



L'intermittence en France et en Europe

Jean-Pierre Pervès

Données statistiques:

- Eco2mix RTE
- <https://www.entsoe.eu> Europe

LA LOI SUR LA TRANSITION ENERGETIQUE

Des évolutions considérables

- **Energies renouvelables: 32 % de la consommation finale brute d'énergie en 2030**
 - 4,3 fois plus vite annuellement qu'entre 1990 et 2013 sachant qu'hydraulique et biomasse évolueront peu**

- **Electricité: 40% d'énergies renouvelables**
 - **2015: 16,8 %**
 - **dont 12,6 % d'hydraulique**
 - **et 4,2 % d'éolien et solaire**

La Loi sur la Transition énergétique:

Un seul tableau
chiffré,
imprécis,
fourre tout
pour 330 pages
et 64 articles
(loi + études impact)

Scénario LPTE (hypothèse centrale)

Impact macroéconomique			
LPTE (écart à la référence, en %)	2012	2020	2030
PIB en volume	0.0	0.8	1.5
Emploi salarié en milliers	0	103	220
Taux de chômage (en points)	0.0	-0.4	-0.7
Balance commerciale (en points du PIB)	0.0	0.0	-0.1

LPTE	2012	2020	2030
Consommation finale d'énergie (Mtep)	154	149	136
Consommation d'énergie fossile (Mtep)	128	108	86
Emissions de CO2 (MtCO2)	417	359	283
Part des énergies renouvelables	13%	20%	33%

2030 / 2012 : -33%
2030 / 1990 : -39%

Consommation énergétique (Mtep)	2012	2020	2030
Produits pétroliers TOTAL	67	61	49
Pétrole	65	56	43
Biocarburants et biogaz	3	5	5
Electricité TOTAL	38	40	40
Nucléaire	29	29	20
Fioul	0	0	0
Combiné gaz	2	1	2
Charbon	1	1	0
Eolien, hydrolien	1	2	8
Solaire	0	1	3
Hydraulique et step	4	6	6
Cogénération	0	1	2

2030 / 2012	Mix 2030
-27%	
-33%	89%
99%	11%
7%	
-30%	50%
-99%	0%
26%	5%
-100%	0%
650%	19%
992%	7%
39%	15%
346%	4%

Gaz et autres TOTAL	44	43	42
Gaz naturel	32	28	19
Bois	10	13	14
Autres	3	2	8
Charbon	5	5	6
TOTAL consommation énergétique (Mtep)	154	149	136
TOTAL y.c. hors énergétiques (Mtep)	166	162	150

-6%	
-40%	46%
51%	34%
198%	5%
7%	
-12%	
-10%	

Facture énergétique (en niveau)	2012	2020	2030
Ménages (part du revenu disponible)	6.7%	6.6%	6.8%
Facture énergétique de la France (Md€ constants)	68.7	69.2	64.1

2030 / 2012
0.1 pt
-7%

<http://www.legifrance.gouv.fr/affichLoiPreparation.do?idDocument=JORFDOLE000029310724&type=general&typeLoi=proj&legislature=14>

Un scénario RTE conforme aux objectifs de la loi

Données RTE SDDR et Objectifs LTE secteur électrique	Réalisé 2013 (RTE)		Projections 2030 (RTE nouveau mix)	
	GW	GWh	GW (RTE)	GWh (JPP)
Production nette de la France (RTE)		550900		516400
Dont exportations		47200		26300
Consommation annuelle hors pompage		495000		481000
Eolien on shore (efficacité 23%)	7,83	15900	27,6	55300
Eolien offshore (efficacité 35%)	0	0	9	27100
Solaire (efficacité 13,4%)	3,927	4600	24,1	28300
Hydroliennes (efficacité 30%)	0	0	3	7800
Hydraulique (moyenne sur 7 ans)	25,4	65000	27,2	70159
dont fil de l'eau	8		8	
autres sources renouvelables	1,5	6300	1,8	8000
Total ENR	39,34	91800	93	196000
Ratio GWh EnR/GWh total		16,7%		39,1%
dont pompage				9000
nucléaire (50% production en 2030)	63,1	403700	37,6	258200
Ratio GWh nucléaire/GWh total		73,3%		50,0%
EnR + nucléaire		495500		460200
Fossiles (déduit du bilan en 2030)	25,6	44700	27,9	56200
Ratio GWh fossiles/GWh total		8,1%		10,9%
Puissance installée totale	128		158	

