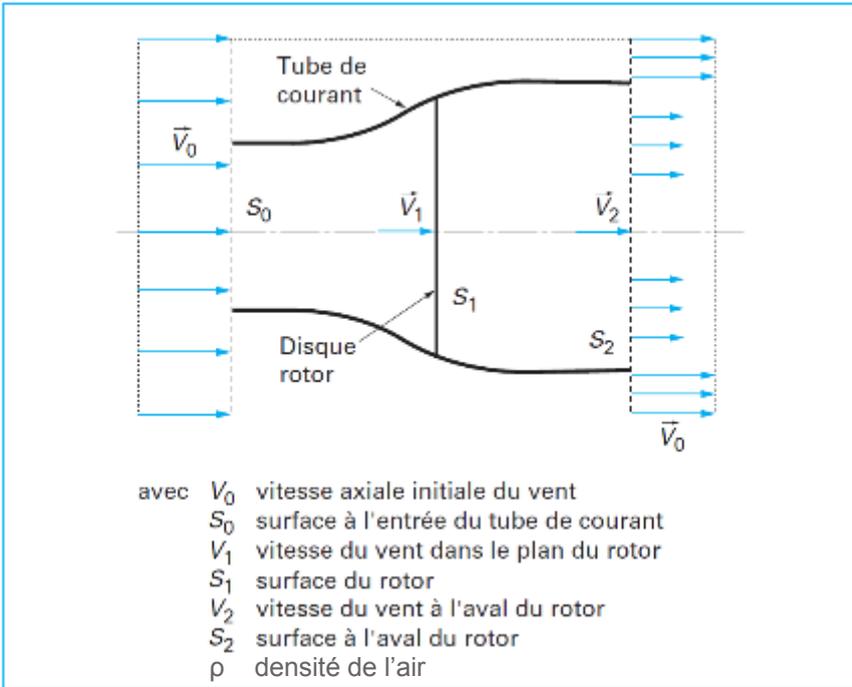


Version
Gnocchi



Maglev : l'éolienne bâtiment de
1GW sur paliers magnétiques!





Avec la théorie de Froude

$$P = \rho S_1 V_1^2 (V_0 - V_2)$$

Et $V_1 = \frac{V_0 + V_2}{2}$

P est maximal pour $V_2 = \frac{V_0}{3}$

Puissance du rotor \rightarrow $P = C_P \underbrace{\frac{1}{2} \rho S_1 V_0^3}_{\text{Puissance maximale disponible dans le tube d'air « amont »⁴}}$

Coefficient de puissance



Type	Avantages	Inconvénients
Horizontale	Rendement Économique (99% du marché)	Moins résistante aux vents forts Freins sur moteur Générateur dans la nacelle Orientation suivant la direction du vent
Darrieus	Résiste aux vents forts (220 km/h!) Silencieuse Générateur au niveau du sol Surface réduite	Faible rendement Démarrage difficile Surcoût de fabrication des pales
Savonius	Fonctionne avec un vent faible Générateur au niveau du sol Silencieuse	Très faible Rendement Couple sinusoïdal Masse du rotor

a) Axe horizontal

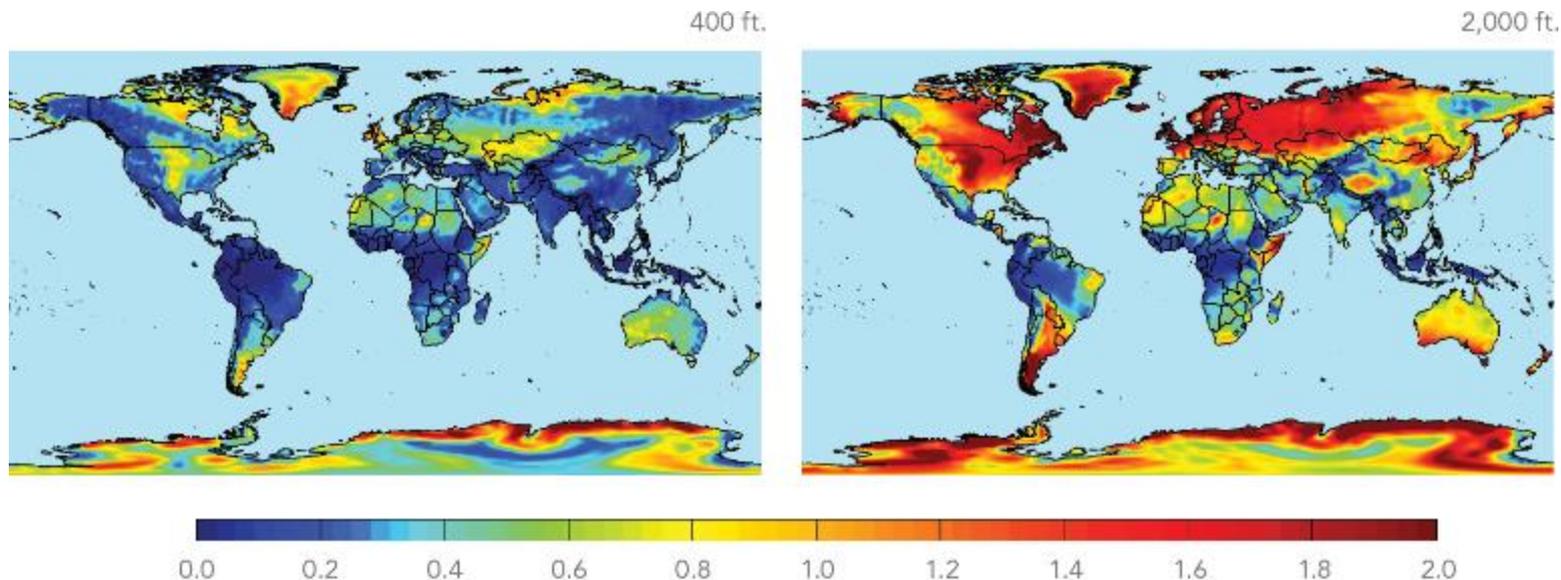
b) Vertical

c) Volante



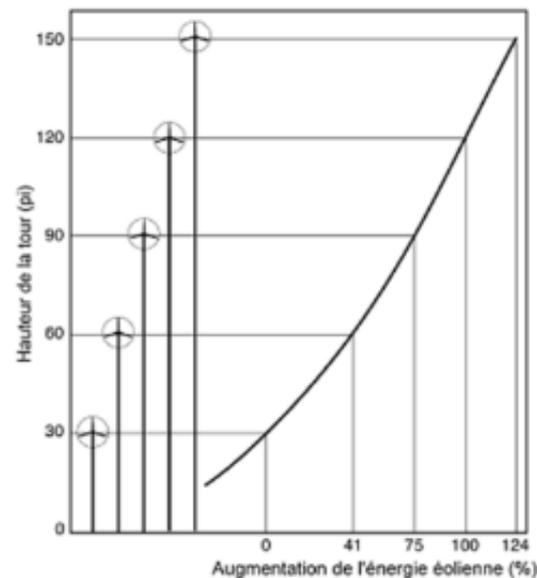
d) Non conventionnelle





Average power density (kW/m²) over land at 400 ft. and 2,000 ft.

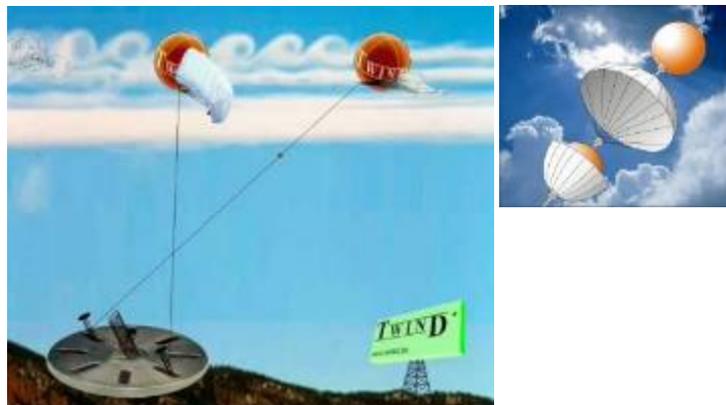
Altitude [m]	Vitesse du vent [m/s]	Puissance éolienne [W/m ²]
800	7,2	205
80	4,6	58
10	3,3	22



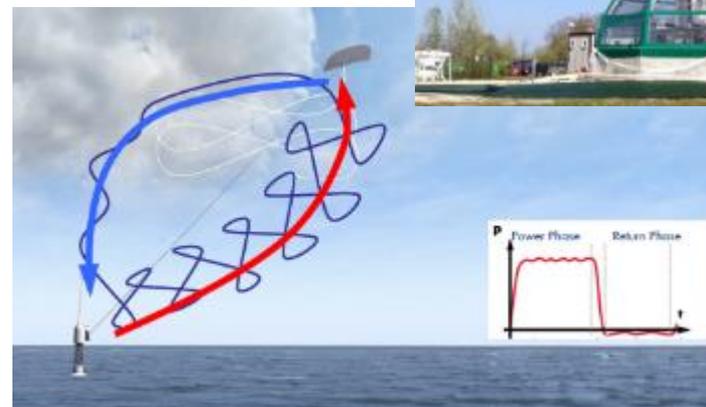
SkySails Power



Twind



Kite Gen



Difficulté du démarrage et puissance limitée : $P = F \cdot V = 1 \text{ tonne} \cdot 3,6 \text{ km/h} \approx 10 \text{ kW}$



Sky Windpower
(Autogyre)

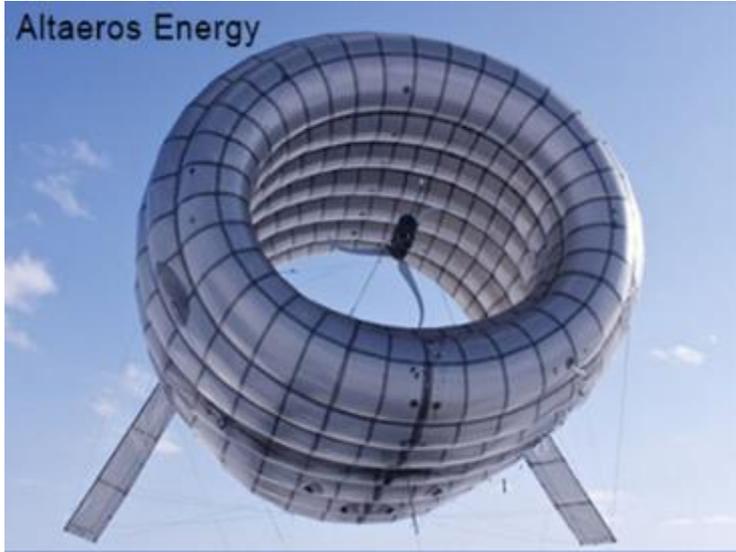


Makani Power version 1 et 2



Joby Energy 5 MW!

Décollage vertical ou horizontal
avec le « fil à la patte » et plusieurs pistes pour être face au vent?



Pour soulever 30 tonnes (1 MW & $\varnothing_1=50$ m),
il faut : $3 \cdot 10^4 \text{ kg} \cdot 1 \text{ kg/m}^3 = 3 \cdot 10^4 \text{ m}^3$
d'hélium soit une sphère de $\varnothing_b = 40$ m.

Force de trainée:

$$F = C_v \frac{1}{2} \rho S_b V_0^2 \sim \frac{C_v S_b P}{C_p S_1 V} \sim \frac{P}{V}$$

$$F \sim \frac{P}{V} = \frac{1 \text{ MW}}{10 \text{ m/s}} = 10 \text{ tonnes}$$



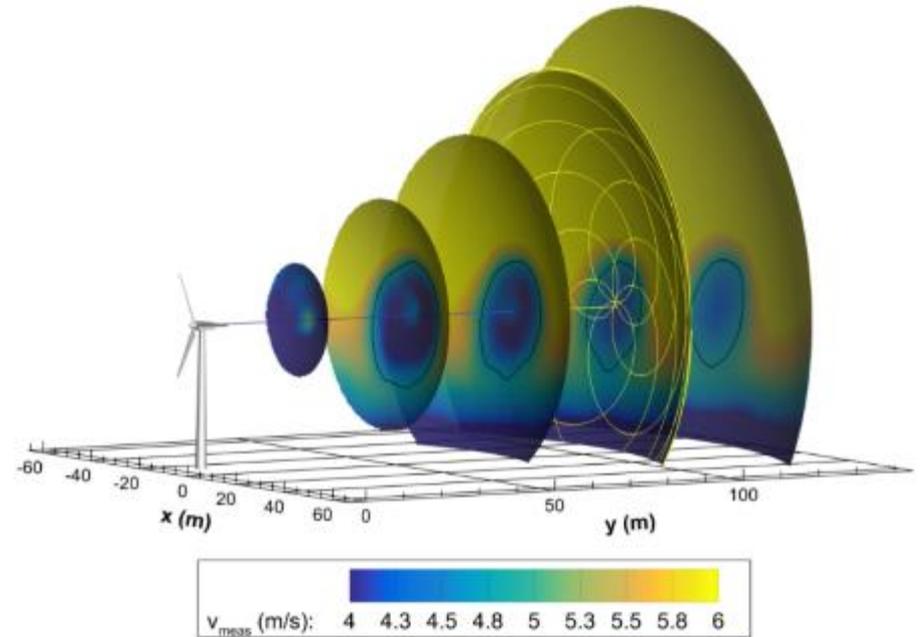
a) Axe horizontal

b) Vertical

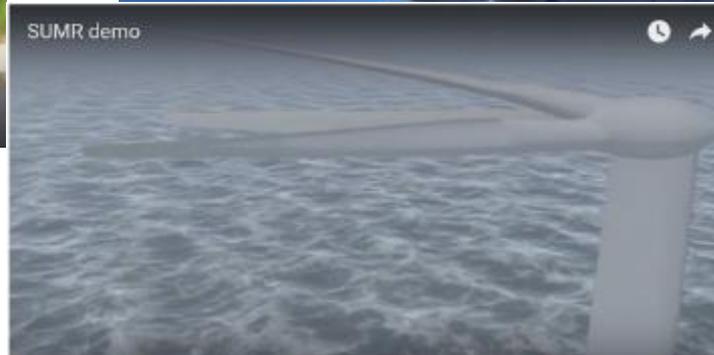
c) Volante

d) Non conventionnelle





Importance de la trainée



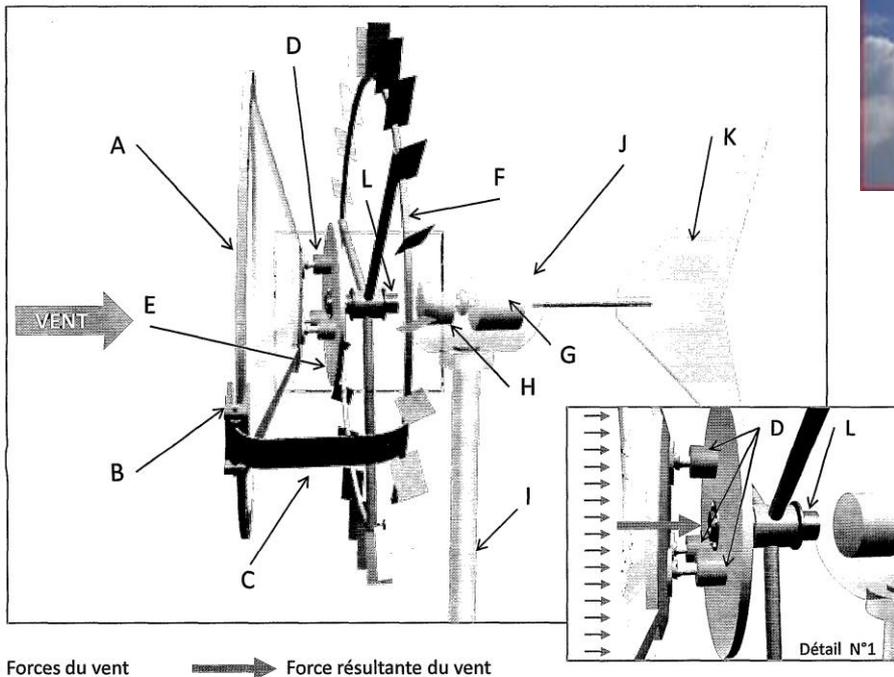
Future éolienne de 50 MW.
(\varnothing = 400 m!) Sandia Labs



Des pales inspirées
des feuilles de
palmiers (200 m)
assemblées sur place

Quand le vent souffle, tout le pied s'incline et un système de piston le rétablit à sa position initiale. Un tel mouvement suit un trajet en nœud et permet une conversion optimale de l'énergie cinétique.

DESSIN N°1 : L'UNITÉ DE CONVERSION DE L'ENERGIE EOLIENNE



Zero Blade Technology

2016



2 fois plus efficace que les éoliennes à pales et 45% moins cher. La loi de Betz est battue!
 Système breveté en 2010 et toujours pas commercialisé!



Réduction des coûts

53% en fabrication

51% en opération.

80% en maintenance

40% en investissement



4 kW prototype (Rendement?)



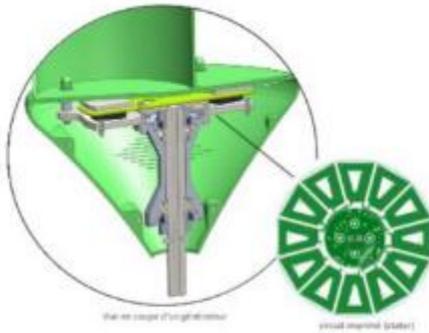
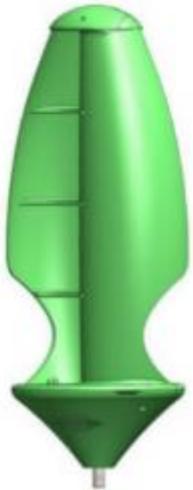
2016

<http://www.vortexbladeless.com/>

25

A Vélizy !!!!

8 m de haut
63 feuilles
4 kW



L'AEROLEAF®

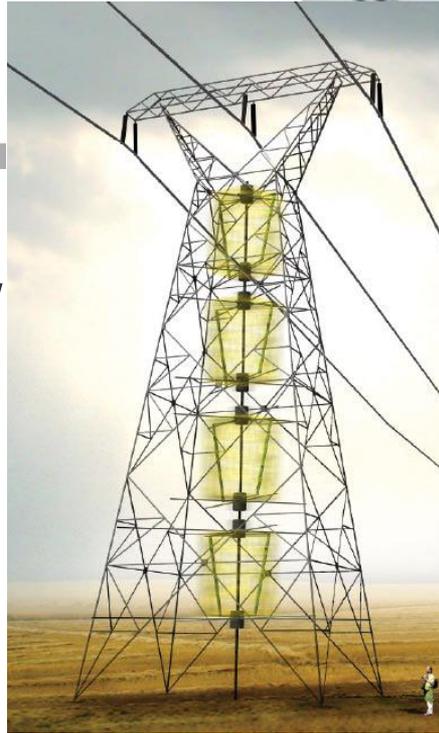
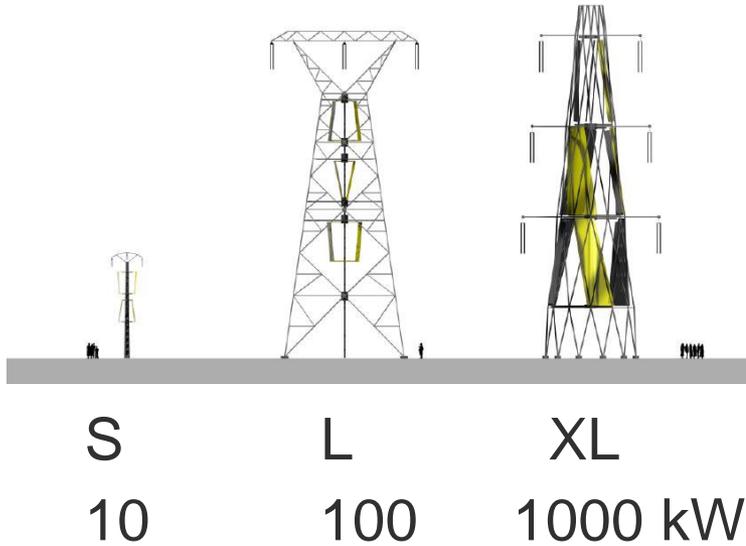
L'Aeroleaf® est composé d'une pale à axe vertical et d'un générateur synchrone à aimants permanents et à flux axial. Le circuit imprimé avec la régulation embarquée remplace le bobinage de cuivre classique, donnant toute l'autonomie à chaque feuille.



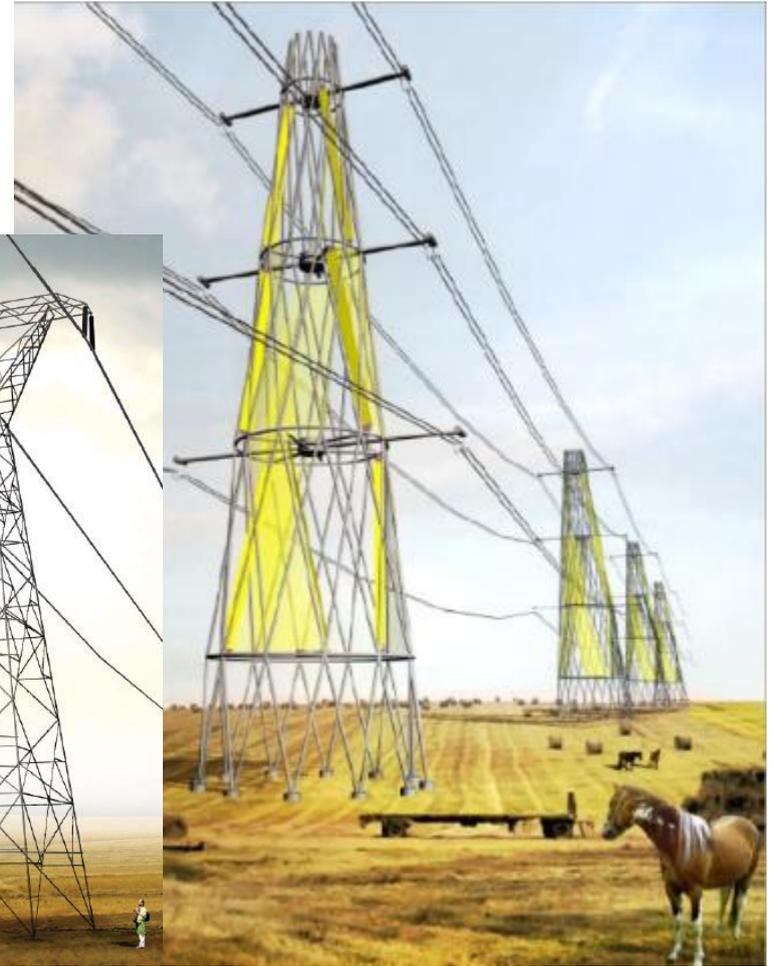
L'Arbre à Vent® est la première éolienne biomimétique à taille humaine, capable de recréer un lien de sympathie entre le consommateur et son moyen de production électrique.

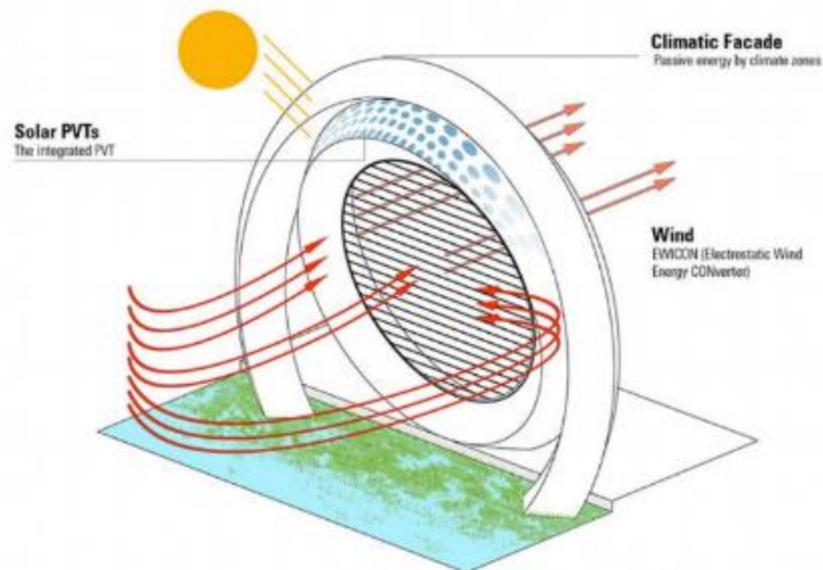
La technologie (Aeroleaf®) embarque notamment un micro processeur dans chaque feuille pour extraire le maximum de puissance de l'énergie du vent disponible.

2007 et puis rien



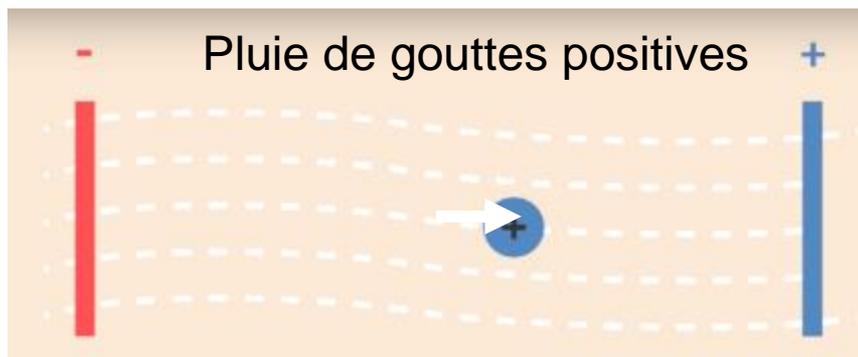
Où est le générateur?





En construction à Rotterdam avec livraison de 72 appartements, un hôtel pour 2025.

Des visites touristiques sont bien sûr prévues....
Mais rendement de 1,7% !!

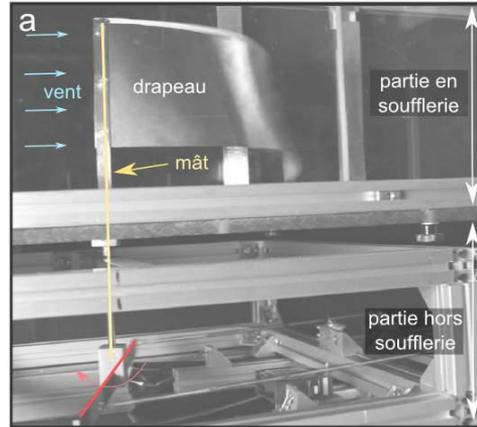




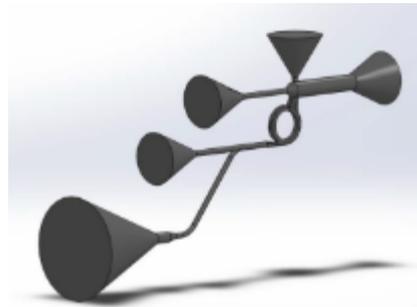
Concentration



Fil vibrant



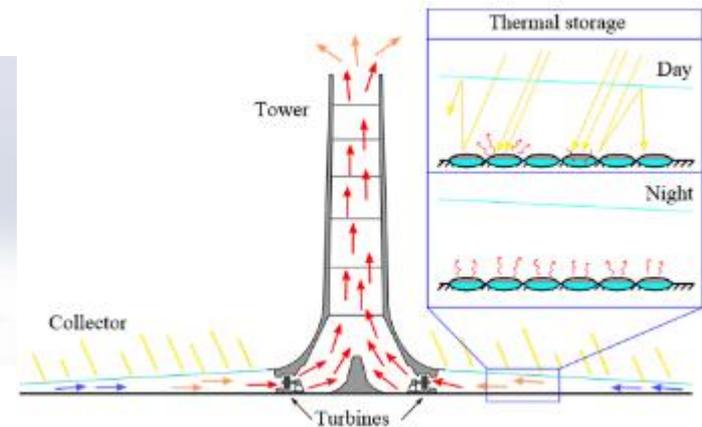
Drapeau



Venturi



Réglable



Tour solaire
Rendement 0,5%!

- 1) Historique
- 2) Différents types
- 3) Intermittence des vents
- 4) Stockage d'énergie
- 5) Coût
- 6) Bilan

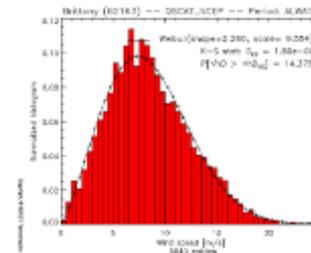
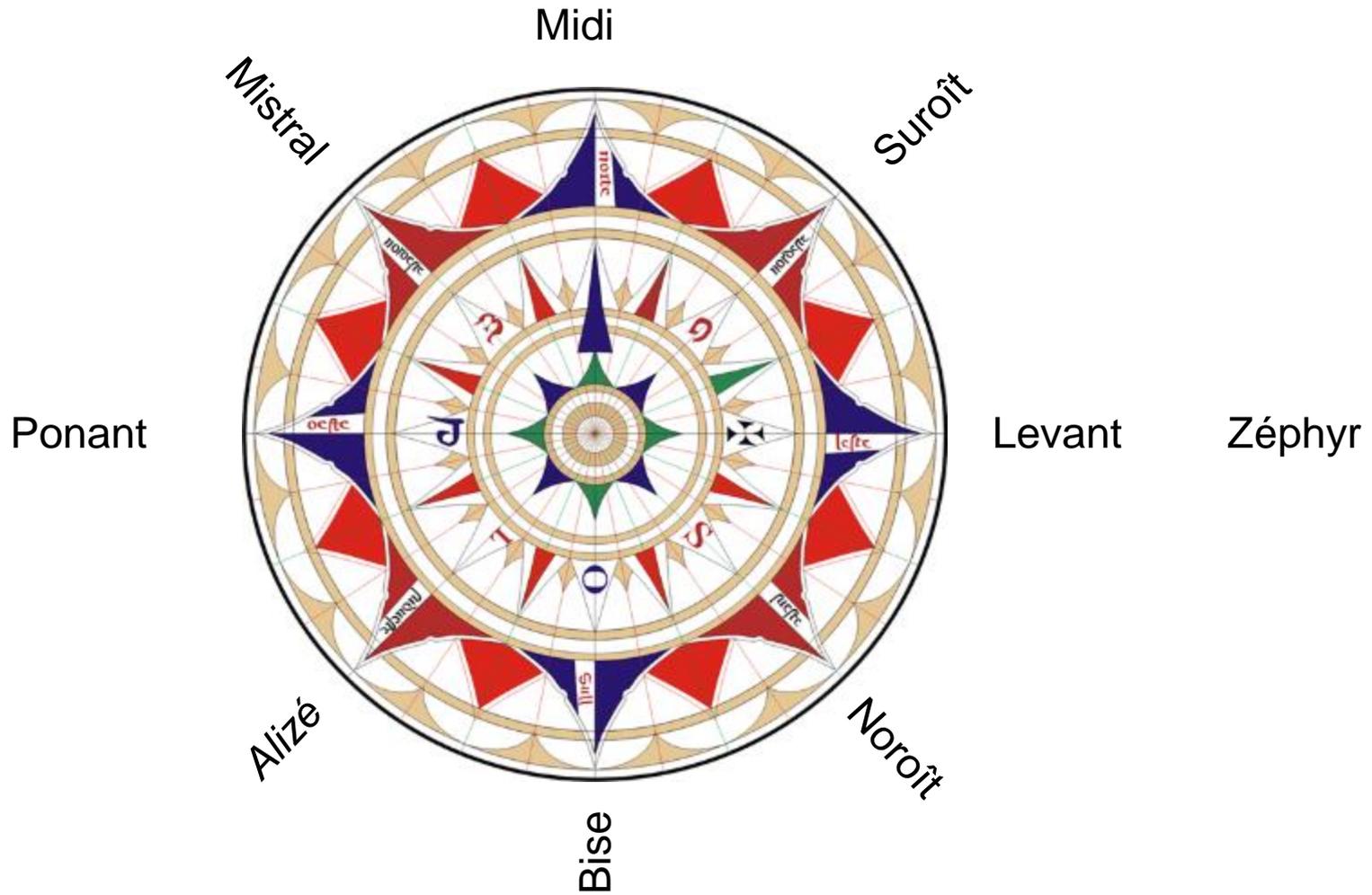
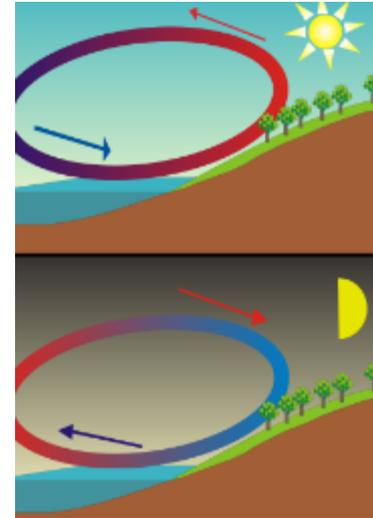
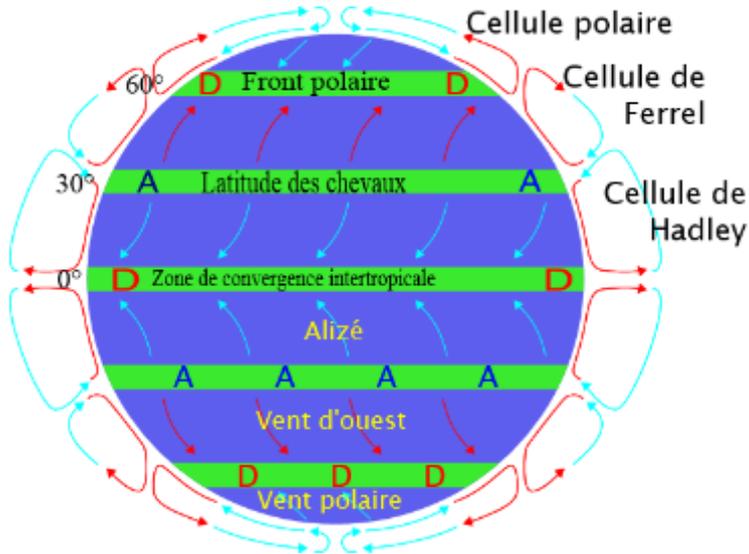


Tableau 1 – Effets du vent en fonction de sa vitesse

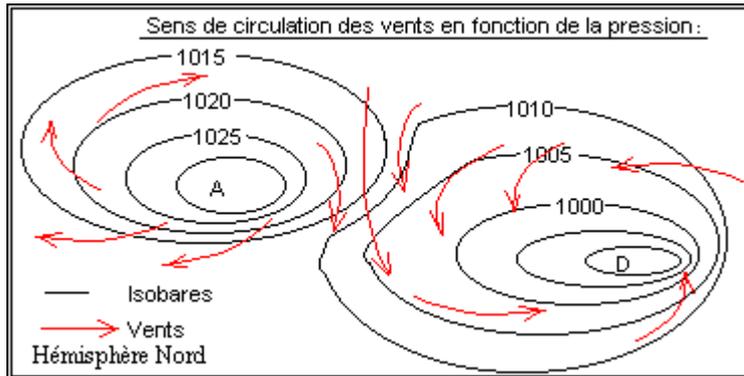
Échelle en degrés Beaufort	Nature du vent	Effets physiques	Vitesse du vent (moyenne) (m/s)
1	vent insensible et très faible	la fumée monte verticalement (les feuilles semblent immobiles)	1
2	brise infime	imperceptible frémissement des feuilles la fumée est légèrement déviée	2
	brise légère (les moulins démarrent)	les feuilles s'agitent doucement la fumée est nettement déviée	3
3	vent modéré (frais)	les petits rameaux remuent un peu	4
4	vent léger	les branchettes plient légèrement	6
	brise moyenne (bon frais)	les branchettes plient nettement	7
5	forte brise	les branches oscillent et se balancent	8
	grand frais	les branches plient	9
	très forte brise	les peupliers plient	10
6	vent fort	les feuilles sont arrachées	12
7	vent très fort	les petites branches cassent	15
8	vent impétueux	les branches moyennes se brisent	20
9	fort coup de vent	début de dégâts sur les toitures	22
10	tempête violente	les fortes branches cassent	24
11	tempête violente	ravages étendus	30
12	ouragan	les toitures sont très endommagées	36
	grand ouragan	gros arbres et toitures sont arrachés effets catastrophiques	46



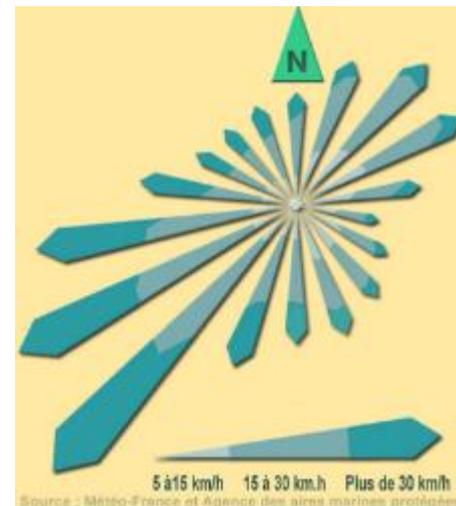
Monde



Jour / nuit



Dépression et Coriolis

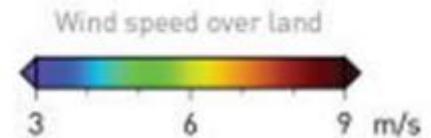
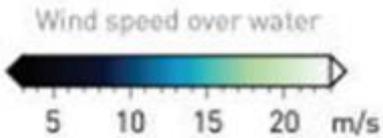
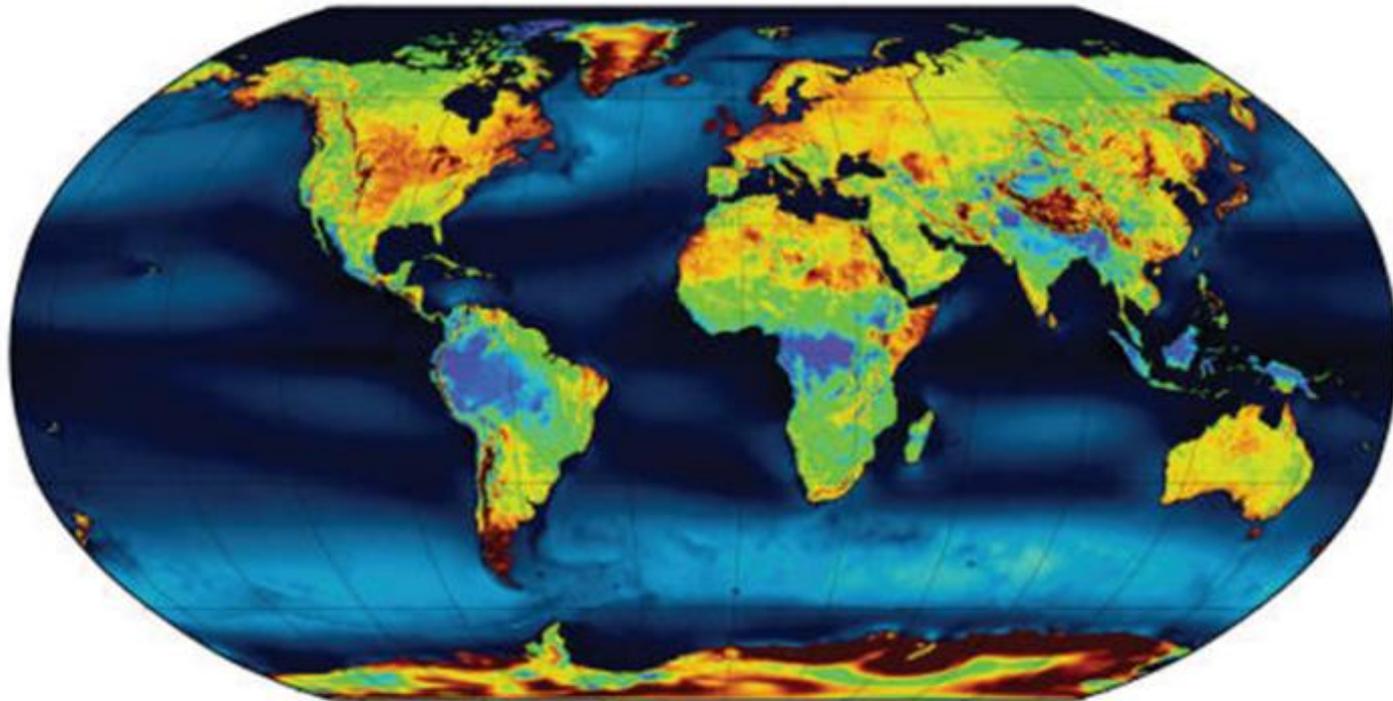


Boulogne-sur-Mer

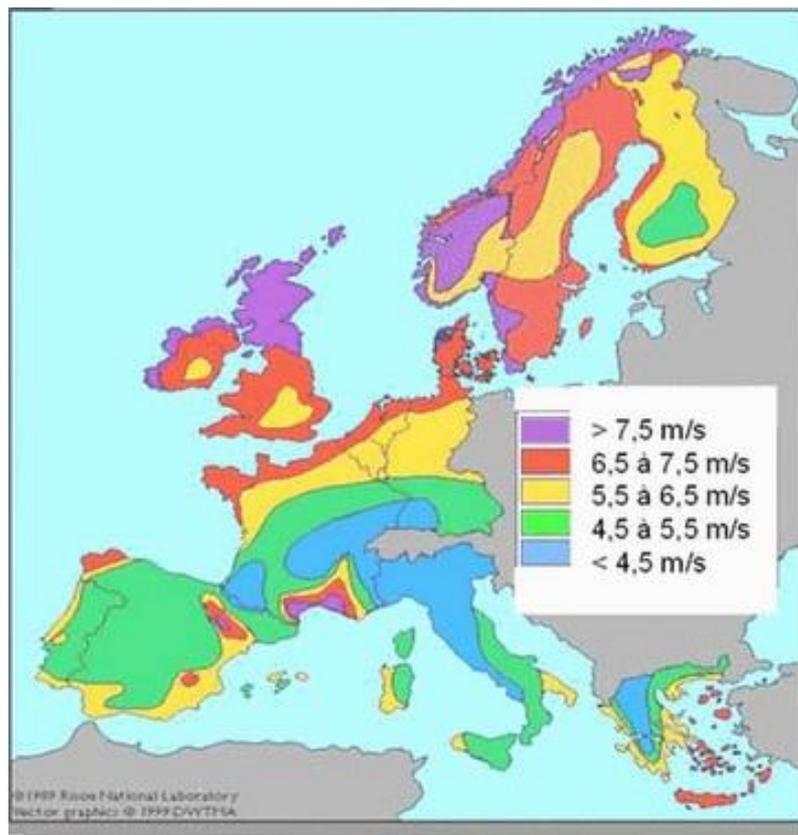
15km Global Wind Map at 80m

Mean Wind Speed for 2005
© Copyright 2008 3TIER, Inc.