-10 %

} 36,6 GW

24,1 GW

3,0 GW

63,7 GW

117500 GWh

Electricité intermittente

(base juin 2015-RTE)

- Eolien de 9,8 à 36,6 GW (x3,8 ou 2 GW/an) dont 9 Offshore
- Photovoltaïque de 5,7 à 24,1 GW (x 4,2 ou 1,3 GW/an)
- Hydroliennes de 0 à 3 GW

Total de 15,5 à 63,7 GW (x 4,1 ou 3,5 GW/an)

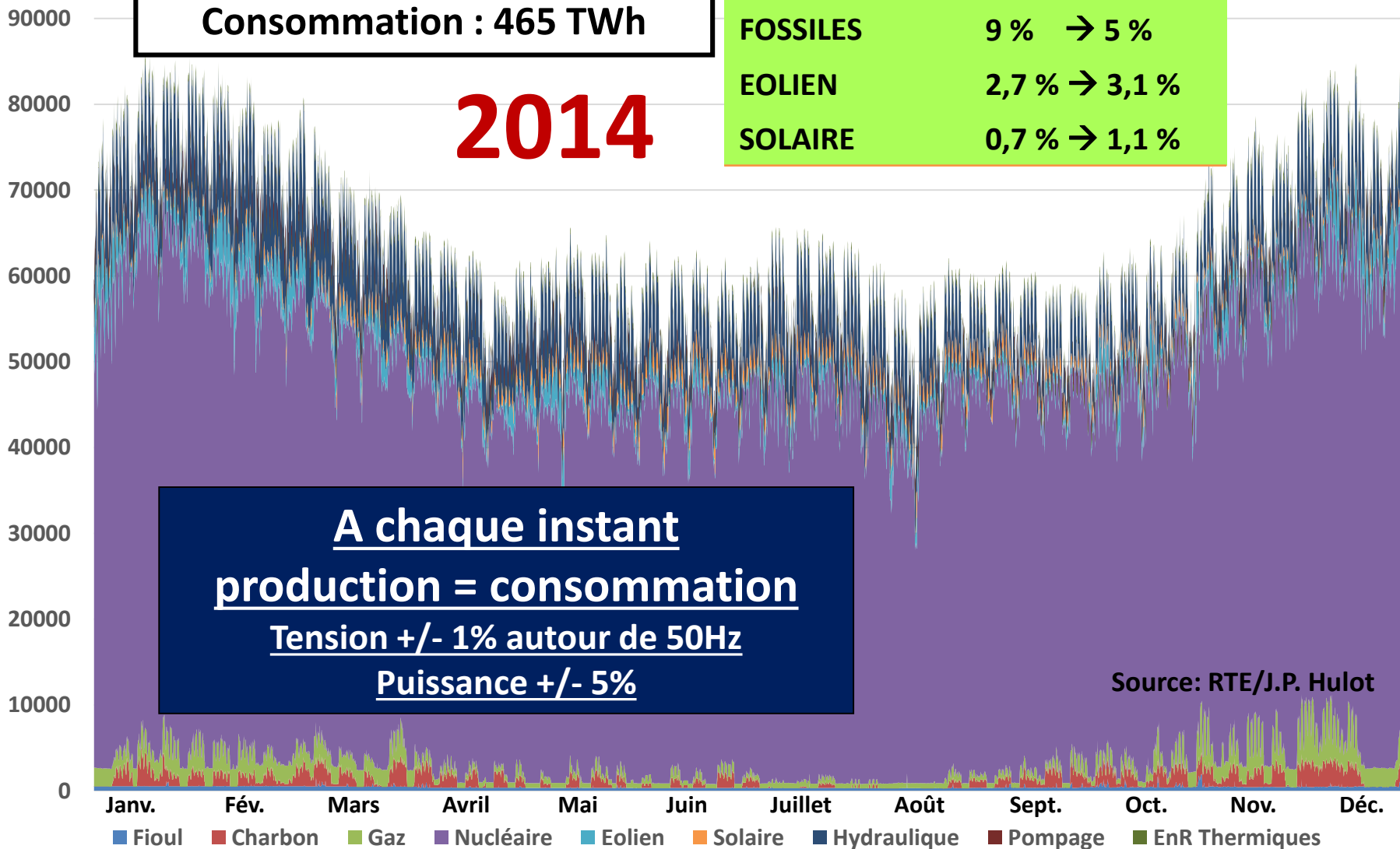
→ Production: 117 GWh