developed by  3TIER

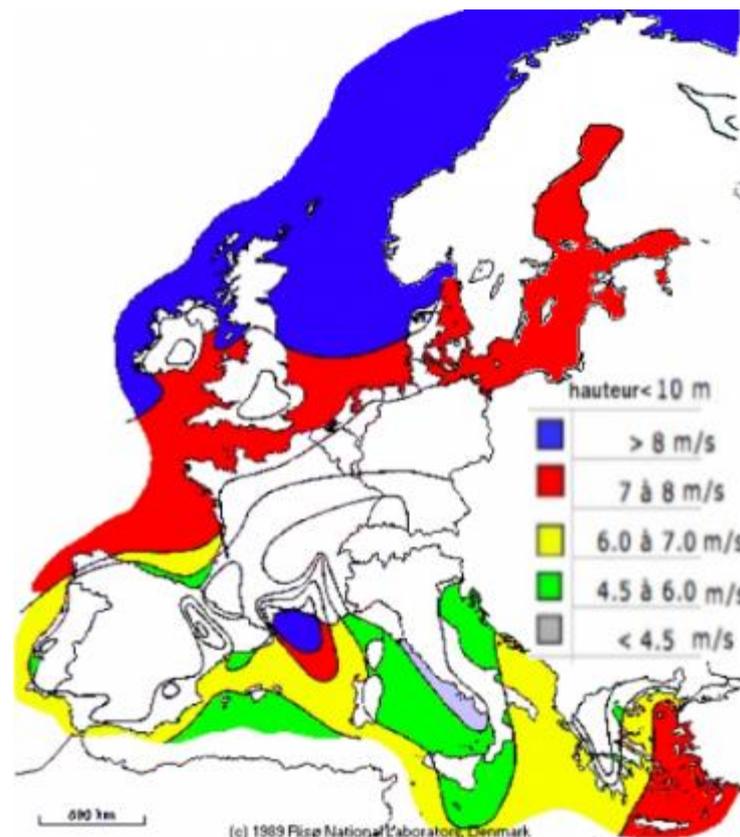


Facteur de charge de l'éolien:
terrestre 20%

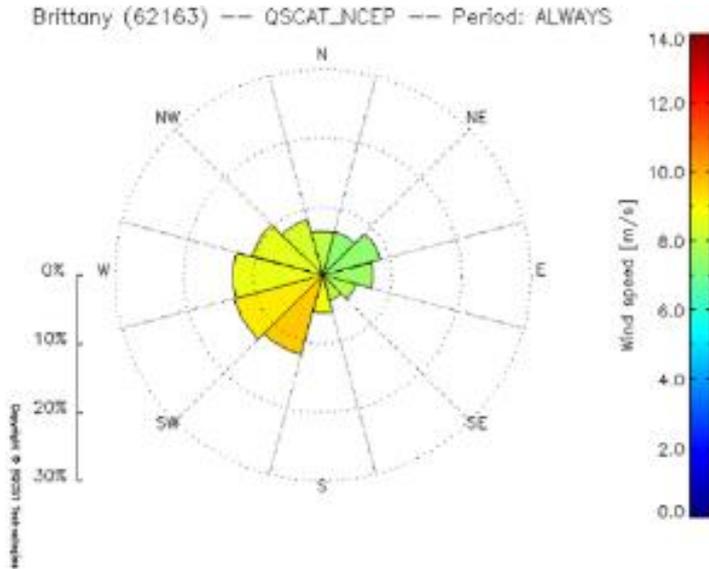


Source : Risø National Laboratory, Denmark

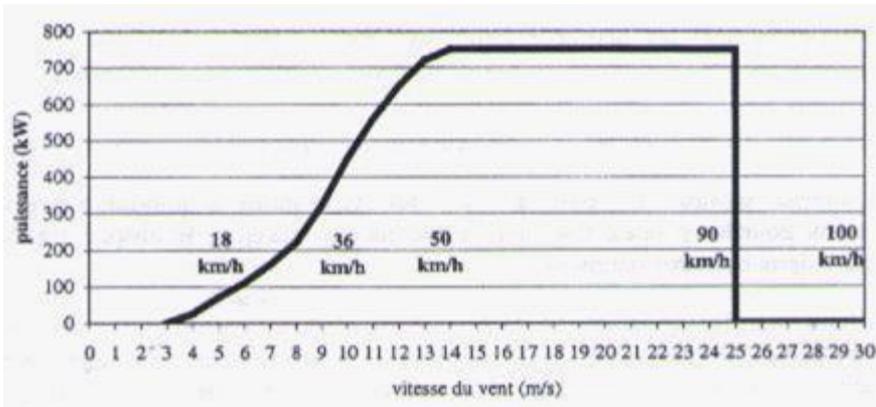
offshore 45%



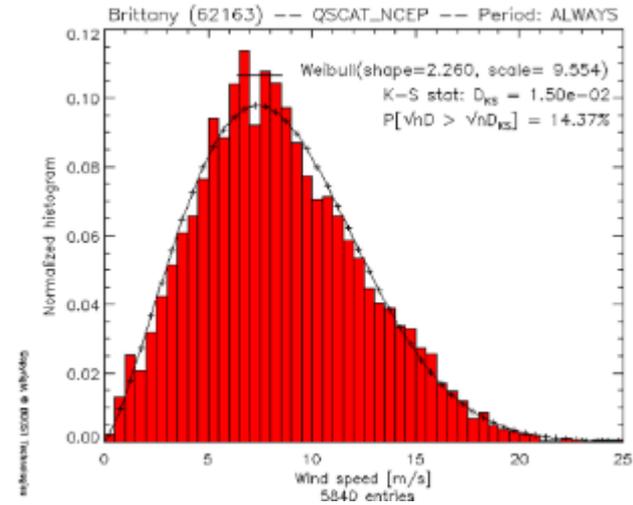
Mesure de vent par satellite pour la mer d'Iroise (UK) durant les périodes d'hiver



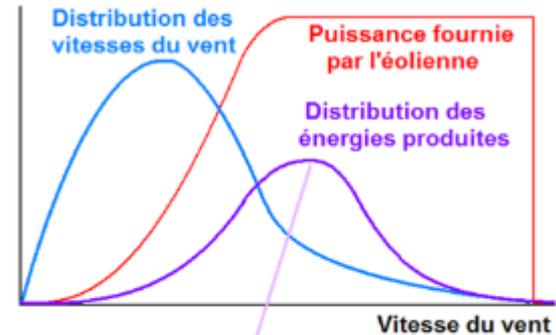
Rendement d'une éolienne



2016

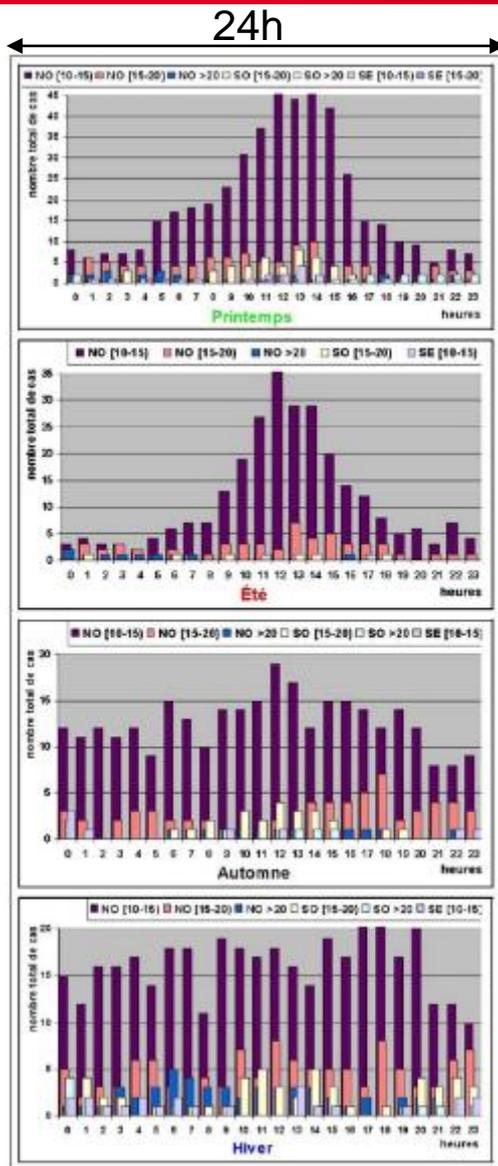


Énergie produite



Le vent fort, même s'il est rare, produit à lui seul la plupart de l'énergie électrique !

36



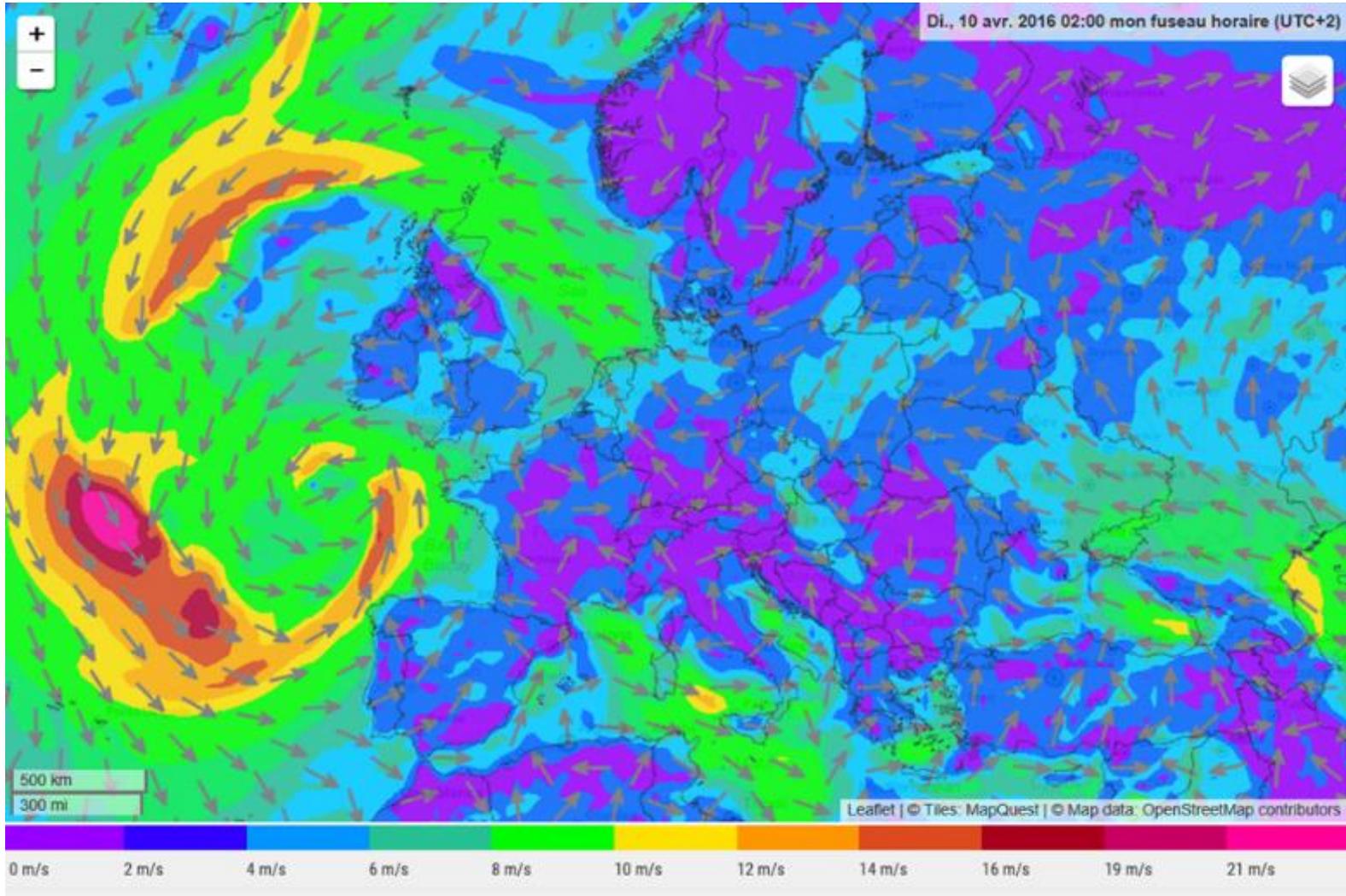
- NO 10-15 m/s
- NO 15-20 m/s
- NO >20 m/s
- SO 10-15 m/s
- SO 15-20 m/s
- SO >20 m/s

L'aérodrome de Brasov-Ghimbav sur la période 1971-2009

Variations saisonnières et quotidiennes :

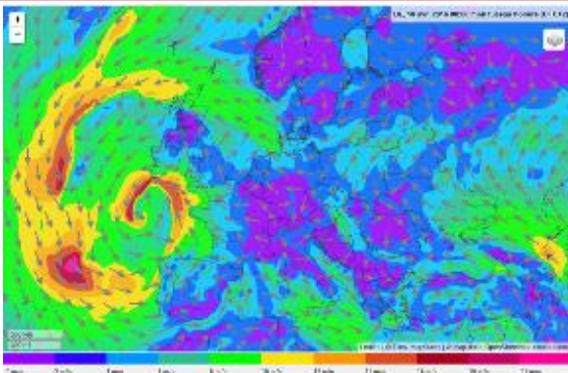
- piques de vent fort en mi-journée en été,
- vent quotidien plus constant et plus fort en hiver.

UNIFORMITÉ DU VENT EN EUROPE

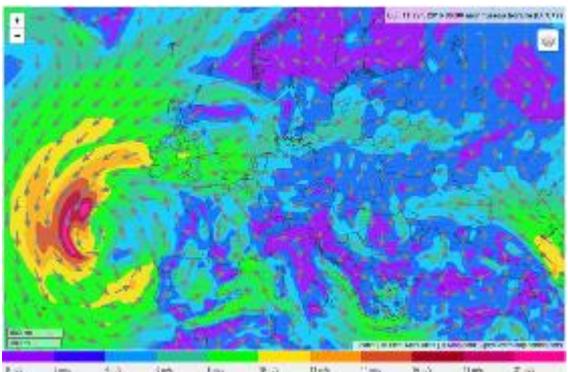


UNIFORMITÉ DU VENT SUR UNE SEMAINE

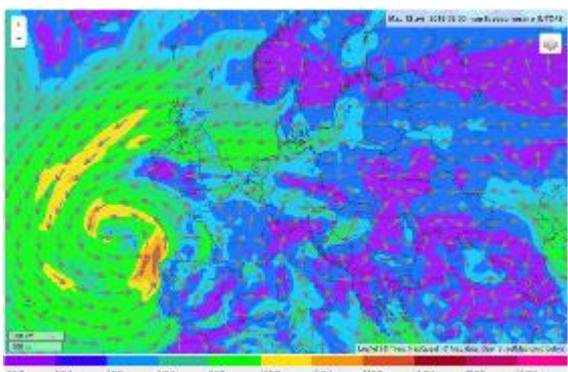
D



L

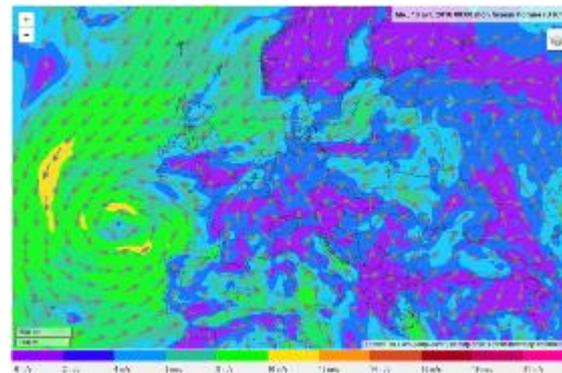


Ma

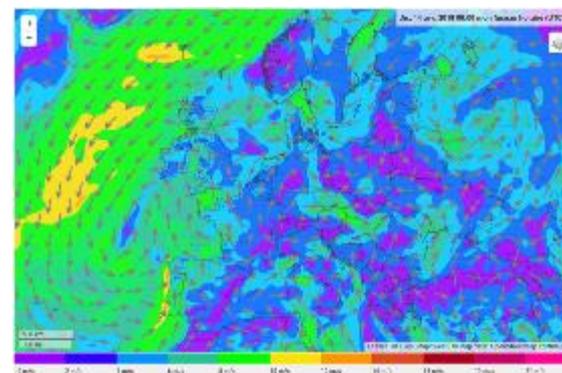


windfinder.com

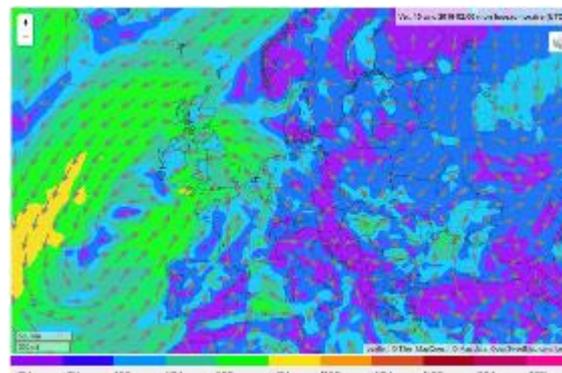
Me

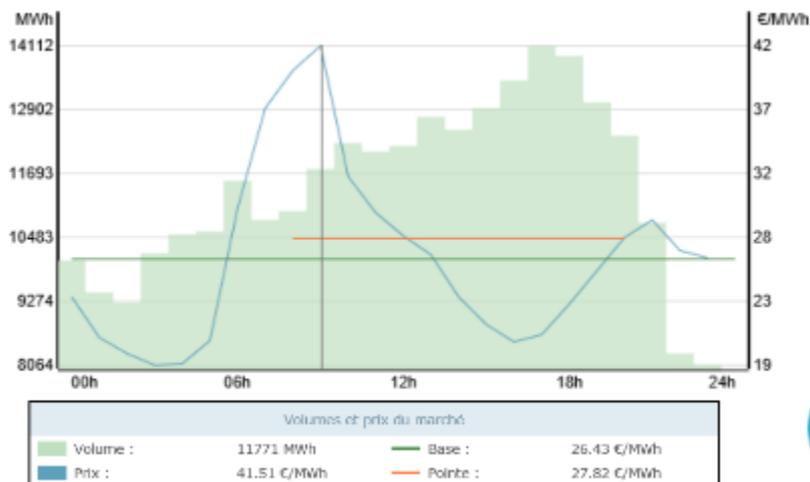
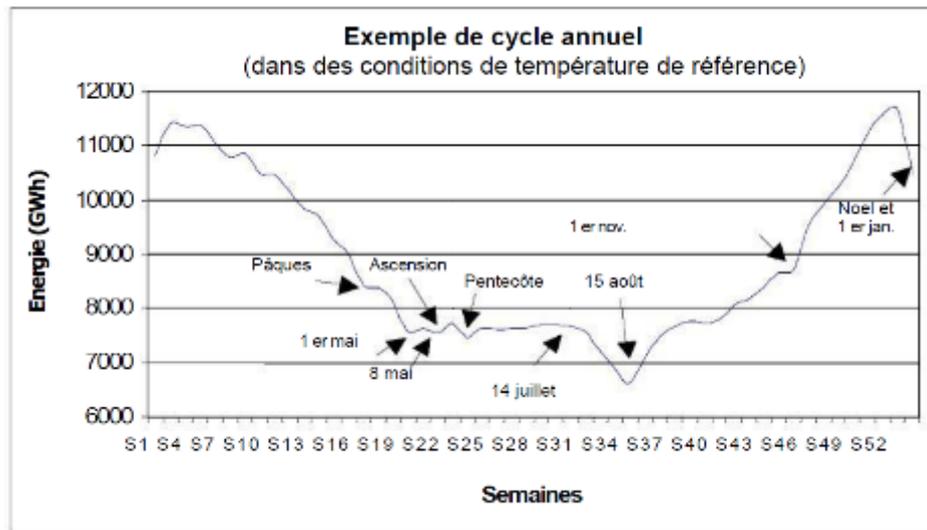


J

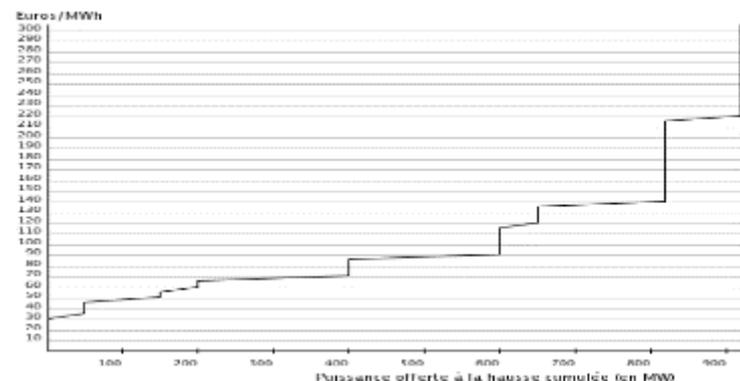


V





Prix et volumes Epex Spot pour la livraison du 18/04/2016

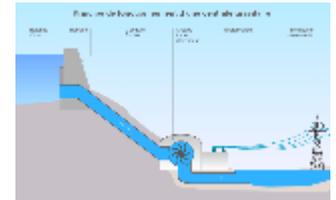


Dimanche!