**Et arrêt de 32 réacteurs de 900 MW
(barres grises pour suivi de charge)**

**Puissance 129 GW –
Production: 541 TWh
Exportations: 65 TWh
Consommation : 465 TWh**

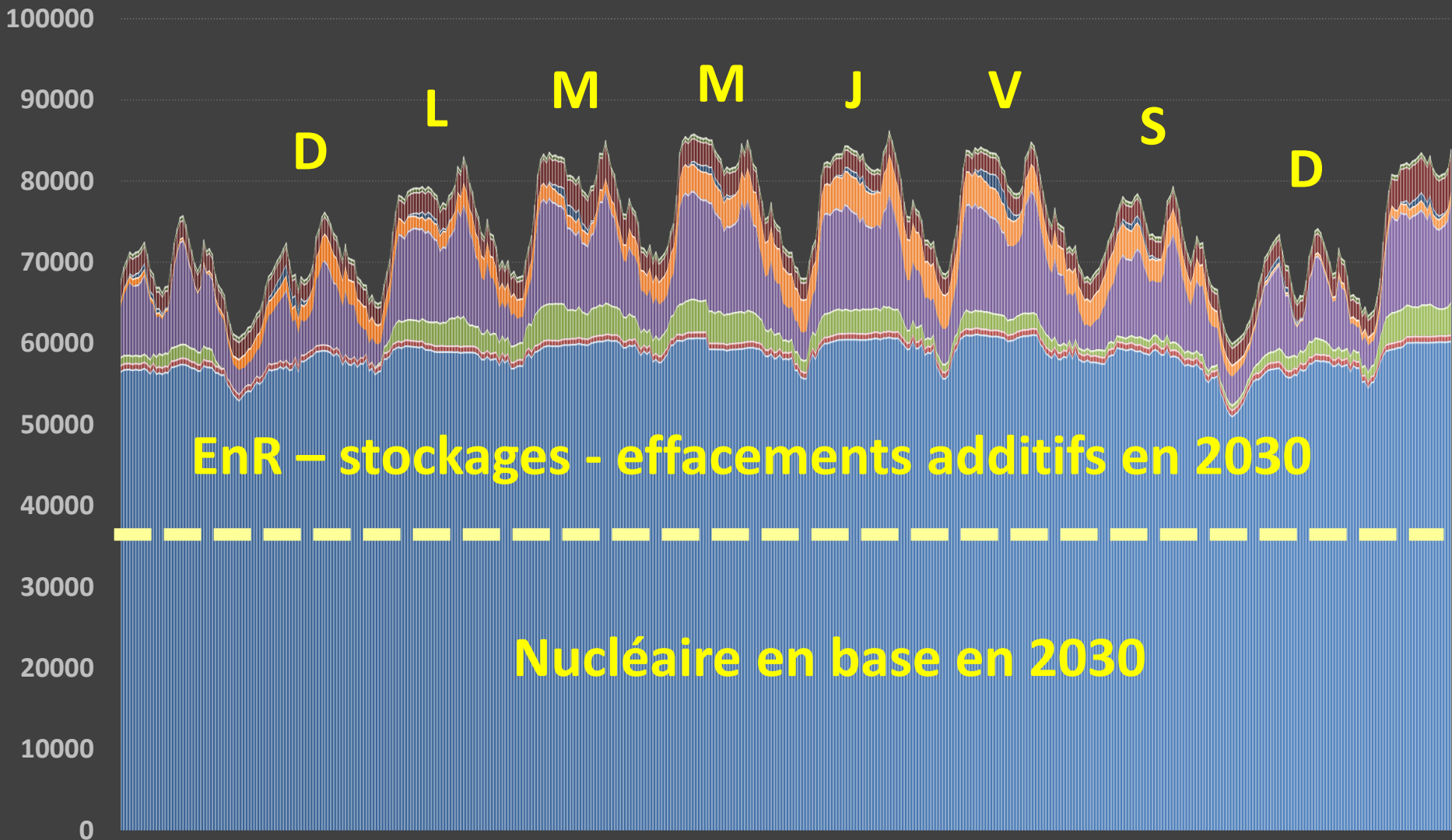
	<u>2013 → 2014</u>
NUCLEAIRE	75 % → 77 %
HYDRAULIQUE	12 % → 12,6 %
FOSSILES	9 % → 5 %
EOLIEN	2,7 % → 3,1 %
SOLAIRE	0,7 % → 1,1 %

2014



Production 3ème semaine de janvier 2014

■ Nucléaire ■ EnR Thermiques ■ Charbon ■ Hydraulique ■ Pompage ■ Eolien ■ Solaire ■ Gaz ■ Fuel



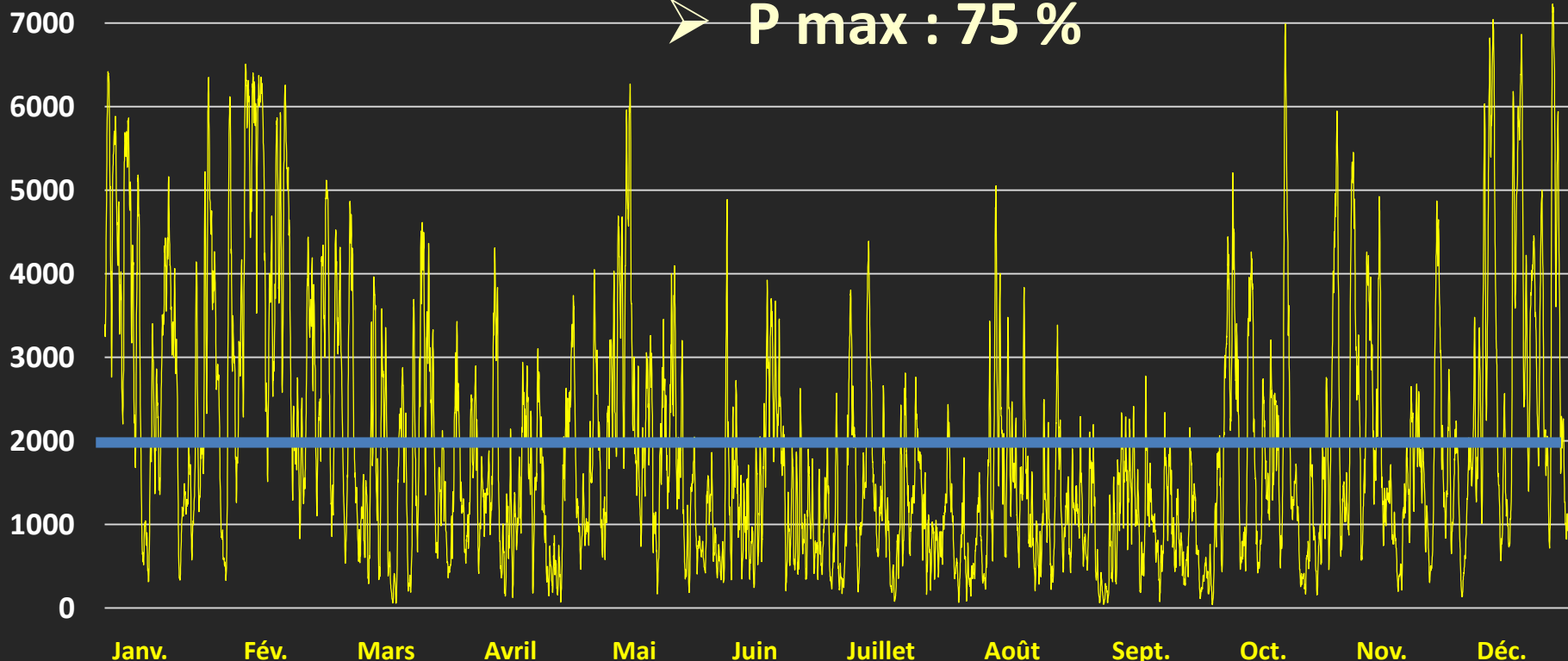