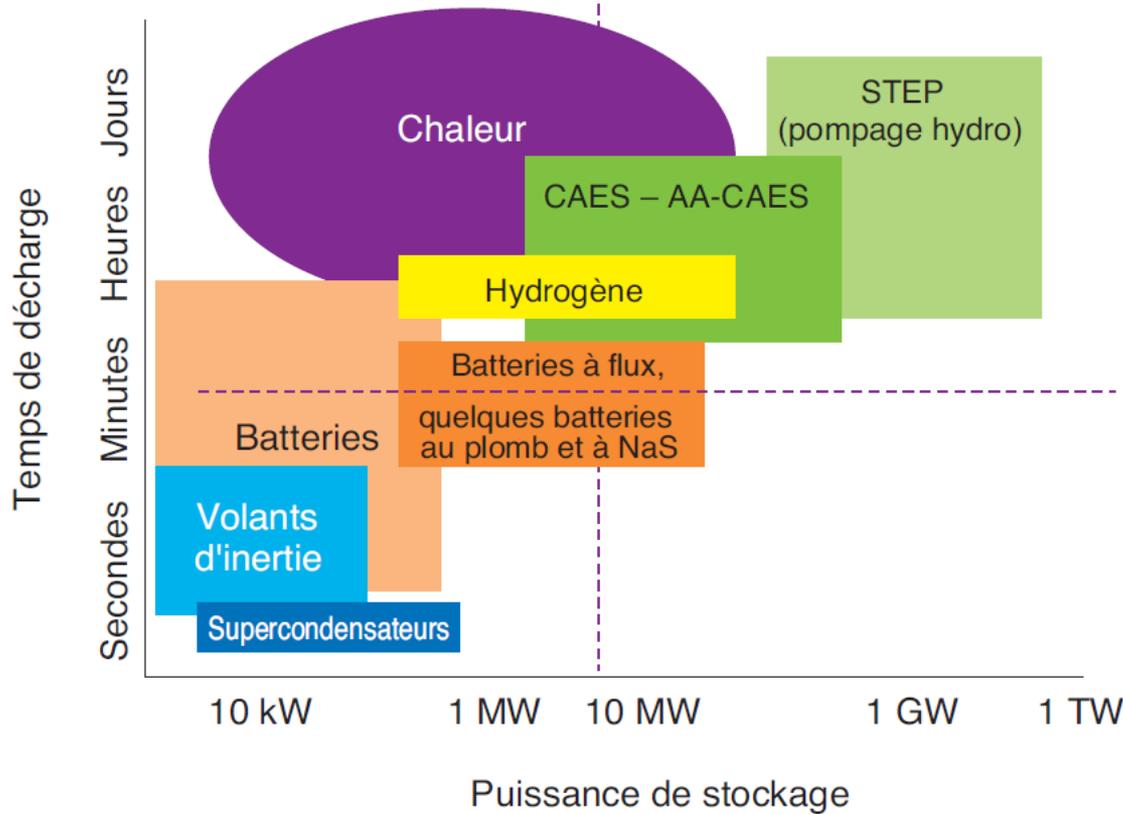
2016

41

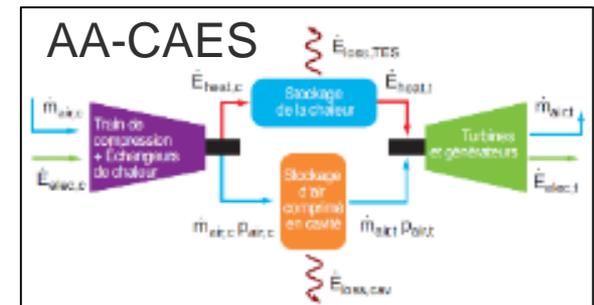
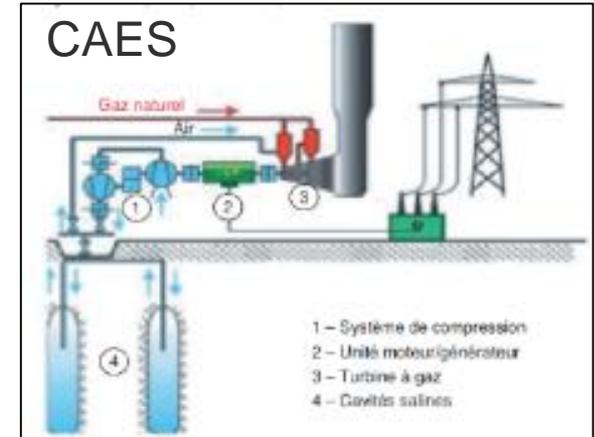
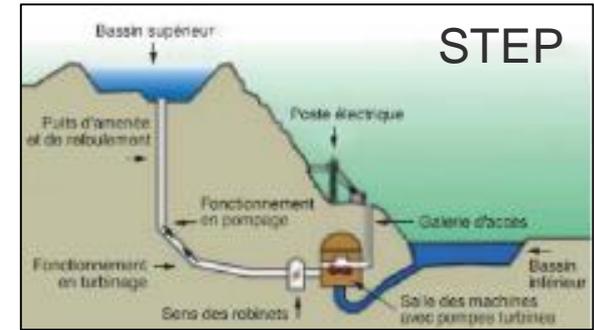
- 1) Historique
- 2) Différents types
- 3) Intermittence des vents
- 4) Stockage d'énergie
- 5) Coût
- 6) Bilan



DIFFÉRENTS TYPES DE STOCKAGE



- STEP: Station de transfert d'énergie par pompage.
- CAES: Compressed Air Energy Storage.
- AA-CAES: Advanced Adiabatic CAES.



STATION DE TRANSFERT D'ÉNERGIE PAR POMPAGE (STEP)



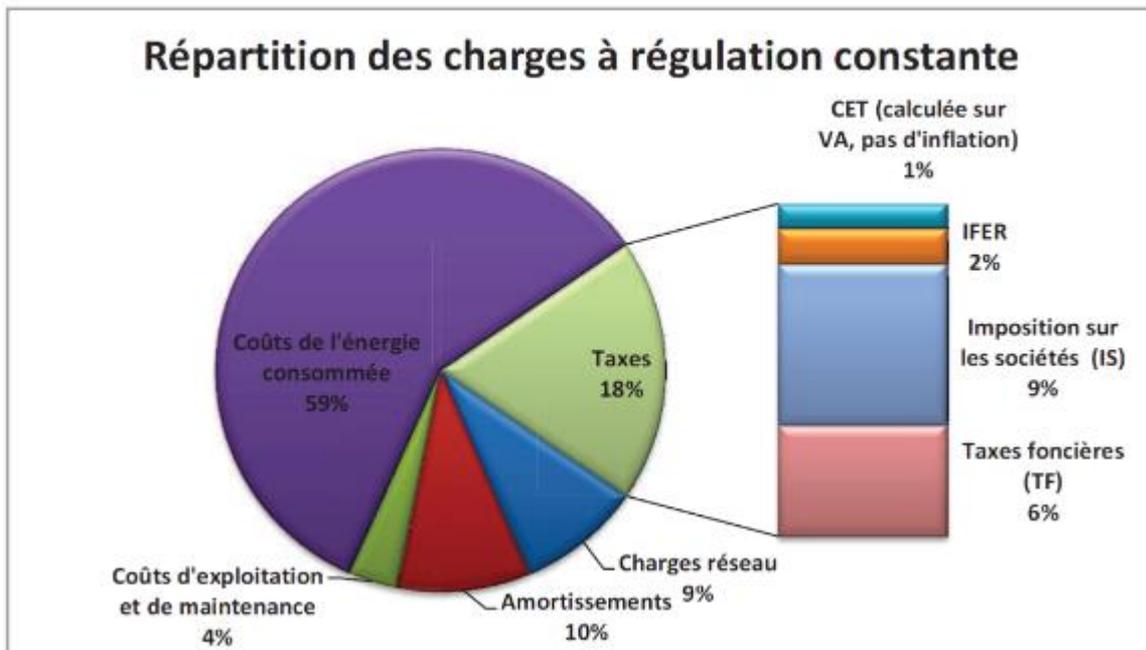
Pas ou peu d'accroissement possible car tous les sites sont équipés et difficultés de faire accepter de nouveaux projets.

99% du stockage du réseau RTE sont ces 6 SETP ~ 5 GWh!

Coûts opératoires : 46 €/MWh

18/01/2013

Union Française de l'Électricité



Les STEP gagnent 17€/h.MW pour la régulation du réseau à 50Hz (MW de réserve).

Rentabilité faible d'où la création de la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité) sur les capacités de stockage obligatoire pour les fournisseurs et une bourse d'échange spécifique.

TURPE Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité

Nouveau compteur « intelligent » RTE Linky



Stocker ou consommer online **(+10 €/an sur votre facture!)**

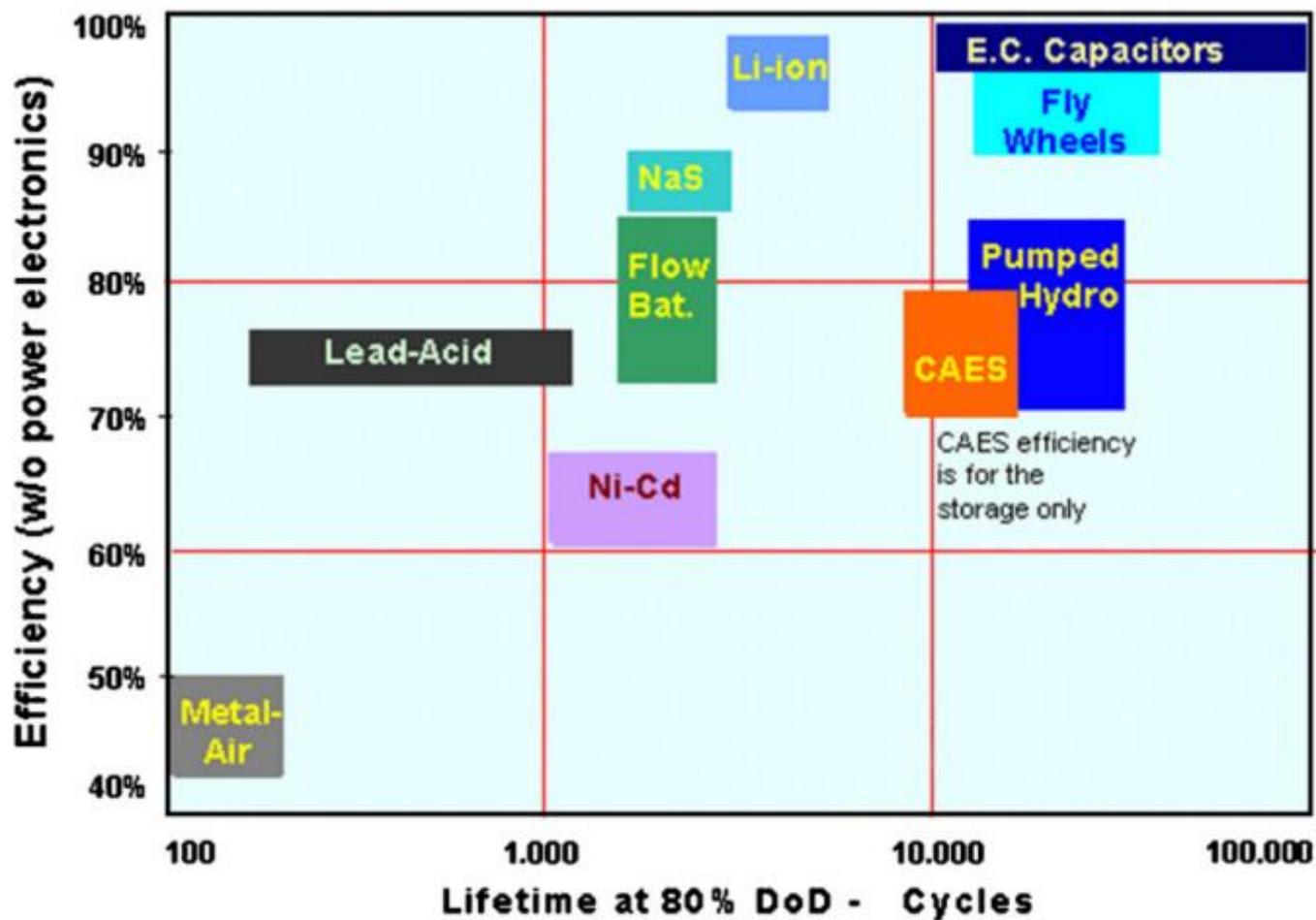


Fig. 23. Distribution of storage techniques as a function of energy efficiency and life expectancy [10].

100 €/MWh =

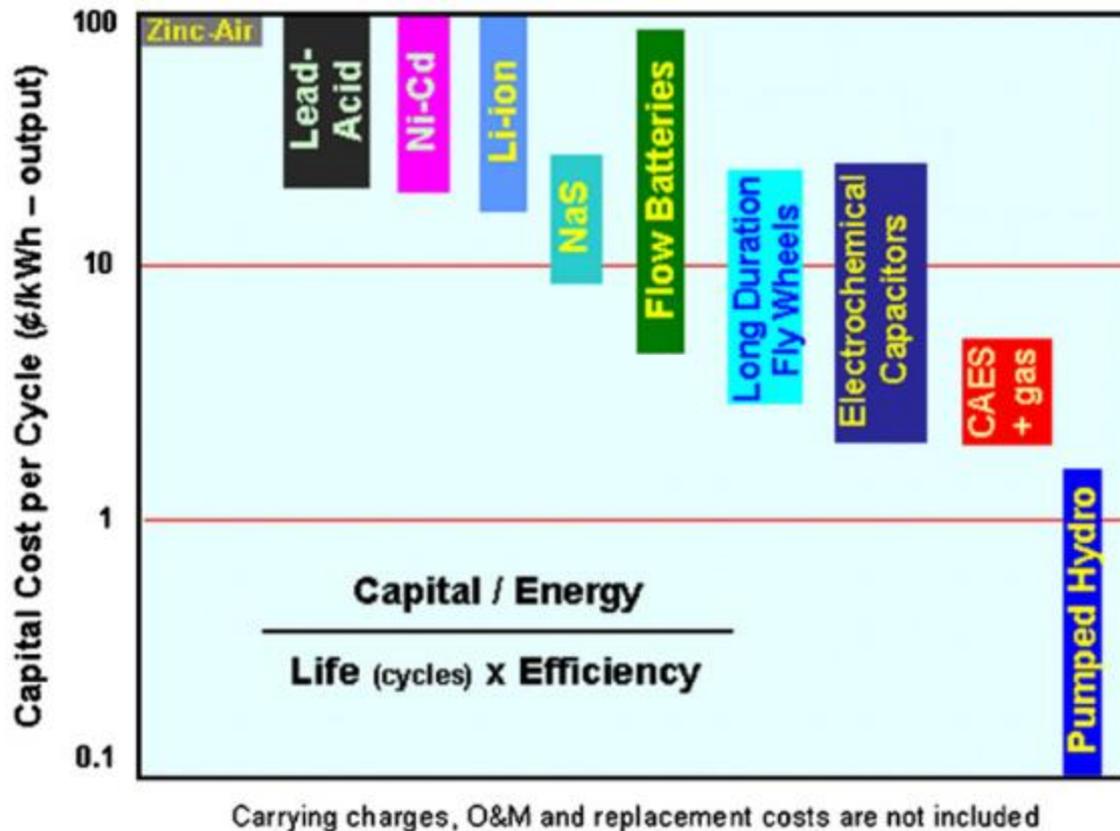


Fig. 25. Distribution of storage techniques as a function of investment costs calculated per charge–discharge cycle

EDF vend de l'électricité à 42 €/MWh (2012 ARENH) = 4 c/kWh à ses concurrents!

Comparison of technical characteristics of EES systems.

Systems	Power rating and discharge time		Storage duration		Capital cost		
	Power rating	Discharge time	Self discharge per day	Suitable storage duration	\$/kW	\$/kWh	€/kWh-Per cycle
PHS	100–5000 MW	1–24 h+	Very small	Hours–months	600–2000	5–100	0.1–1.4
CAES	5–300 MW	1–24 h+	Small	Hours–months	400–800	2–50	2–4
Lead-acid	0–20 MW	Seconds–hours	0.1–0.3%	Minutes–days	300–600	200–400	20–100
NiCd	0–40 MW	Seconds–hours	0.2–0.6%	Minutes–days	500–1500	800–1500	20–100
NaS	50 kW–8 MW	Seconds–hours	~20%	Seconds–hours	1000–3000	300–500	8–20
ZEBRA	0–300 kW	Seconds–hours	~15%	Seconds–hours	150–300	100–200	5–10
Li-ion	0–100 kW	Minutes–hours	0.1–0.3%	Minutes–days	1200–4000	600–2500	15–100
Fuel cells	0–50 MW	Seconds–24 h+	Almost zero	Hours–months	10,000+		6000–20,000
Metal-Air	0–10 kW	Seconds–24 h+	Very small	Hours–months	100–250	10–60	
VRB	30 kW–3 MW	Seconds–10 h	Small	Hours–months	600–1500	150–1000	5–80
ZnBr	50 kW–2 MW	Seconds–10 h	Small	Hours–months	700–2500	150–1000	5–80
PSB	1–15 MW	Seconds–10 h	Small	Hours–months	700–2500	150–1000	5–80
Solar fuel	0–10 MW	1–24 h+	Almost zero	Hours–months	–	–	–
SMES	100 kW–10 MW	Milliseconds–8 s	10–15%	Minutes–hours	200–300	1000–10,000	
Flywheel	0–250 kW	Milliseconds–15 min	100%	Seconds–minutes	250–350	1000–5000	3–25
Capacitor	0–50 kW	Milliseconds–60 min	40%	Seconds–hours	200–400	500–1000	
Super-capacitor	0–300 kW	Milliseconds–60 min	20–40%	Seconds–hours	100–300	300–2000	2–20
AL-TES	0–5 MW	1–8 h	0.5%	Minutes–days		20–50	
CES	100 kW–300 MW	1–8 h	0.5–1.0%	Minutes–days	200–300	3–30	2–4
HT-TES	0–60 MW	1–24 h+	0.05–1.0%	Minutes–months		30–60	50

=10€/MWh

PHS Pumped Hydraulic Storage; CAES Compressed Air Energy Storage; CES Cryogenic Energy Storage

Progress in electrical energy storage system: A critical review ; Haisheng; Progress in Natural Science 19 (2009) 291–312

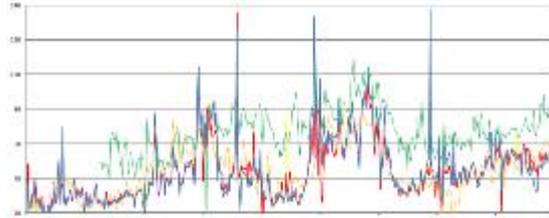
Si l'électricité est « fatale »
i.e. à 0 €/kWh

Les montants du versement du mécanisme NEBEF

Montant du versement	23h – 7h		7h – 23h					
Sites de soutirage profilé en option tarifaire Base	45,80				En € HT/MWh)			
Sites de soutirage profilé en option tarifaire non Base	38,19		47,29					
Soutirages Télérelevés	Q1		Q2		Q3		Q4	
	BT	HT	BT	HT	BT	HT	BT	HT
(Janvier 2017)	49,48	117,27	24,8	38,59	21,7	37,33	30,42	55,08

- 1) Historique
- 2) Différents types
- 3) Intermittence des vents
- 4) Stockage d'énergie
- 5) Coût 
- 6) Bilan

a) Coût électricité



b) Co2



c) Onshore



d) Offshore



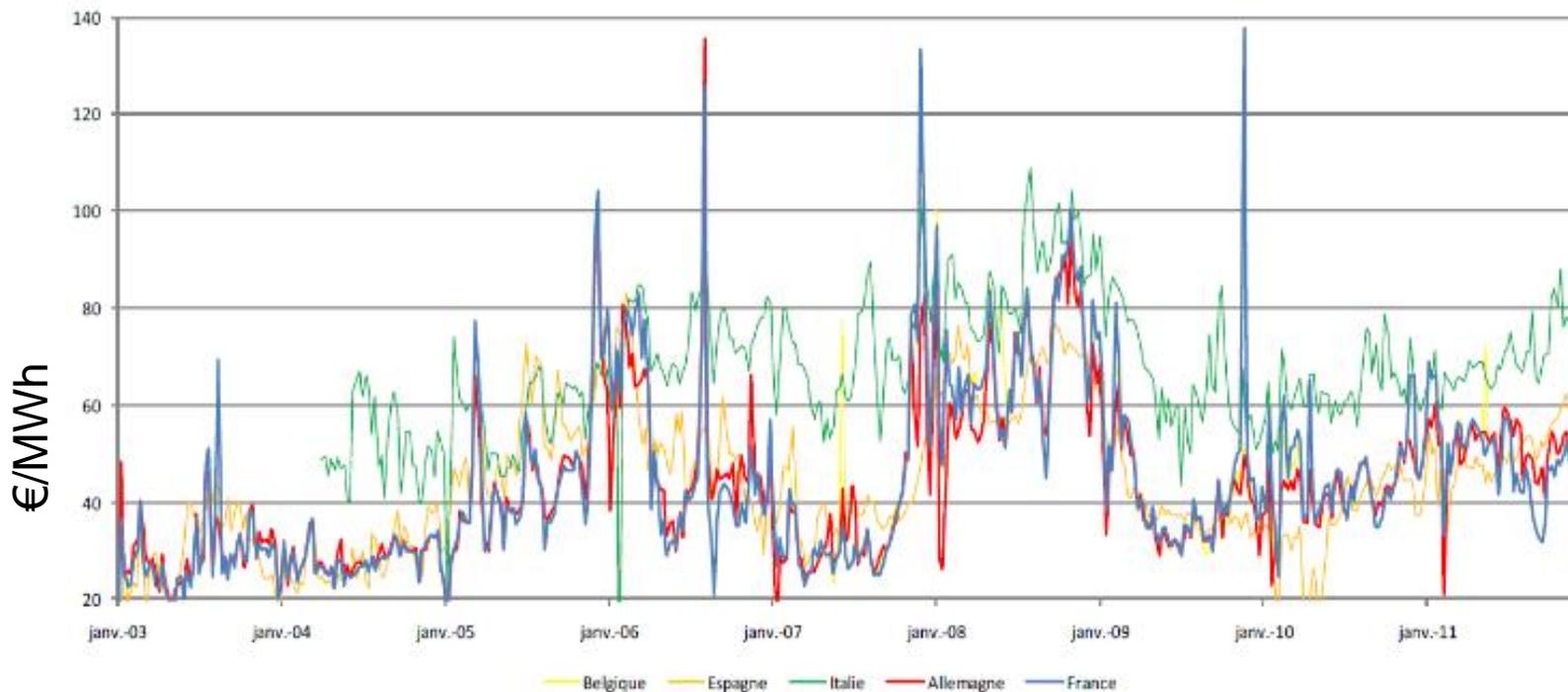
e) Prix de revient



en € / MWh	UFE/DGEC (dernières données actualisées pour 2011)	Énergies 2050 (rapport février 2012)	Cour des Comptes (janvier 2012 pour le nucléaire, juillet 2013 pour les renouvelables)	Tarif d'achat au 1 ^{er} septembre 2013	Part dans la production électrique française en 2012
Nucléaire	42,3	56	49,5		74,8%
Hydroélectricité	55		43-188	60,7 durant 20 ans + primes pour les petites installations	11,8%
CCGT gaz	61	69			4,3%
Éolien terrestre	65	73	62-102	82 durant 10 ans puis 28 à 82 durant 5 ans selon les sites	2,8%
Charbon	66	67			3,3%
Fioul	86				1,2%
Éolien offshore	143	102	87-116	130 durant 10 ans puis 30 à 130 durant 10 ans selon les sites	0,0%
Photovoltaïque	217	150	114-547	117 à 425 selon les sites	0,7%

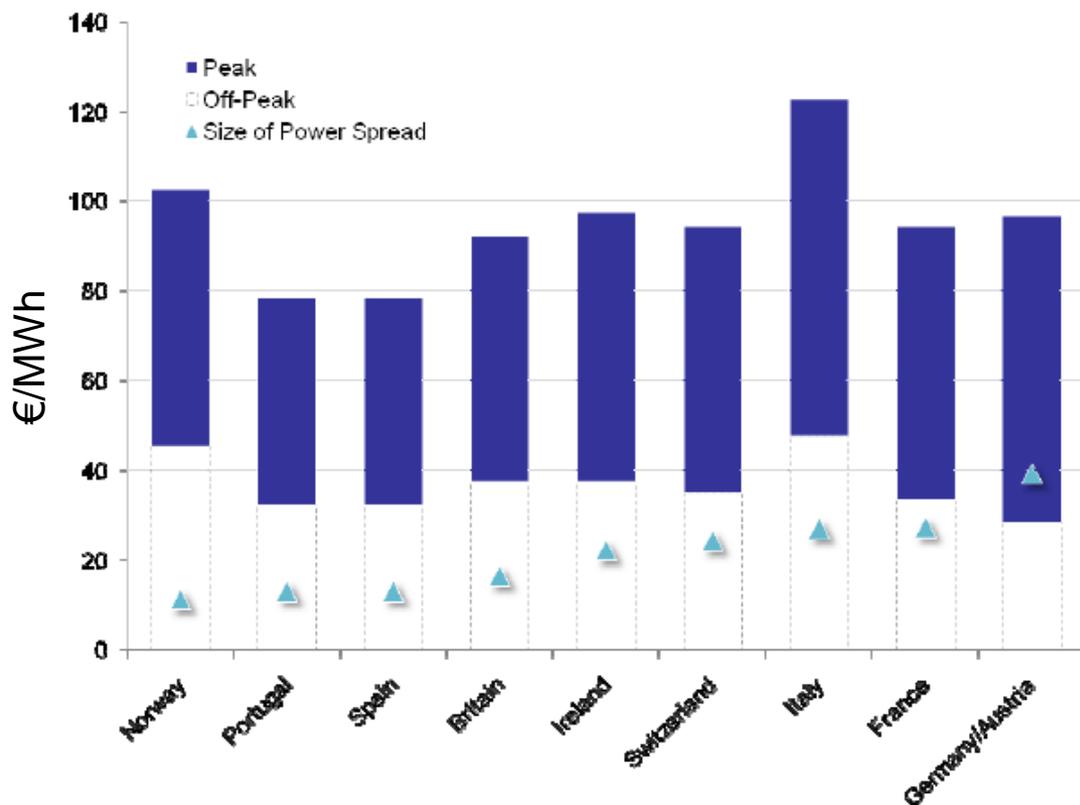
Coûts de production des principales filières produisant de l'électricité en France en 2012 (coût estimé pour l'éolien offshore) ©DR

EDF vend de l'électricité à 42 €/MWh (2012 ARENH) à ses concurrents!