L'éolien: de 9100 MW à 37000 GW en 2030

Pas de corrélation production/consommation

2014

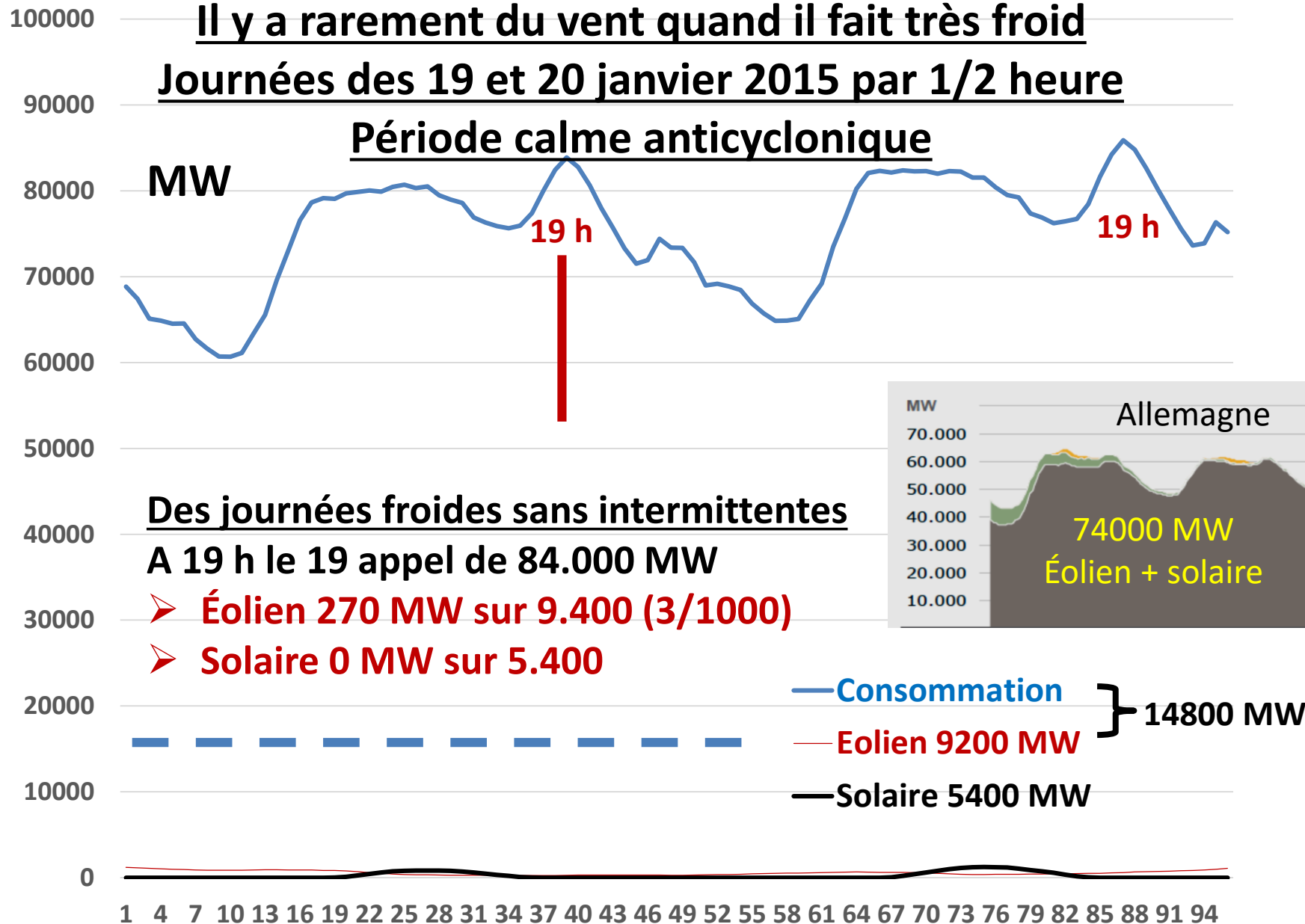
- P installée 9120 MW
- P moyenne : 22,3 %
- P min : 0,5 %
- P max : 75 %