Prix négatif Noël 2012 & 16/06/2013

"Spread " observé sur prix pointe/ base en 2010



Source: EPEX, OMEL, GME, NordPool, OMIP, Reuters, SEMO, IHS CERA, IHS Emerging Energy Research

Analyse

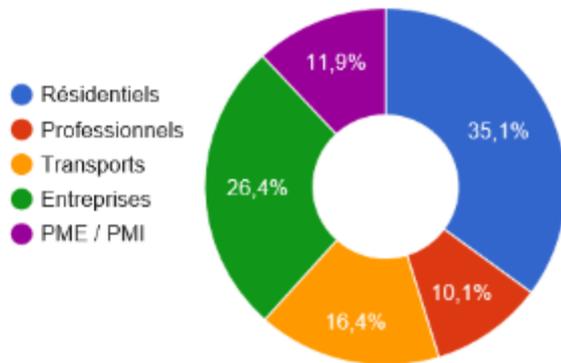
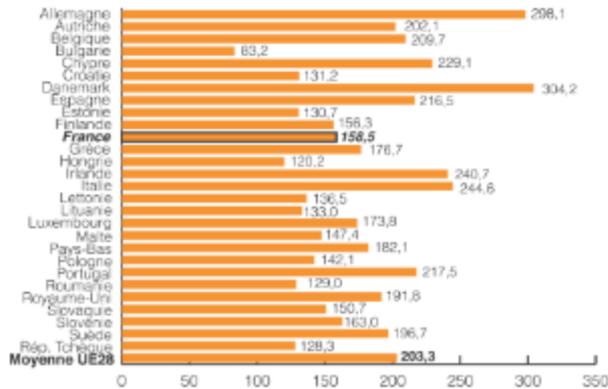
- Espagne, Portugal, Norvège (parc hydro prédominant) ont les coûts les plus faiblement contrastés.,
- En dépit d'un fort parc hydro, Suisse & Autriche ont les spread les plus élevés, dus aux bonnes interconnexions avec l'Allemagne à parcs thermique/ ENR prédominants
- Les prix allemands sont très volatils du fait d'un mix nucléaire (peu modulable) éolien élevé (prix négatifs en seconde partie de nuit)
- RU a des spread faibles dus à la récession 2008/09 & à de nombreuses centrales nouvelles mises sur le réseau
- Italie observe des prix globalement élevés compte tenu de nombreuses défaillances du système.

DONNÉES ÉCONOMIQUES

Prix TTC € / MWh	Année 2014
Allemagne	298,1
Autriche	202,1
Belgique	209,7
Bulgarie	83,2
Chypre	229,1
Croatie	131,2
Danemark	304,2
Espagne	216,5
Estonie	130,7
Finlande	156,3
France	158,5
Grèce	120,2
Hongrie	176,7
Irlande	240,7
Italie	244,6
Lettonie	136,5
Lituanie	133,0
Luxembourg	173,8
Malte	147,4
Pays-Bas	182,1
Pologne	142,1
Portugal	217,5
Roumanie	129,0
Royaume-Uni	191,8
Slovaquie	150,7
Slovénie	163,0
Suède	196,7
Rép. Tchèque	128,3
Moyenne UE 28	203,3

Source : Eurostat

Prix TTC / MWh de l'électricité pour les ménages de taille moyenne - Année 2014



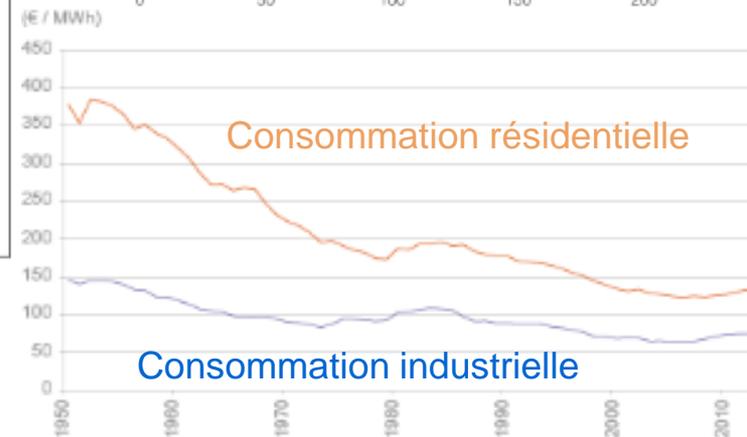
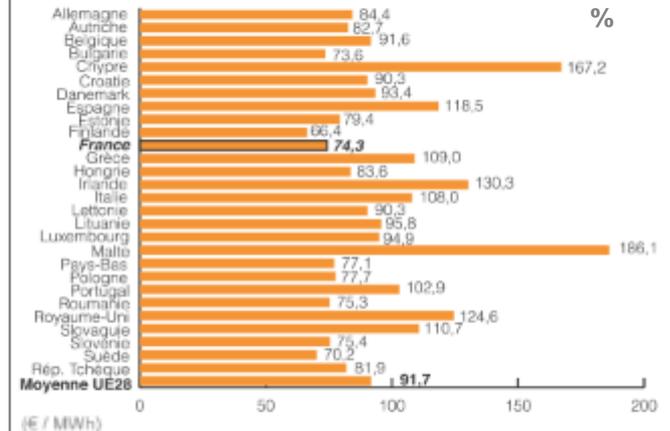
Consommation électrique française par secteur en 2015

2016

Prix TTC € / MWh	Année 2014
Allemagne	84,4
Autriche	82,7
Belgique	91,6
Bulgarie	73,6
Chypre	167,2
Croatie	90,3
Danemark	93,4
Espagne	118,5
Estonie	79,4
Finlande	66,4
France	74,3
Grèce	109,0
Hongrie	83,6
Irlande	130,3
Italie	108,0
Lettonie	90,3
Lituanie	95,8
Luxembourg	94,9
Malte	186,1
Pays-Bas	77,1
Pologne	77,7
Portugal	102,9
Roumanie	75,3
Royaume-Uni	124,6
Slovaquie	110,7
Slovénie	75,4
Suède	70,2
Rép. Tchèque	81,9
Moyenne UE 28	91,7

Source : Eurostat

Prix TTC / MWh de l'électricité pour les industriels de taille moyenne - Année 2014



Source : DCEC

France en € constant

% D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN EUROPE

	2013 *	2020
Allemagne Germany	12,2 %	18 %
Autriche Austria	32,6 %	34 %
Belgique Belgium	7,5 %	13 %
Bulgarie Bulgaria	20,8 %	16 %
Chypre Cyprus	7,4 %	13 %
Croatie Croatia	15,1 % ***	20 %
Danemark Denmark	27,7 %	30 %
Espagne Spain	15,5 %	20 %
Estonie Estonia	26,8 %	25 %
Finlande Finland	37,1 %	38 %
France **	14,4 %	23 %
Grèce Greece	15,0 %	18 %
Hongrie Hungary	10,1 %	13 %
Irlande Ireland	7,3 %	16 %
Italie Italy	16,8 %	17 %
Lettonie Latvia	36,5 %	40 %
Lituanie Lithuania	23,1 %	23 %
Luxembourg	3,6 %	11 %
Malte Malta	2,5 %	10 %
Pays-Bas Netherlands	4,5 %	14 %
Pologne Poland	11,4 %	15 %
Portugal	25,7 %	31 %
Rep. Tchèque Czech Republic	12,5 %	13 %
Rep. Slovaque Slovak Republic	10,5 %	14 %
Roumanie Romania	26,1 %	24 %
Royaume-Uni United Kingdom	5,2 %	15 %
Slovénie Slovenia	22,6 %	25 %
Suède Sweden	51,7 %	49 %
Union européenne 28 European Union 28	15,0 %	20 %

* Estimation

** Territoires d'Outre-Mer exclus de l'estimation, inclus dans l'objectif 2020 - Overseas territories excluded for estimation, included for 2020 objective

*** Valeur 2012

Source : EurObserver 2014

France : production primaire d'énergies renouvelables*
France: renewable primary energy production*

ktep ktoe	2014
Bois énergie Wood for energy	39 %
Hydraulique renouvelable Renewable Hydroelectricity	24
Biocarburants Bio-motorfuels	12
Eolien Wind	7
Pompes à chaleur Heat pump	7
Déchets renouvelables Renewable waste	5
Solaire PV Solar PV	2
Biogaz Biogas	2
Géothermie Geothermal energy	1
Résidus de l'agriculture et des industries agro-alimentaires Agriculture and food industry waste	1
Solaire thermique Thermal solar	0,4
Energies marines Sea energy	0,2 %
Total en Mtep ⁽¹⁾ Total in Mktoe ⁽¹⁾	22,4 Mtep

* Métropole Mother country

Source : Bilan énergétique de la France pour 2014 SOeS

a) Coût électricité

b) Co₂



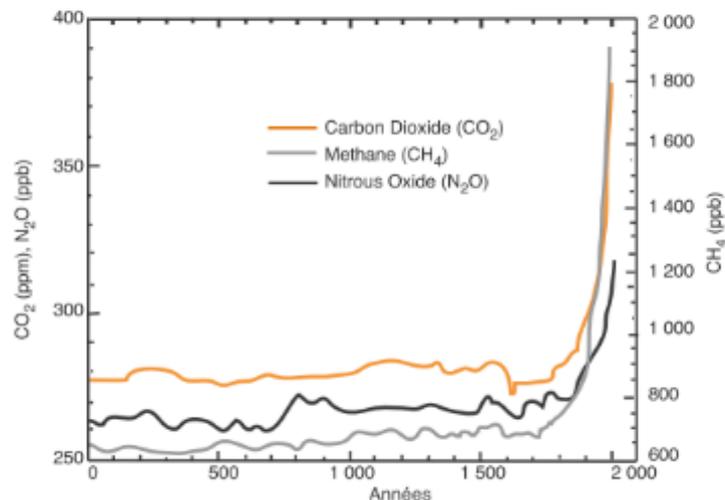
c) Onshore

d) Offshore

e) Prix de revient

Evolution des concentrations atmosphériques des principaux gaz à effet de serre au cours du temps (GIEC 2007)

History of greenhouse gas atmospheric rate (IPCC 2007)



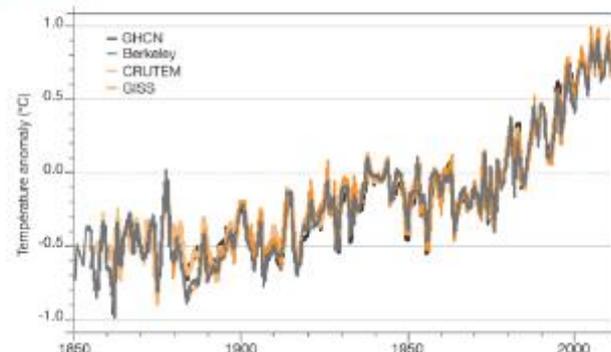
ppm = partie par million
ppb = partie par milliard (billion en anglais)

Gas	Pouvoir global de réchauffement relatif / CO ₂ à un horizon de 100 ans
CO ₂	1
CH ₄	25
N ₂ O	298

Source : Giec 2007

Anomalies de la température moyenne globale annuelle de l'air à la surface terrestre relatives au climat de la période 1961-1990 ; valeurs issues des dernières versions de 4 jeux de données différents (Berkeley, CRUTEM, GHCN et GISS)

Global annual average land-surface air temperature (LSAT) anomalies relative to a 1961-1990 climatology from the latest versions of four different data sets (Berkeley, CRUTEM, GHCN and GISS)



Source : IPCC 2013

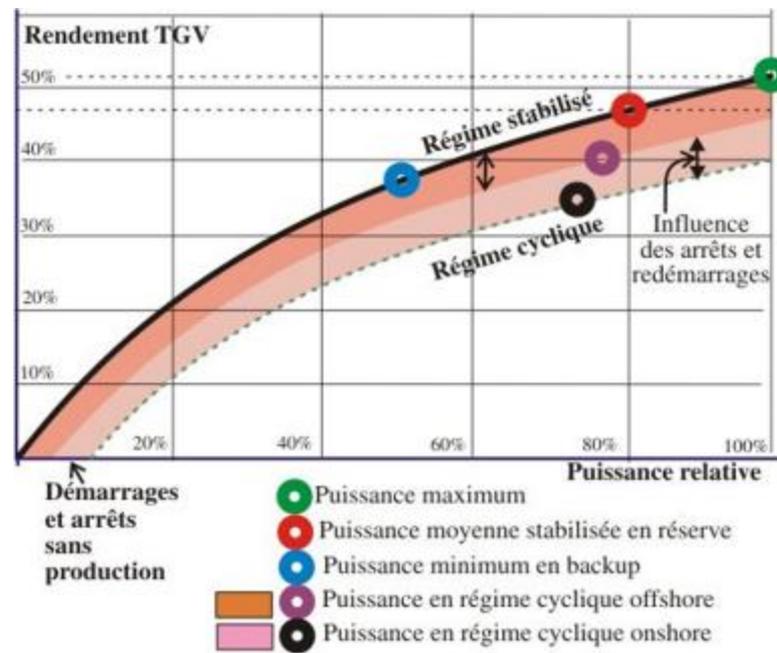
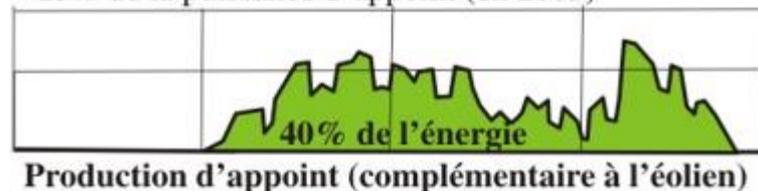
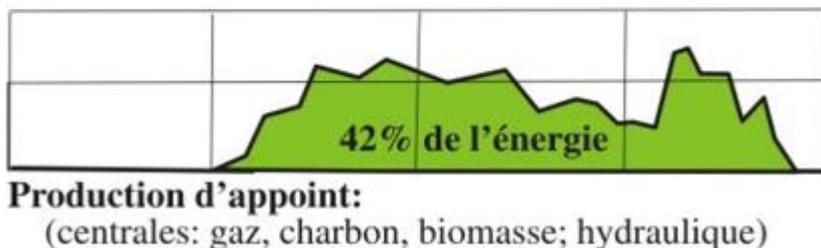
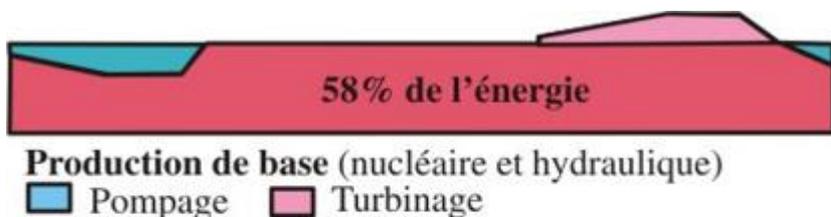
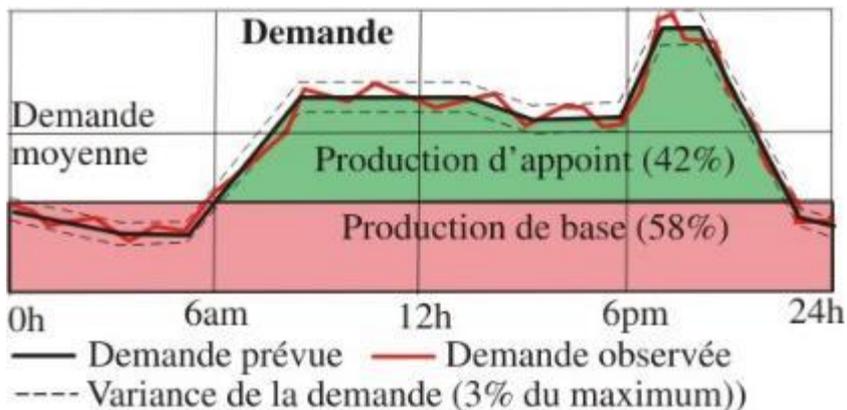
Emissions types de la production électrique (Valeurs pour les kWh d'EDF*)

Filières	Emissions** (g équiv. CO ₂ /kWh)
Nucléaire	4
Hydraulique fil de l'eau	6
Hydraulique retenue	6
Eoliennes	14
Hydraulique pompage	140
CCG	499
Diesels	870
Charbon 600 MW (avec désulfuration)	1 029
Charbon 250 MW (sans désulfuration)	1 061
Fioul (TAC : Turbine à combustion)	1 320
Fioul (TAV : Turbine à vapeur)	1 327

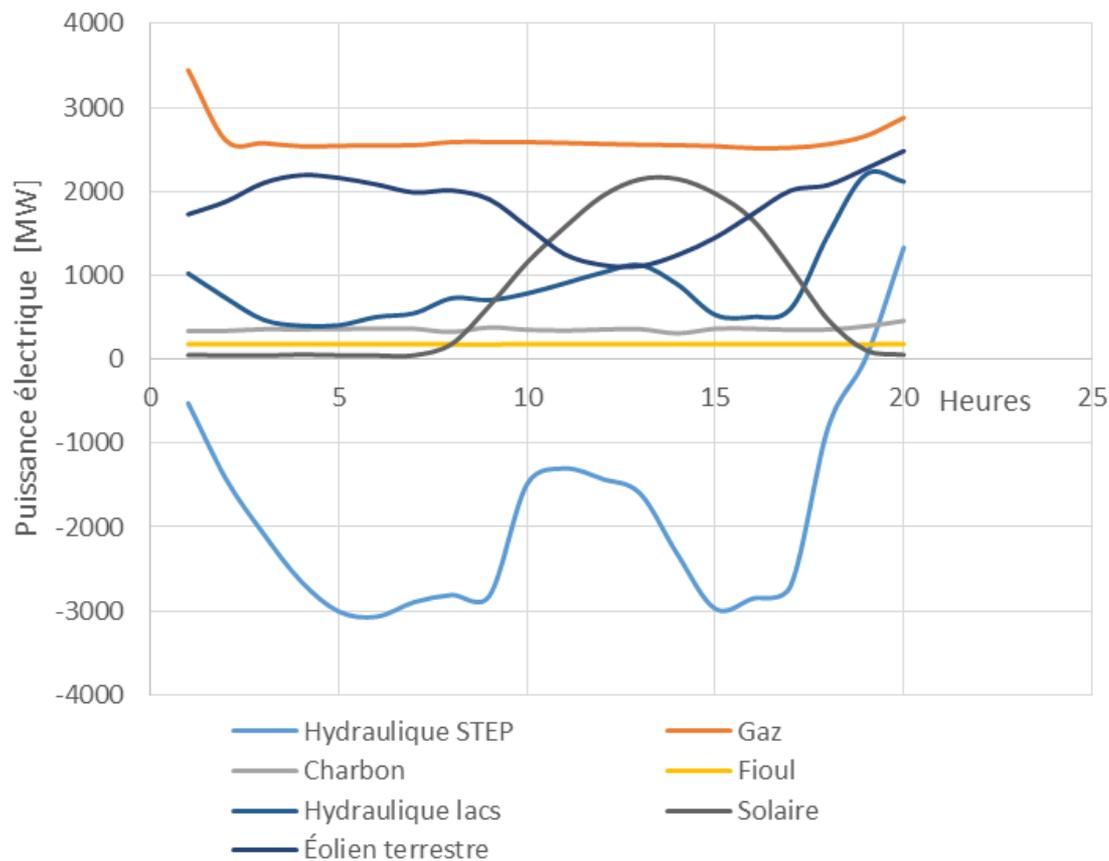
* Résultats issus d'études ACV

** Les émissions considérées sont les principaux gaz contribuant à l'effet de serre. La pondération par leur potentiel de réchauffement global respectif, à horizon 100 ans, permet d'obtenir l'indicateur exprimé en équivalent CO₂.

Source : Profil Environnemental du kWh EDF ; coefficients 2013 utilisés pour les calculs de l'année 2015 sur www.edf.fr

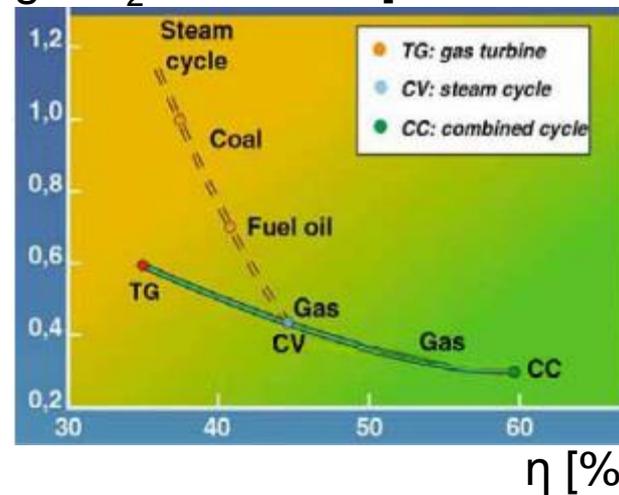


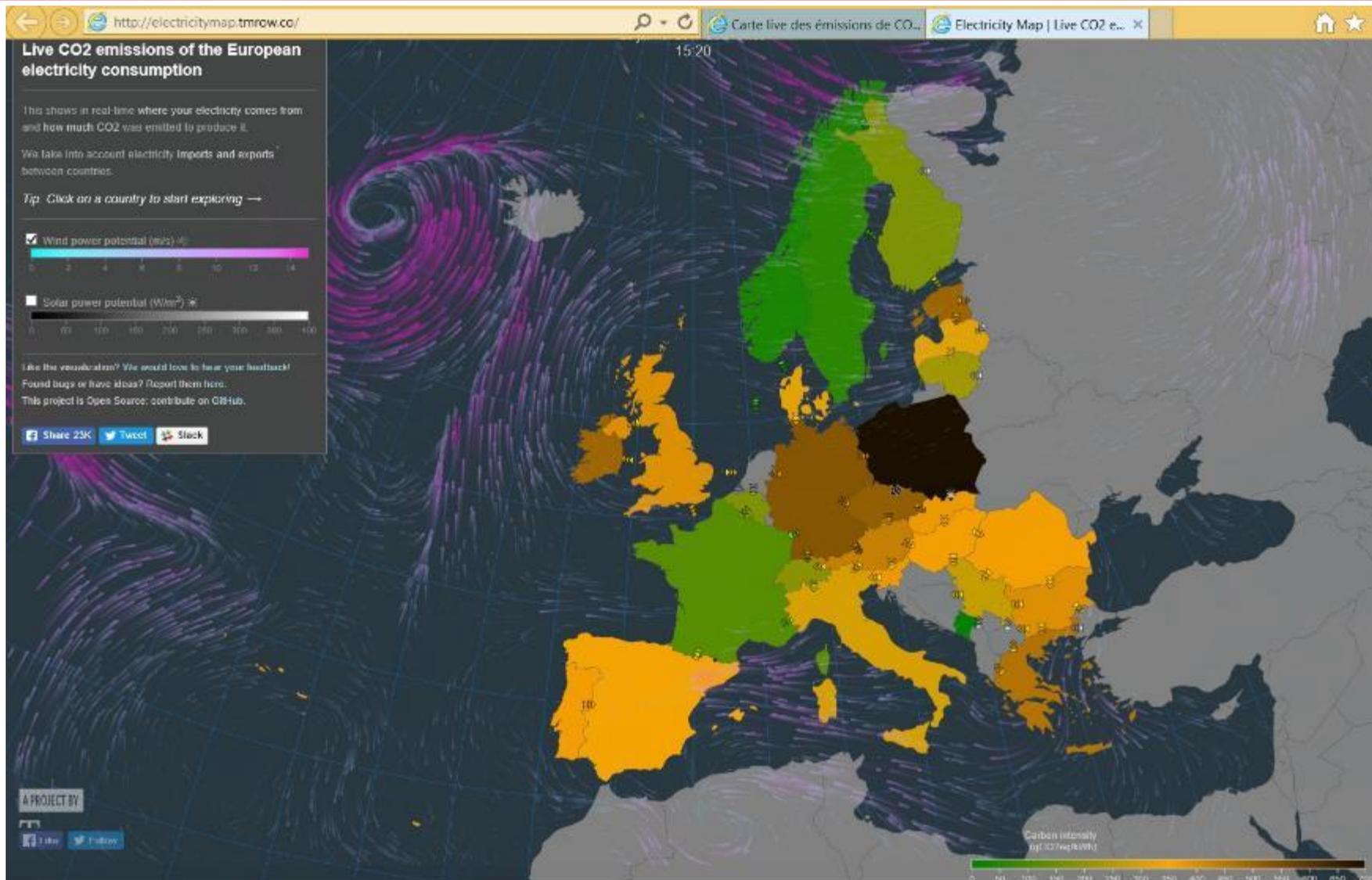
Dimanche 12 mars : production Française

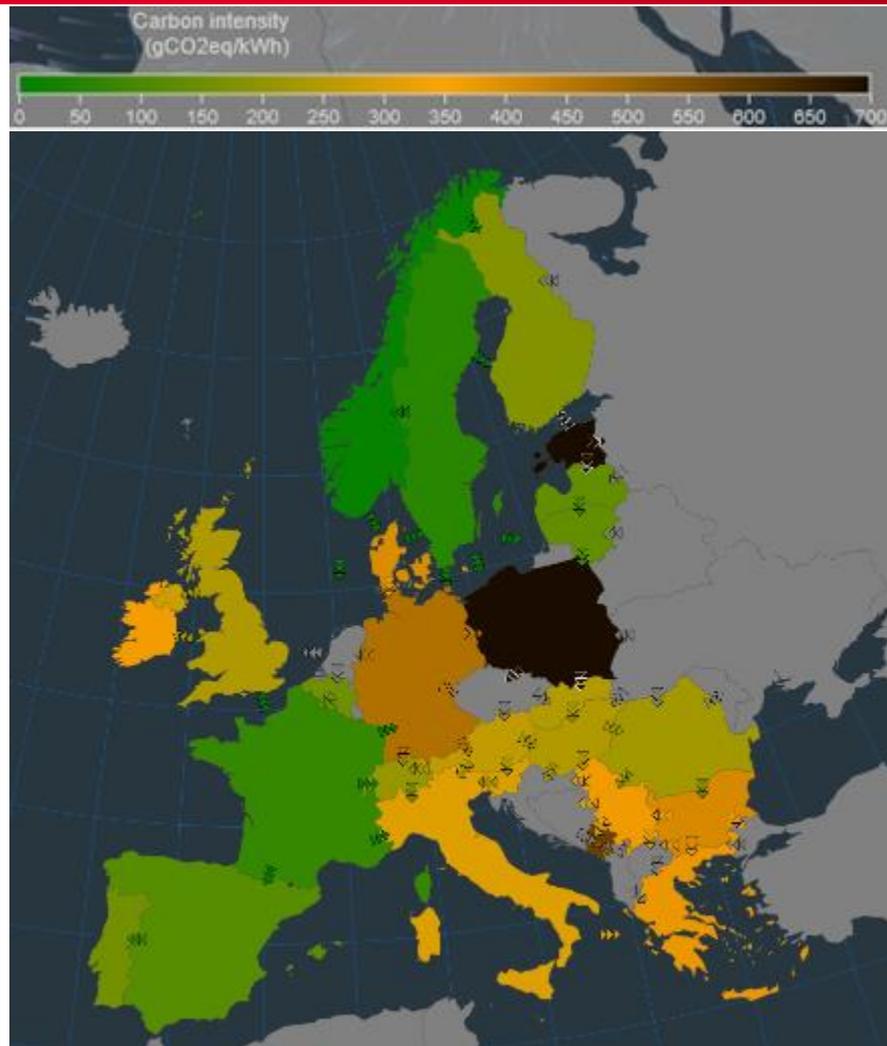


Les productions éolienne et photovoltaïque sont bien compensées par les STEP en France; le gaz (ou fioul + charbon) n'est pas trop utilisé pour compenser l'intermittence de cette production, d'où une production de CO₂ limitée en l'absence de vent.

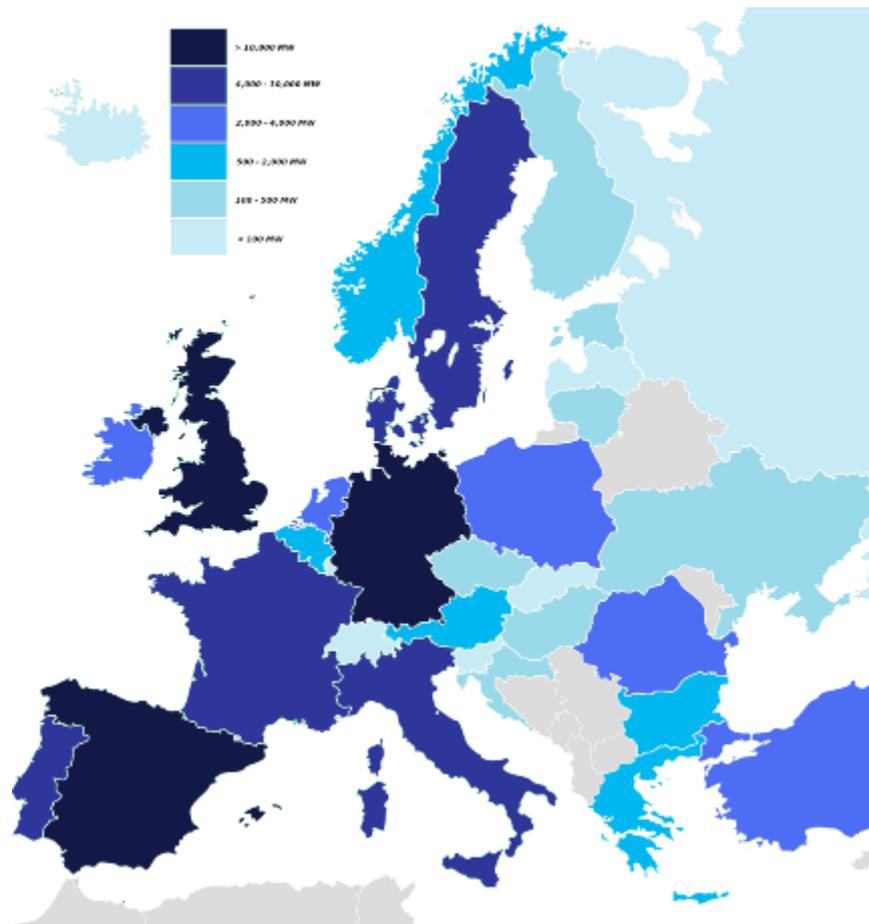
[kg CO₂ / kWh elec]



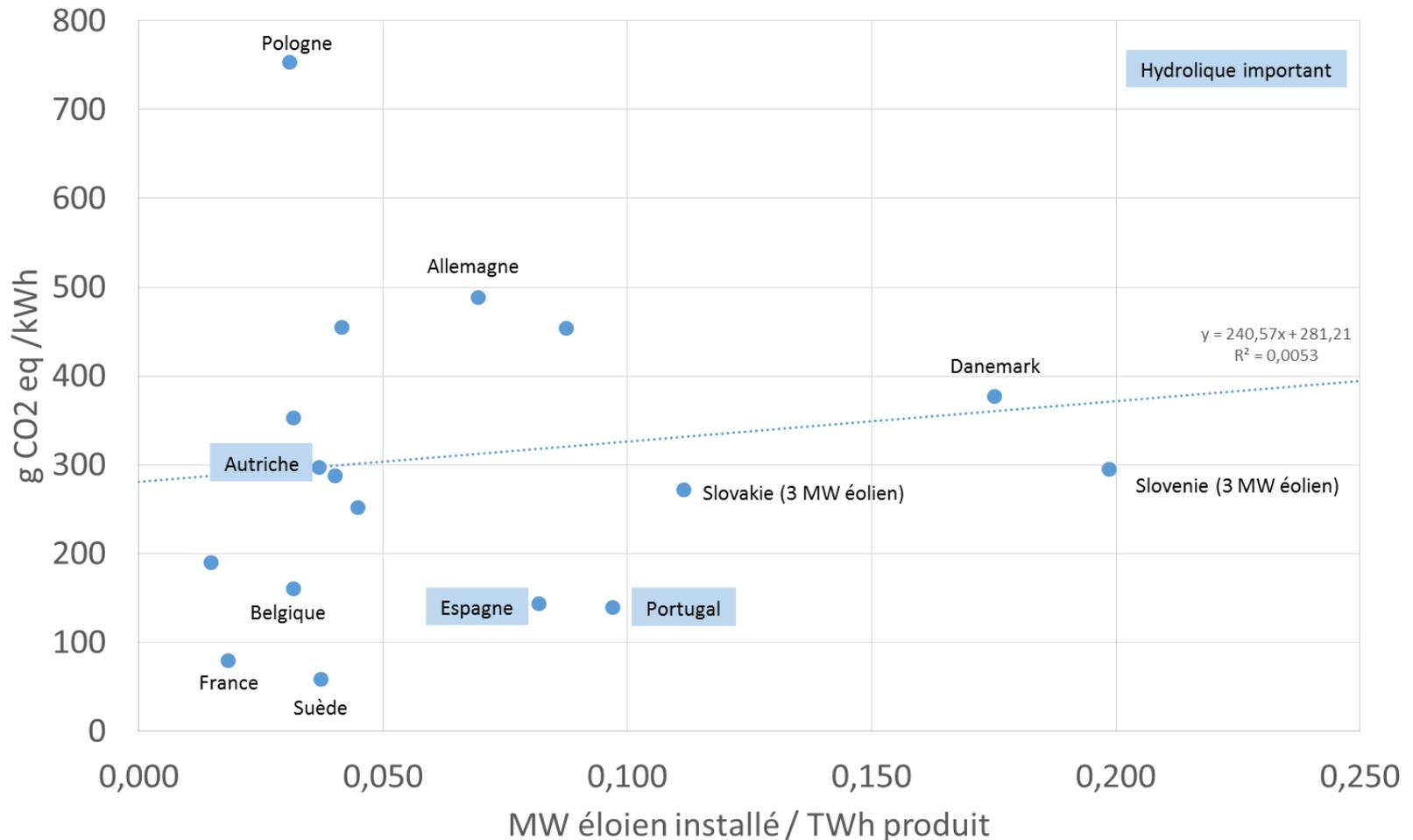




CO₂ émis par la production électrique



Puissance éolienne installée



Corrélation très faible avec une tendance à la hausse du CO₂ avec l'éolien, en l'absence de système de stockage ou de forte dépendance aux énergies fossiles.

a) Coût électricité

b) Co₂

c) Onshore



d) Offshore

e) Prix de revient

Tableau 2. Détail du tarif d'achat éolien aux termes de l'arrêté du 17 novembre 2008

DAFR	Tarif pour les 10 premières années (€/MWh)	Tarif pour les 5 années suivantes (€/MWh)
2 400 h et moins	82	82
Entre 2 400 h et 2 800 h	82	Interpolation linéaire
2 800 h	82	68
Entre 2 800 h et 3 600 h	82	Interpolation linéaire
3 600 h et plus	82	28

CRE 2014

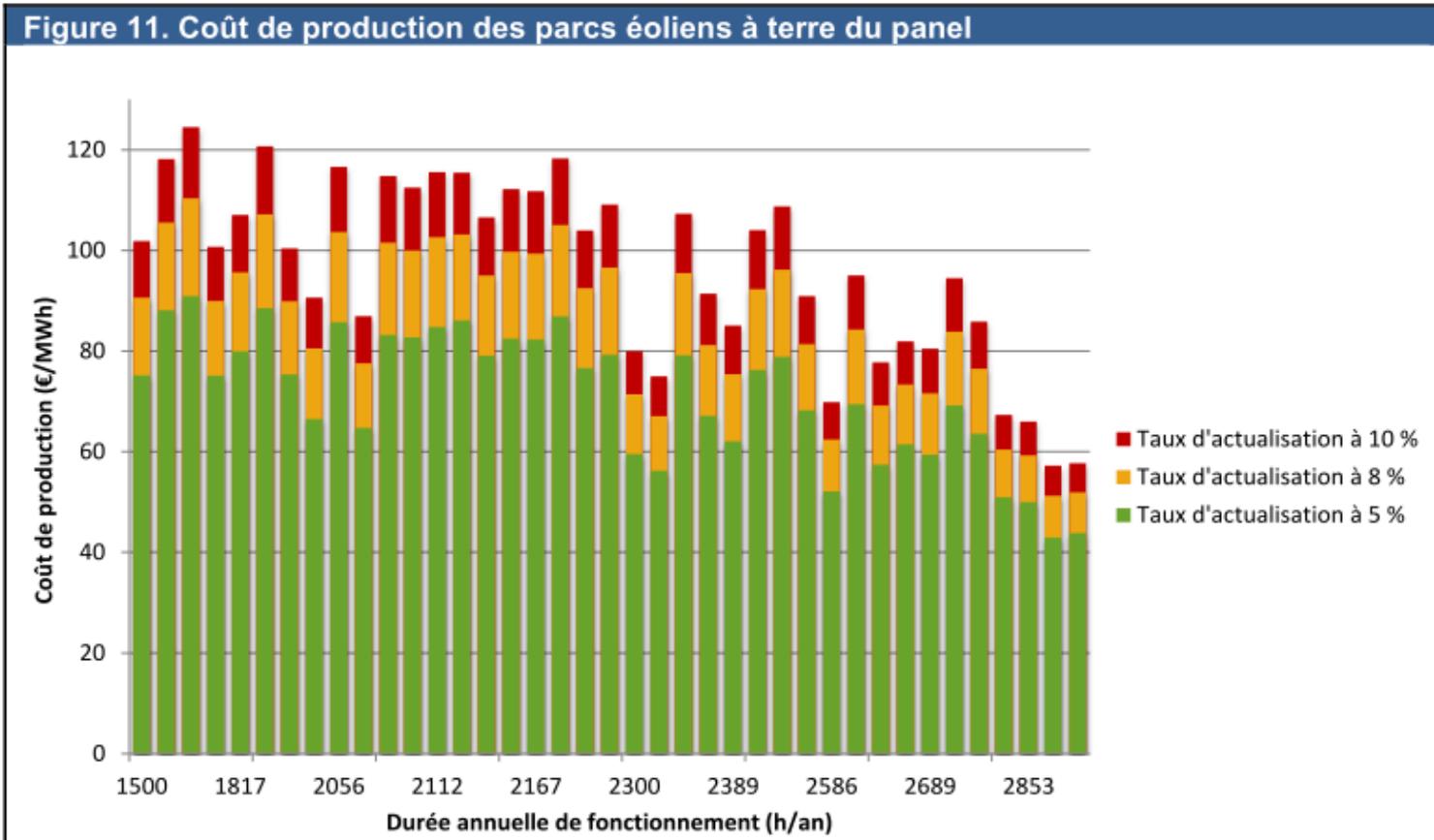
Formule de réactualisation

$$(0,98)^n \times \left(0,5 \frac{ICHTTS1}{ICHTTS1_0} + 0,5 \frac{PPEI}{PPEI_0} \right)$$

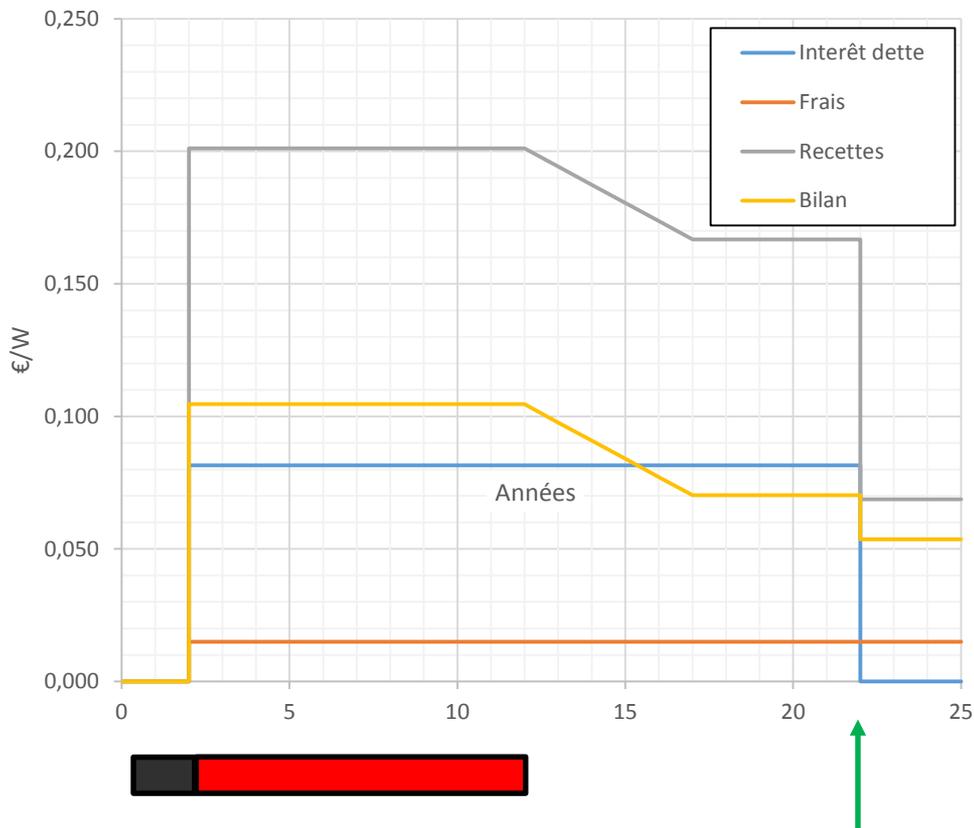
Prix moyen payé en 2012 :
86 €/MW

ICHTTS1 est l'indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques,

PPEI est l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie.