Production horaire
MWh en 2014



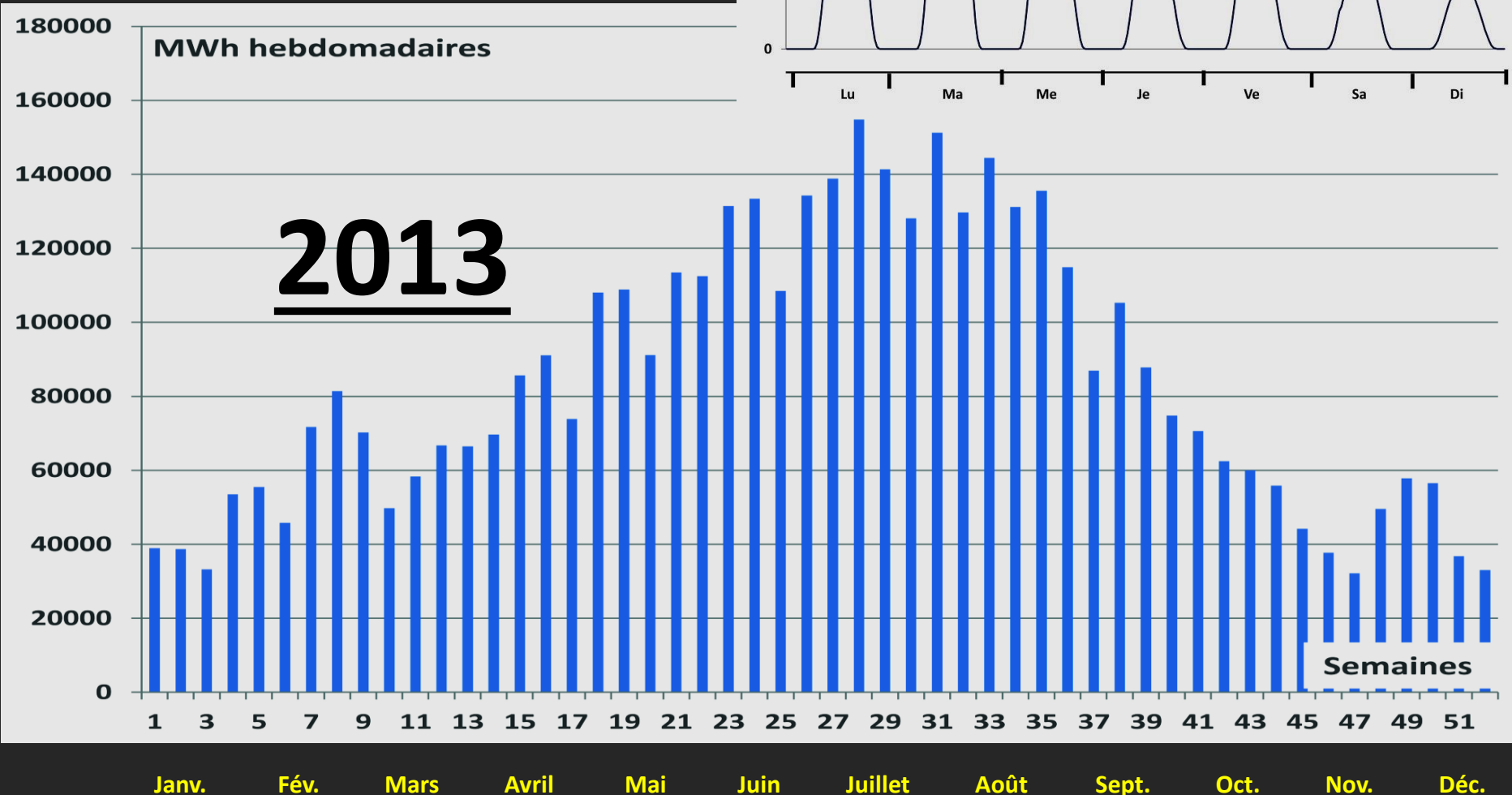
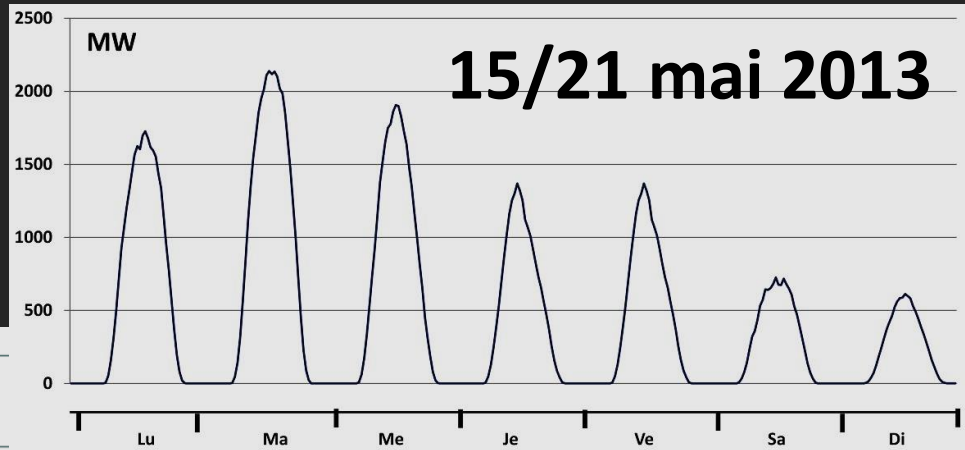
Il y a rarement du vent quand il fait très froid
Journées des 19 et 20 janvier 2015 par 1/2 heure

Période calme anticyclonique



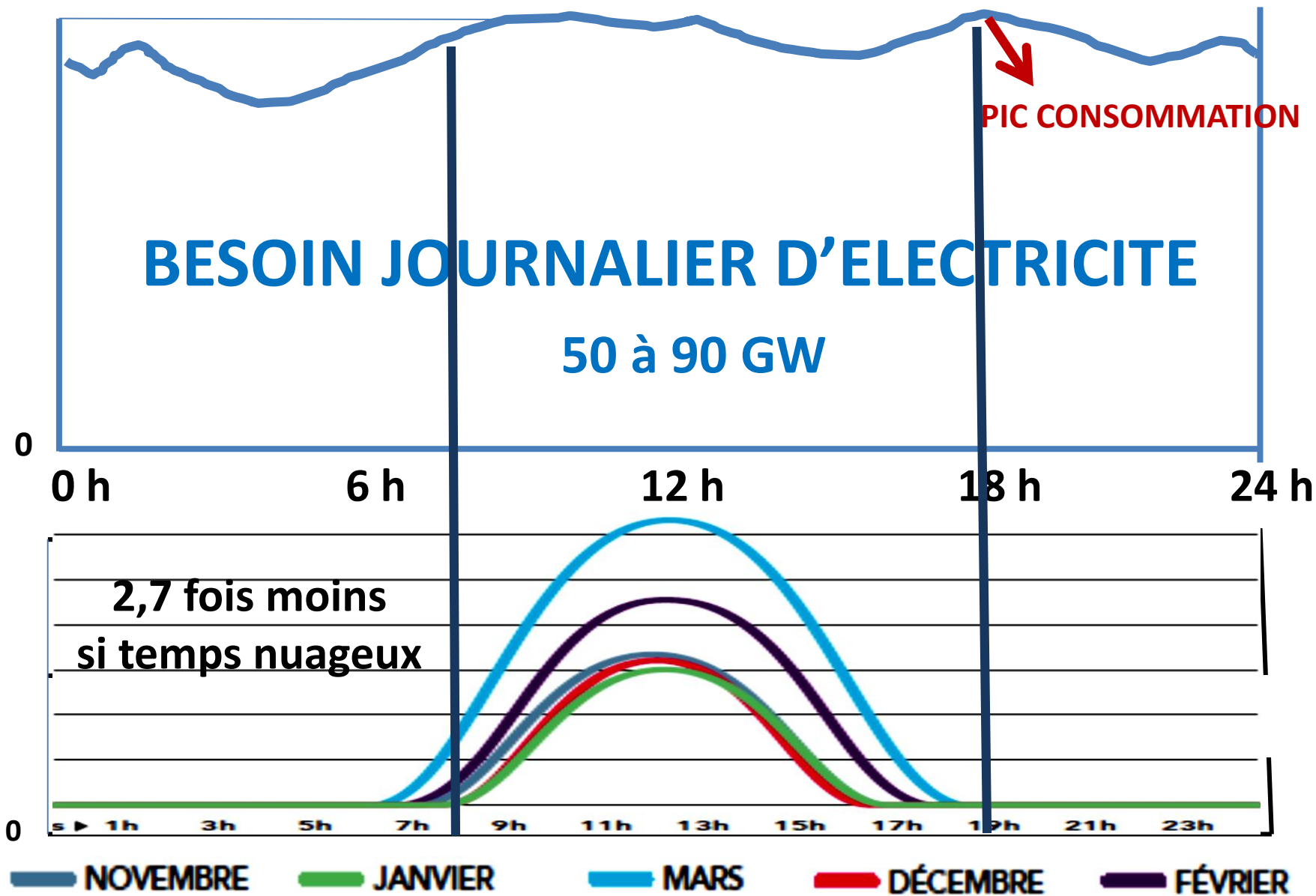
**Le solaire: facteur 5 entre été
et hiver**