80 % des projets du panel bénéficient du tarif de base correspondant à l'année 2009, soit 86,16 €/MWh. CRE 2014



Construction 8,2 c/kWh

Fin du prêt

Loi POPE (2006) : 8,2 c€/kWh si < 10 ans et pour les 5 années suivantes;
 Tarif maintenu à 8,2 c€/kWh pour les sites produisant 2400 h/an ou moins;
 Tarif à 6,8 c€/kWh pour les sites produisant moins de 2800h/an;
 3,2 c€/kWh pour les sites produisant moins de 3600 h/an;
 2,3 c€/kWh ensuite.

2016

Données

Investissement	1,5€/W
Frais annuel	1%
Facteur de charge	28%
Durée de construction	2 ans
Durée de vie	20 ans
Taux d'actualisation	8%
Rachat <10ans	0,082€/kWh
Rachat >15ans	0,068€/kWh
Rachat >20ans	0,028€/kWh

Résultats

Rendement annuel	%
Taux d'actualisation	8
sur 20 ans	5
après 20 ans	4

8% sur 21 ans : $1,08^{21} = 5!$

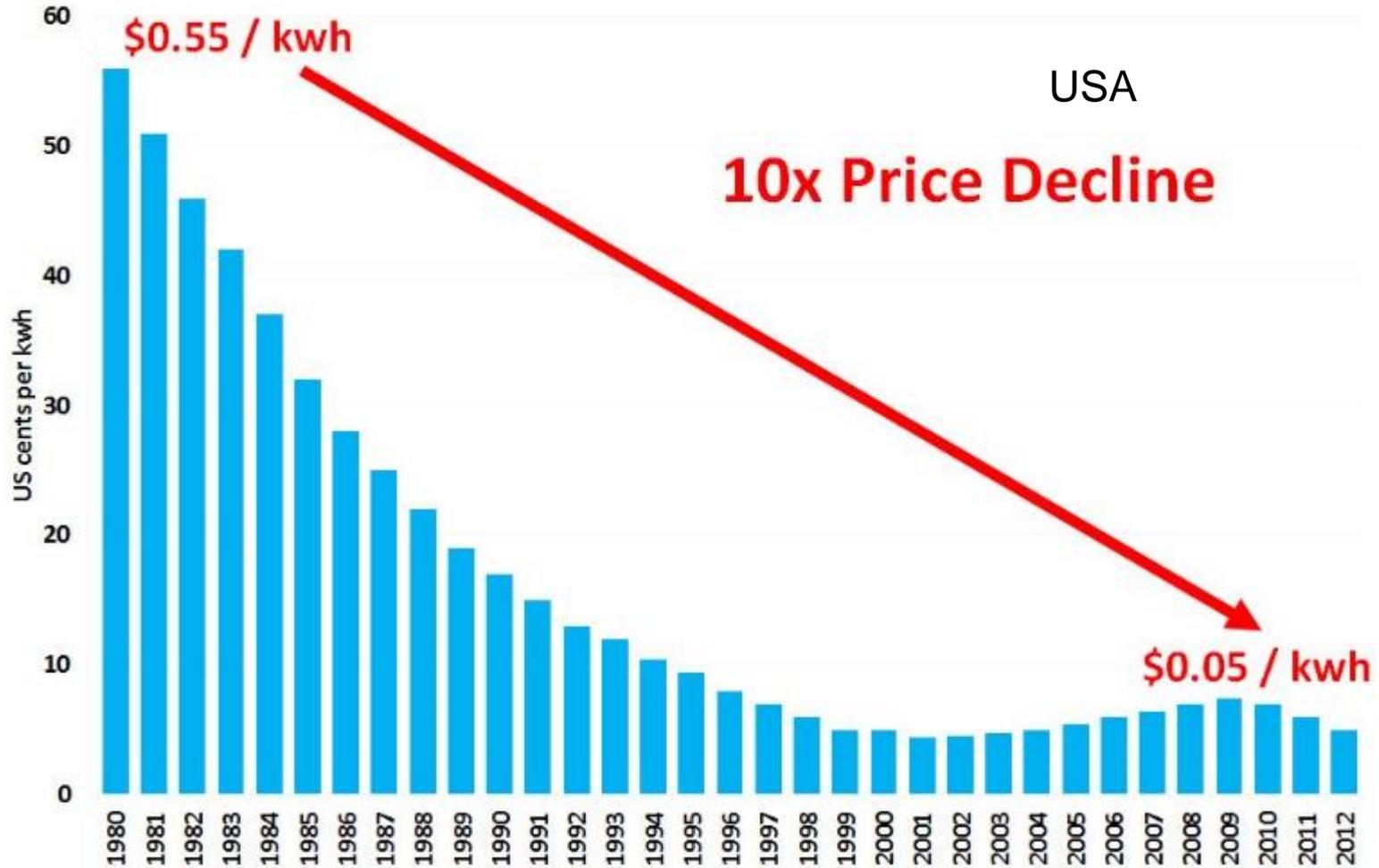
1,5€ pour la machine et 
 7,5€ pour le banquier - assureur
 - 35% impôts (sauf société offshore)

étapes	Objet	Durée [ans]
1	Promesse de bail si le projet aboutit	0,5
2	Certificat projet (programme des études)	0,5
3	Études (500 à 1000p) : vent (mât de mesure), bruit (mesure ambiante, étude de bridage), environnement (oiseaux), photo montage, géologique, hydraulique...	3
4	Validation du dossier	0,5
5	Enquête d'utilité publique	0,1
6	Commission et avis du préfet	0,2
7	Permis de construire	0,2
8	Temps de la contestation	~1
Bilan	Duré	6



60% des projets n'aboutissent pas!

Sites protégés Natura 2000: habitat bleu & oiseaux rouge sur la carte ci-dessus.



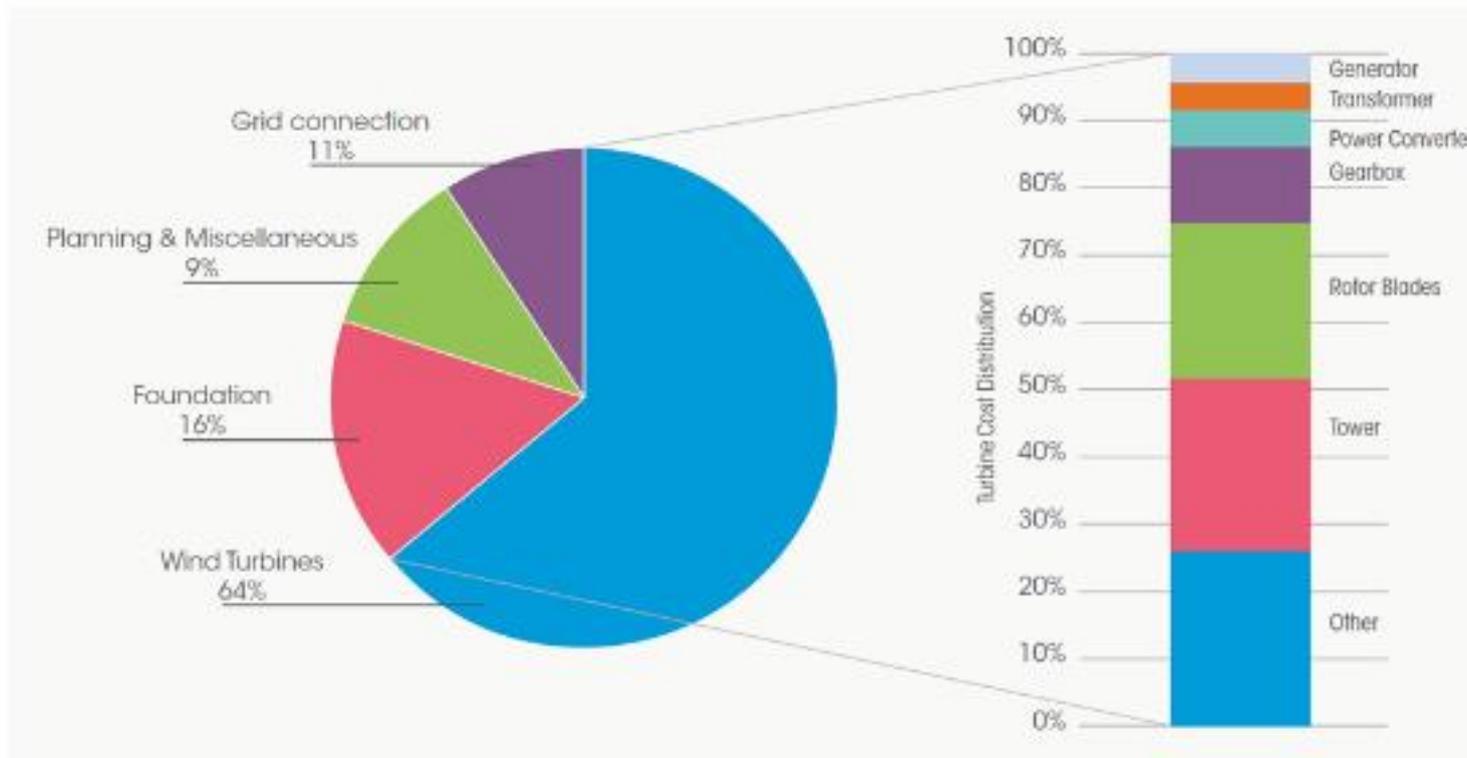


FIGURE 4.1: CAPITAL COST BREAKDOWN FOR A TYPICAL ONSHORE WIND POWER SYSTEM AND TURBINE

Source: Blanco, 2009.

2012

a) Coût électricité

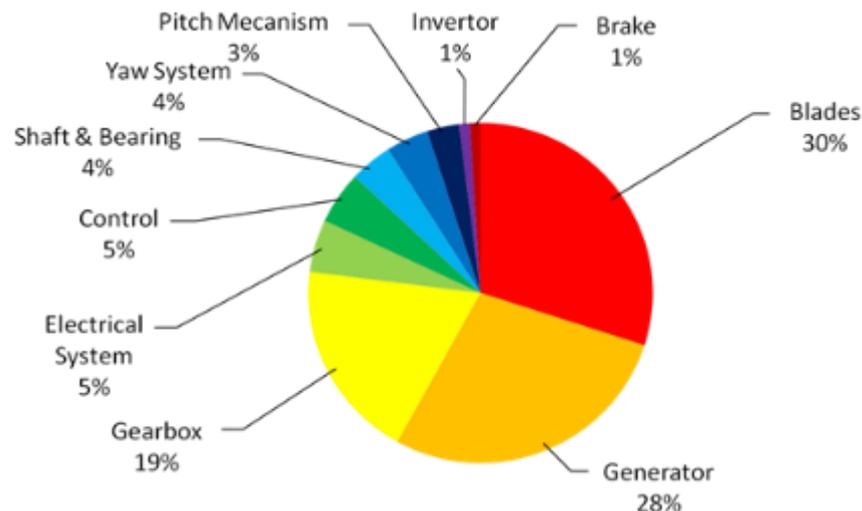
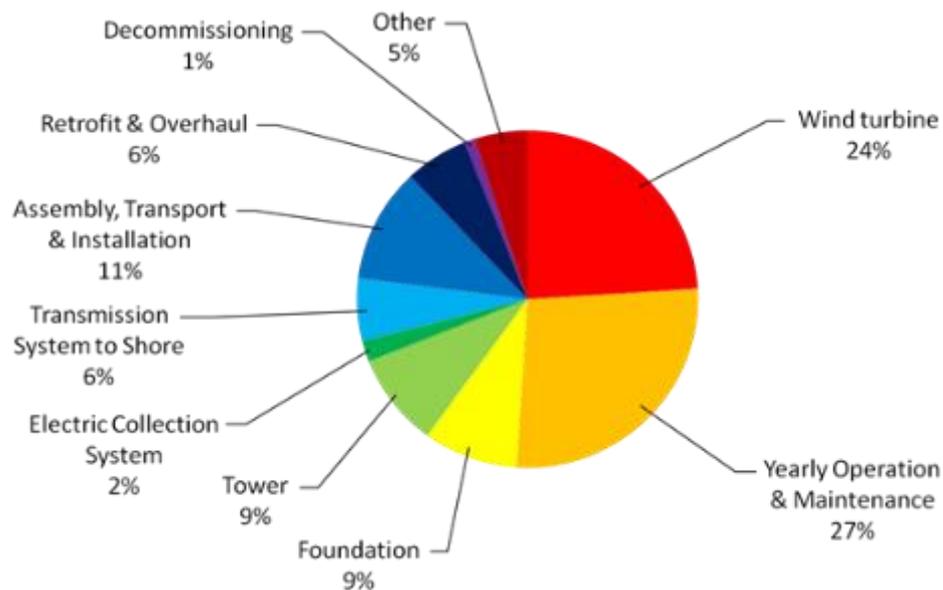
b) Co₂

c) Onshore

d) Offshore

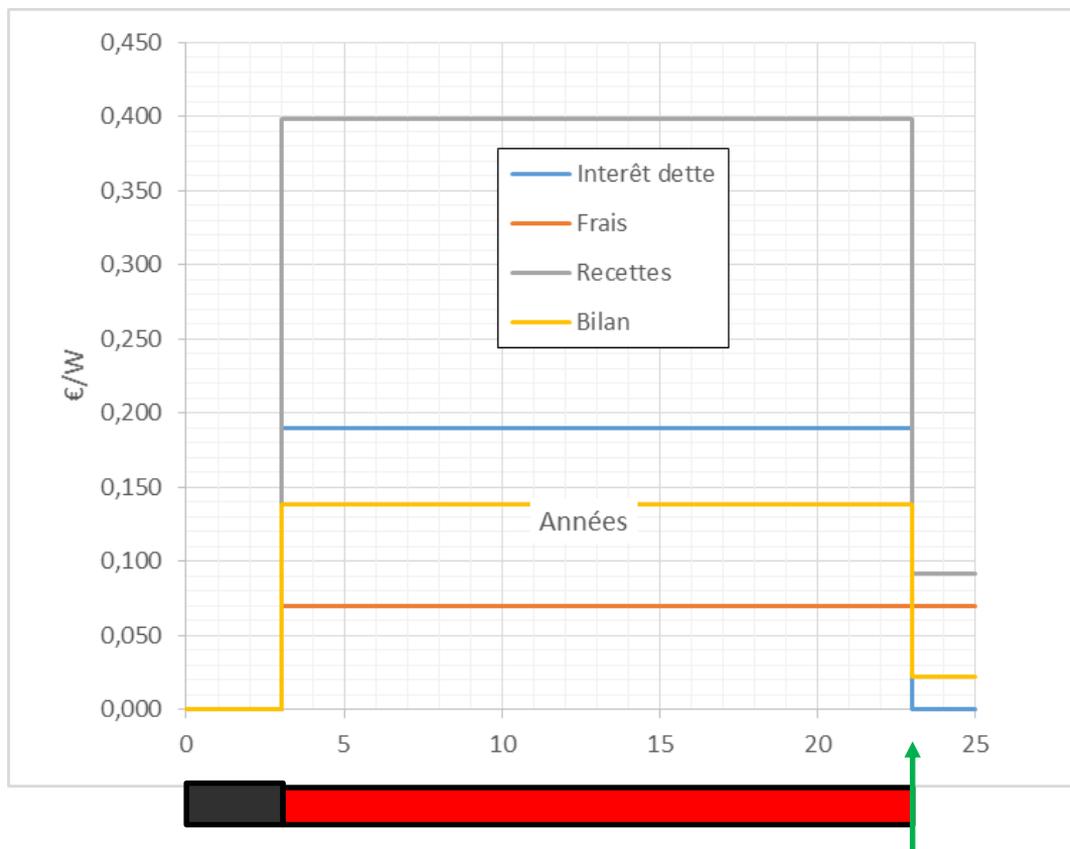


e) Prix de revient



Ventilation des coûts sur cycle de vie de la ferme éolienne offshore de référence DOWEC 500 MW ([Queval2013] d'après [Herman2003]).

Ventilation des coûts annuels d'exploitation et de maintenance de la ferme éolienne offshore de référence DOWEC 500 MW ([Queval2013] d'après [Rademakers2003]).



Construction 130 c/kWh Fin du prêt

Le résultat de l'appel d'offre a donné des prix proposés entre 160 et 200 €/MWh.

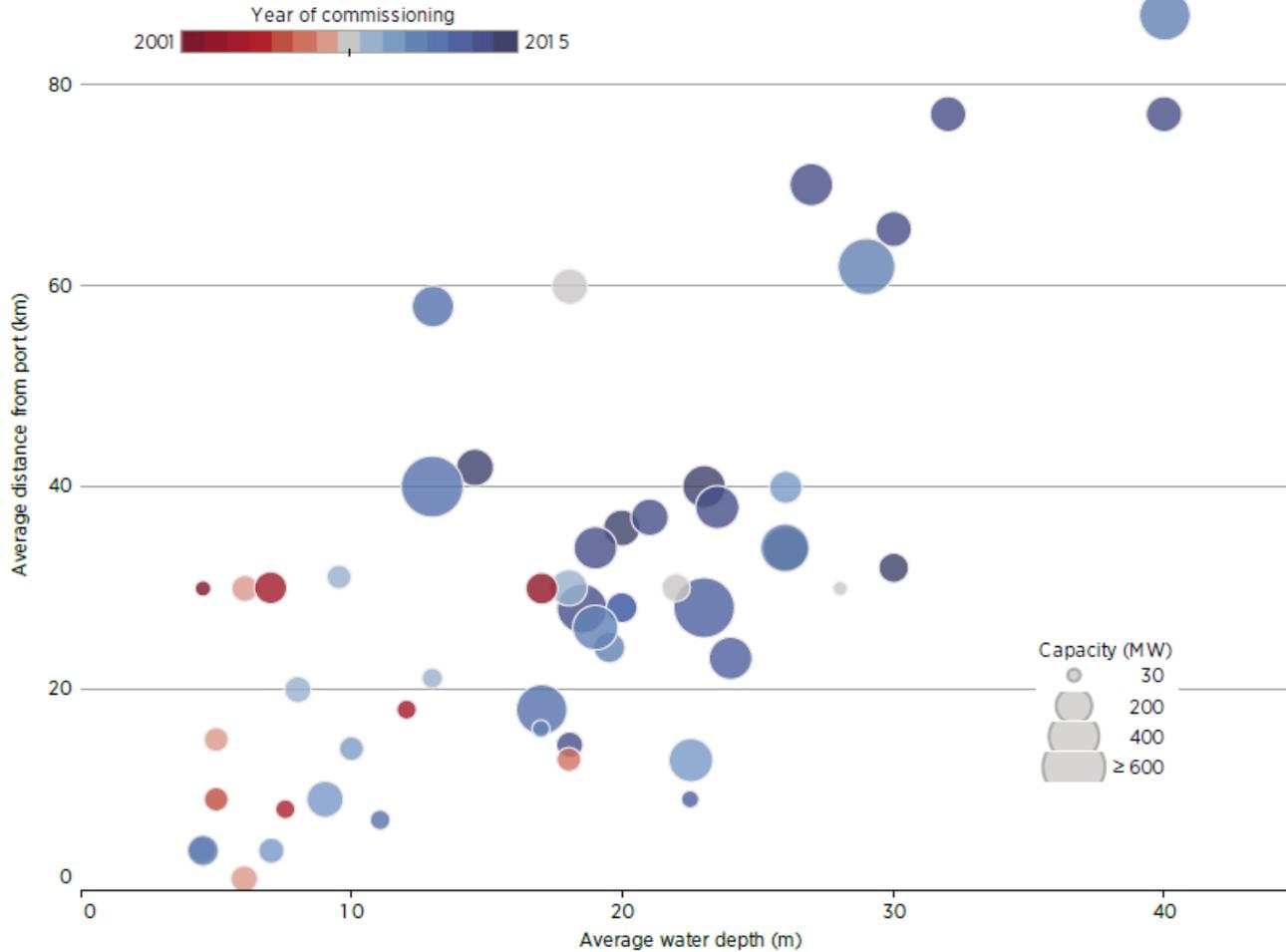
Données

Investissement	3,5€/W
Frais annuel	2%
Facteur de charge	35%
Durée de construction	3ans
Duré de vie	20ans
Taux d'actualisation	8%
Rachat <10ans	0,13€/kWh
Rachat >20ans	0,03€/kWh

Résultats

Rendement annuel	8 %
Taux d'actualisation sur 20 ans	3
après 20 ans	4

FIGURE 31: OFFSHORE WIND FARM PROJECTS WATER DEPTH AND DISTANCE FROM PORT, 2001-2015



Source: IRENA Renewable Cost Database.

- a) Coût électricité

- b) Co2

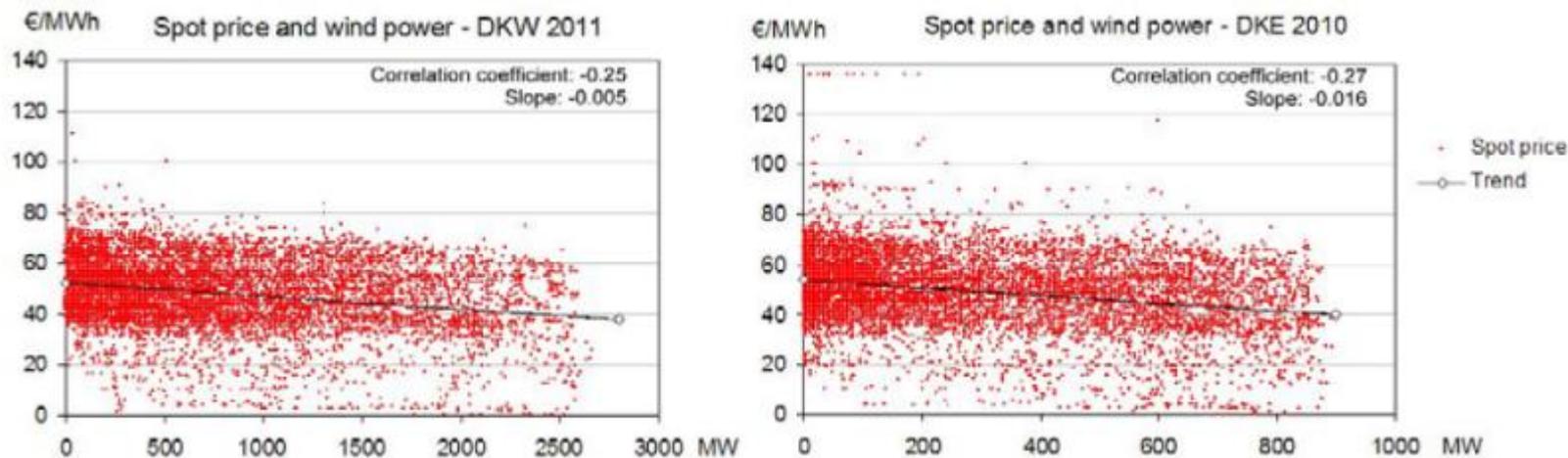
- c) Onshore

- d) Offshore

- e) Prix de revient

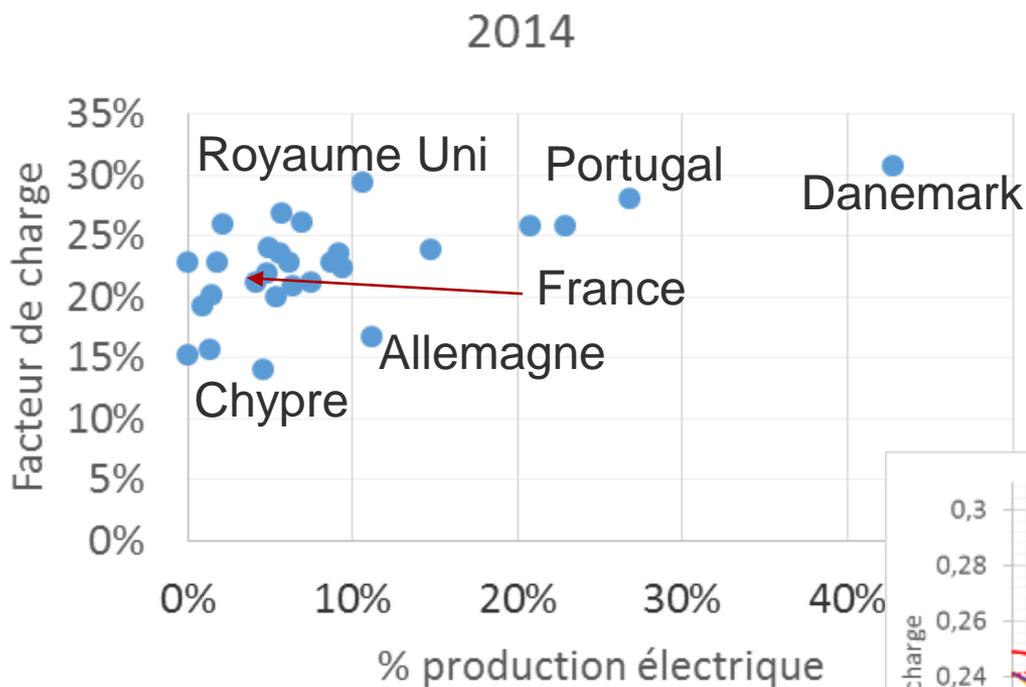


Prix spot horaire du marché et puissance du vent sur l'année (W et E Damemark).



La puissance du vent a un impact sur le prix du marché de l'électricité « spot » de 2 façons:

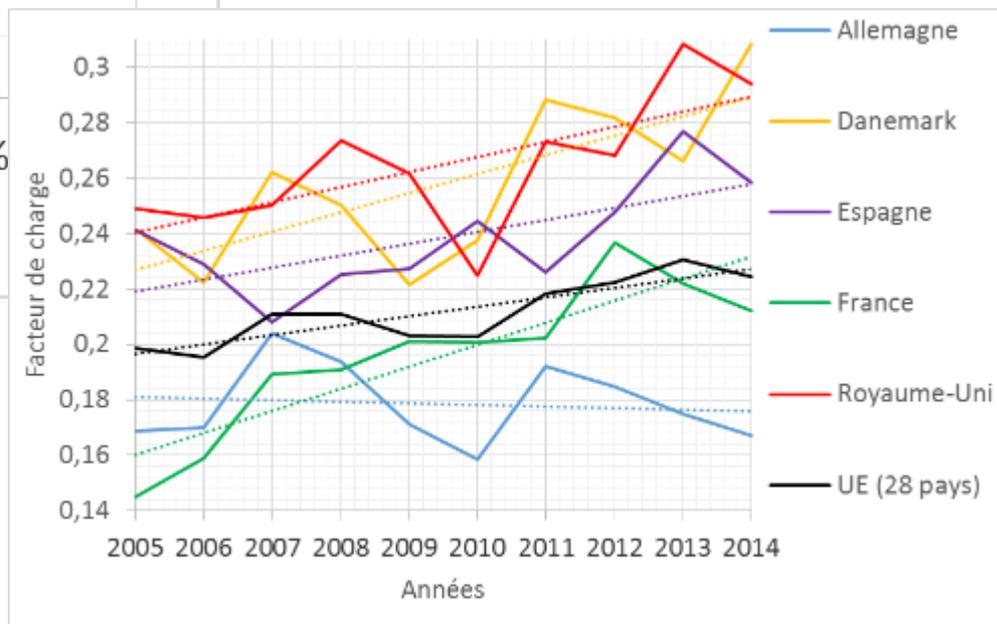
- augmentation de la production éolienne peut réduire les prix.
- la volatilité du vent augmente le prix du marché.



- Fort potentiel de croissance au Royaume Uni et au Portugal.
- Investissement récent pour Chypre (2010).

Accroissement du facteur de charge après les mises aux point du démarrage.

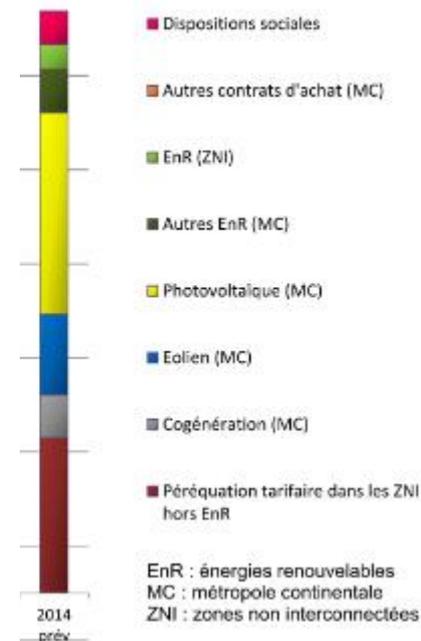
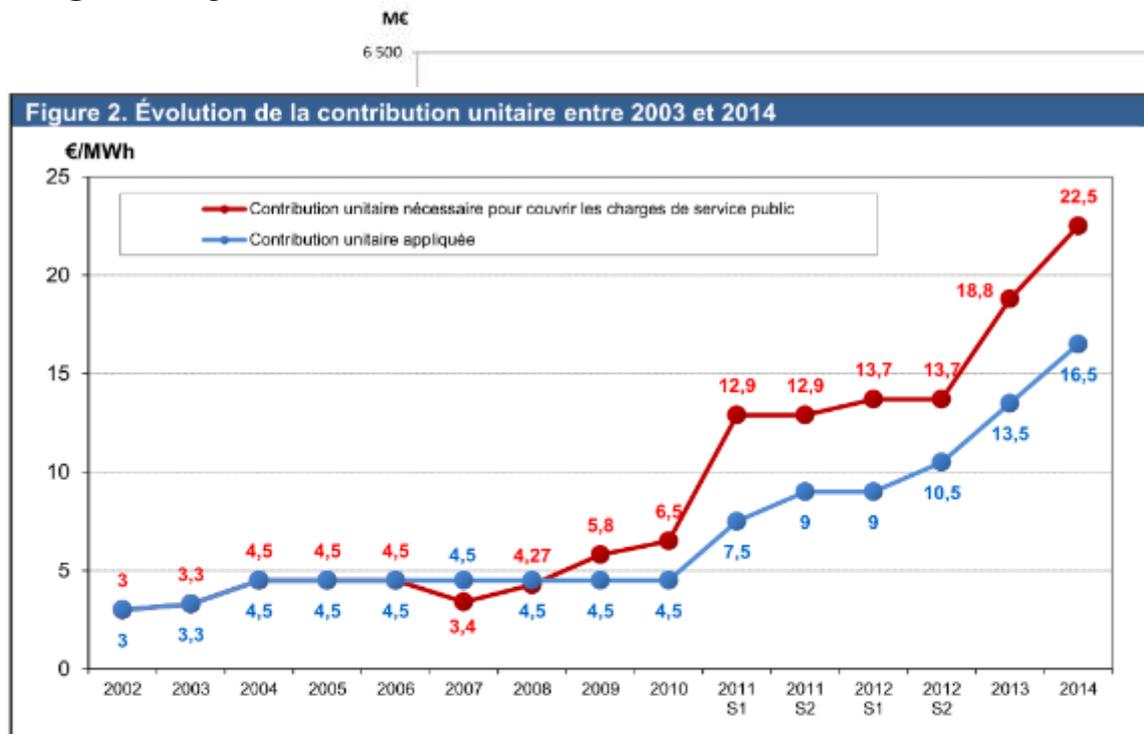
Les derniers investissements sont non pertinents en Allemagne



CSPE : Contribution au Service Public de l'Électricité



CRE 2014



La part de la contribution unitaire liée au soutien aux ENR et à la cogénération évolue dans les mêmes proportions que leur contribution respective au total des charges à compenser. Ainsi, avec une contribution unitaire fixée à 16,5 €/MWh pour l'année 2014, les parts de la contribution liées au soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération s'élèvent respectivement à 9,6 et 1,1 €/MWh.

Le soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération représente respectivement 0,9 % de la facture annuelle moyenne TTC d'un client résidentiel type⁸.

EnR = +10% sur votre facture

- **Introduction progressive de mécanismes fondés sur le marché :**
Mise en place de procédures de mise en concurrence sur les nouvelles capacités de production d'électricité (1 juillet 2017; > 3 MW ou 3 éoliennes). Les lignes directrices prévoient aussi le remplacement progressif des prix fixes de rachat par des primes de rachat. Les aides rétribuent uniquement la disponibilité du service garantie par le producteur, c'est-à-dire aucune rémunération par MW non prévu.
- **Promotion de la compétitivité de l'industrie européenne :**
Possibilité de réduire les taxes des Enr pour un nombre limité de secteurs énergivores (20% de la valeur ajoutée) ; industries à forte concurrence internationale (surcoût de 4% sur 3 grands pays).
- **Soutien aux infrastructures énergétiques transfrontalières :**
Améliorent les flux d'énergie transfrontaliers, notamment dans les régions les moins développées d'Europe.
- **Garantir une production électrique suffisante :**
lorsqu'il existe un risque réel de déficit de capacité de production d'électricité.

COMMISSION EUROPÉENNE (2014/C 200/01)

Il est notamment prévu qu'au cours de la période comprise entre 2020 et 2030, les sources d'énergie renouvelables déjà implantées permettront d'alimenter le réseau à des prix compétitifs, ce qui implique que les subventions et les exemptions des responsabilités en matière d'équilibrage devraient être supprimées de manière dégressive.

Les règles sont les suivantes:

- L'aide est octroyée sous la forme d'une prime s'ajoutant au prix du marché (prime) auquel les producteurs vendent leur électricité directement sur le marché.
- Les bénéficiaires sont soumis à des responsabilités standard en matière d'équilibrage, sauf s'il n'existe pas de marchés d'équilibrage intra journaliers concurrentiels.
- Des mesures sont mises en place pour faire en sorte que les producteurs ne soient pas incités à produire de l'électricité à des prix négatifs.

Cahier des charges :

1) Engagement de production J+1:

Prévoir à J+1 la puissance fournie (à $\pm 15\% P_n$).

Décote de 50% hors plage de tolérance.

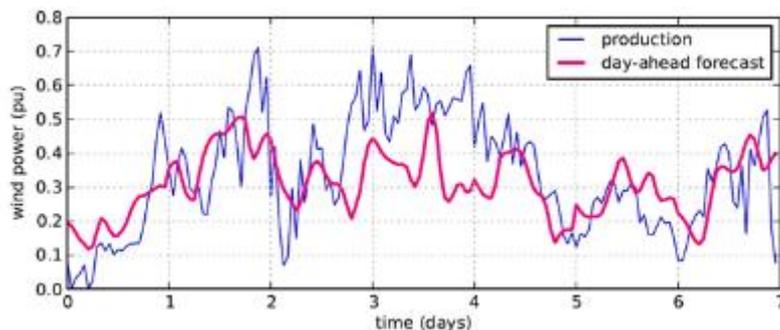
2) Variations de la puissance:

Puissance stable sur plages de 30 min.

puis variation de puissance $< P_n/10$ min.

3) Réserve primaire 15 min.:

La puissance injectée doit être ajustée jusqu'à $\pm 10\%$ en fonction de la fréquence du réseau.



Temps de réaction pour la substitution :

STEP 1 min.

Charbon 5 min.

TGV 30 min.

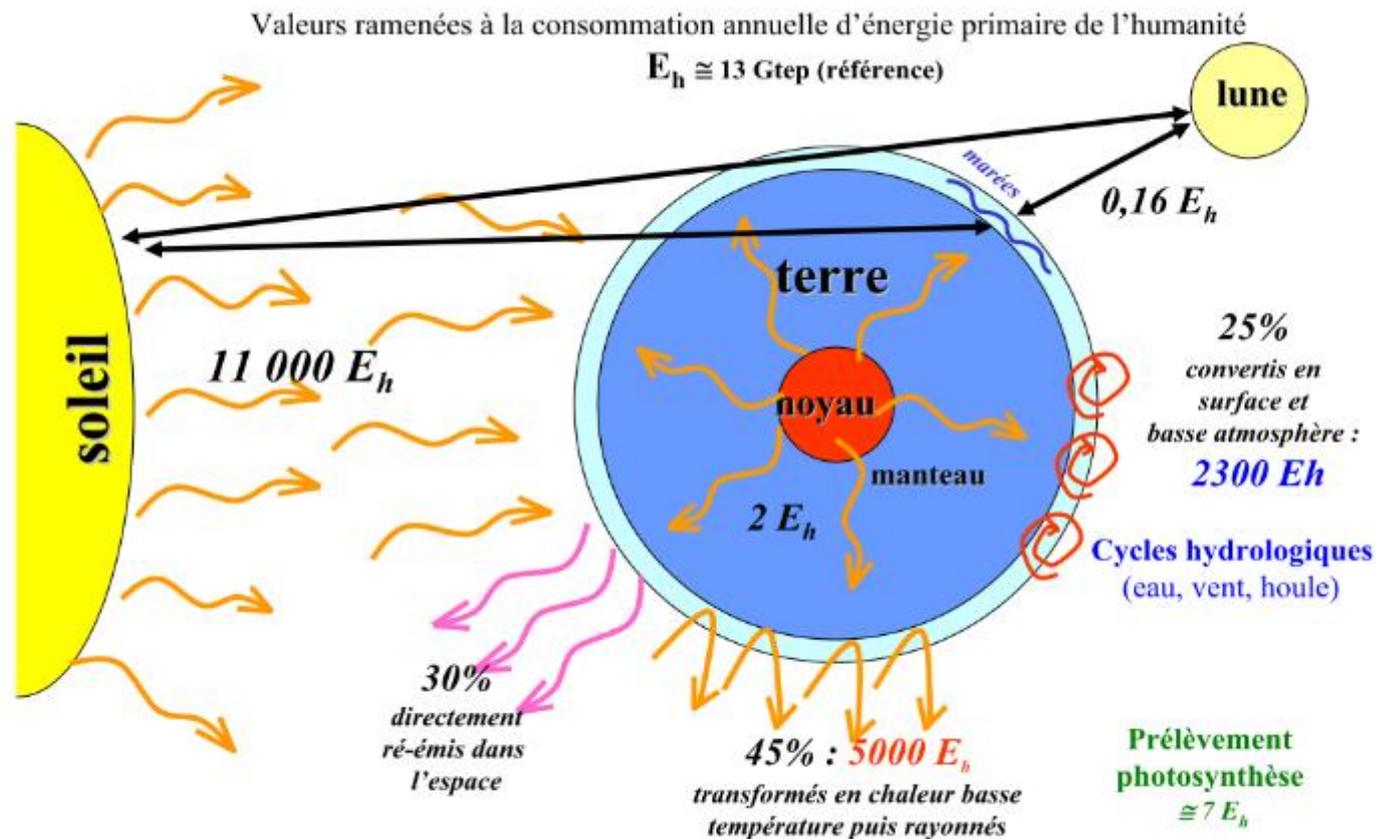
Rachat à 180 €/MWh (février 2012)

cf. 82 €/MWh (éolien terrestre)

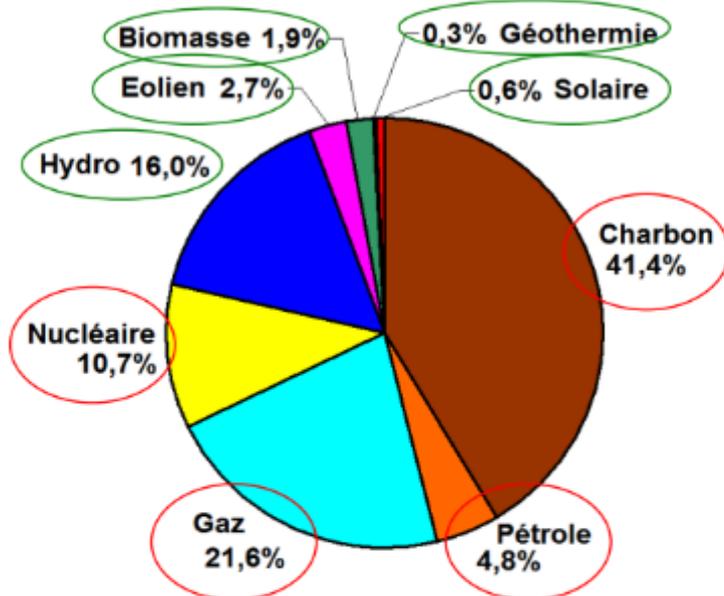
Prévision à J+1 (Grand Maison Guadeloupe;
sans système de stockage)

- 1) Historique
- 2) Différents types
- 3) Intermittence des vents
- 4) Stockage d'énergie
- 5) Coût
- 6) Bilan





23 230 TWh (+3,4% moy. 10 ans)



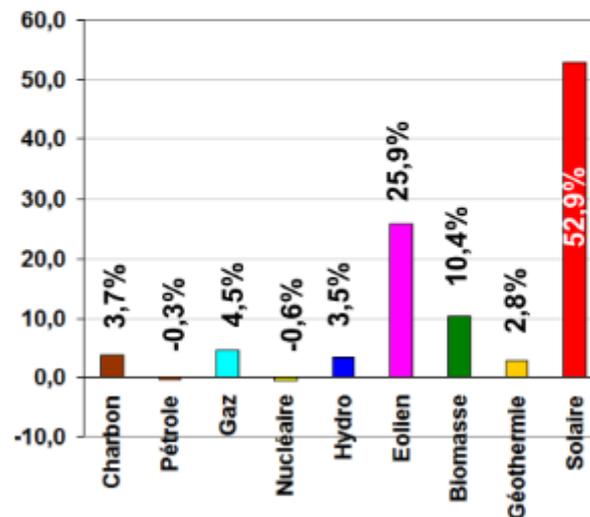
**78,5% d'origine non renouvelable
+ 2,9% par an sur 10 ans**

67,8% fossile (+ 3,6% par an sur 10 ans)
10,7% fissile (- 0,6% par an -----)

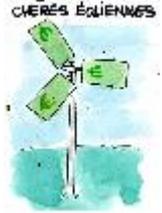
2013

**21,5 % d'origine renouvelable :
+ 5,5% par an sur 10 ans**

Evolution moyenne en % par an sur 10 ans (2003-2013)



- Le marché est déstabilisé (cf. prix négatif) et fragilisé (EDF en quasi faillite : aujourd'hui de l'hydraulique ne fonctionne pas en France par manque de fond pour effectuer la maintenance).
- Avec 13% de production éolienne, l'Allemagne utilise tous les sites rentables (cf. facteur de charge).
- L'avenir de l'éolienne est dans l'offshore qui pourrait baisser jusqu'à 80€/Mwh. Mais quel sera en plus le coût du stockage associé?
- Les perspectives de développement sont là, mais dans le cadre d'une énergie plus chère: Le coût du MWh pour la centrale d'Hinkley Point en Angleterre est de 92,5 £, soit **106 €/MWh**.
- Quel sera l'éolienne de demain? Avec un ballon d'hélium ou un générateur supraconducteur?



ECCO
Windspeed



2016



Prix kWh × **3**



enfin pour les particuliers!

- L'éolien attire les foules : un sujet de stage (« Éolienne supra en MgB₂ » master 2) et 30 CV arrivent. Mais désistements des 5 premiers candidats sélectionnés...
- Un regroupement de partenaires s'est fait sur Paris Saclay autour de l'éolien supraconducteur: ÉolSupra 20.
 - 1 stage de Master ;
 - 1 post doc sur 1 an ;
 - 1 dépôt ANR en cours....