Facteur 2,7 d'un jour à l'autre



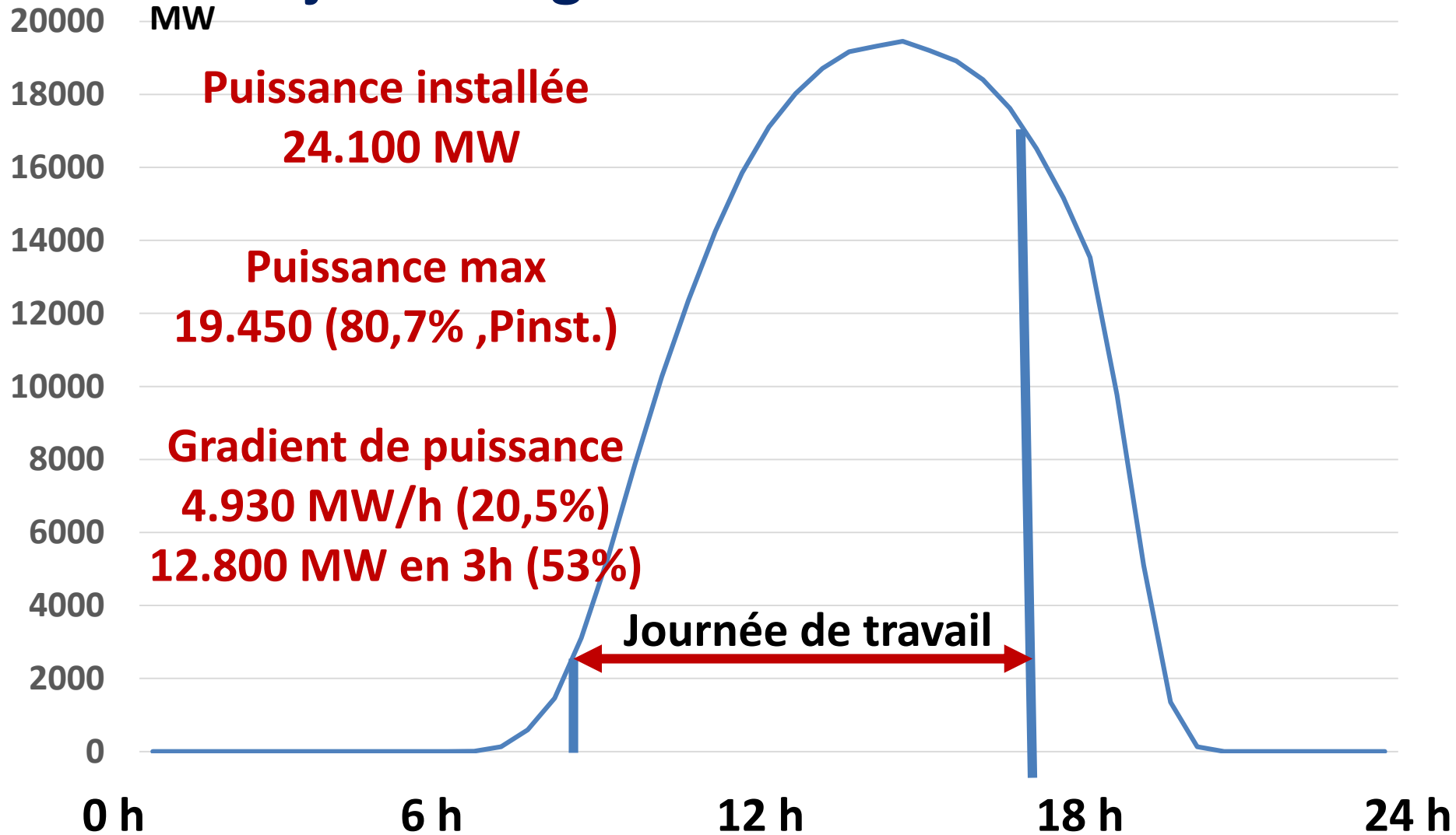
Janv. Fév. Mars Avril Mai Juin Juillet Août Sept. Oct. Nov. Déc.

Production solaire: le jour mais pas tout le jour (RTE)

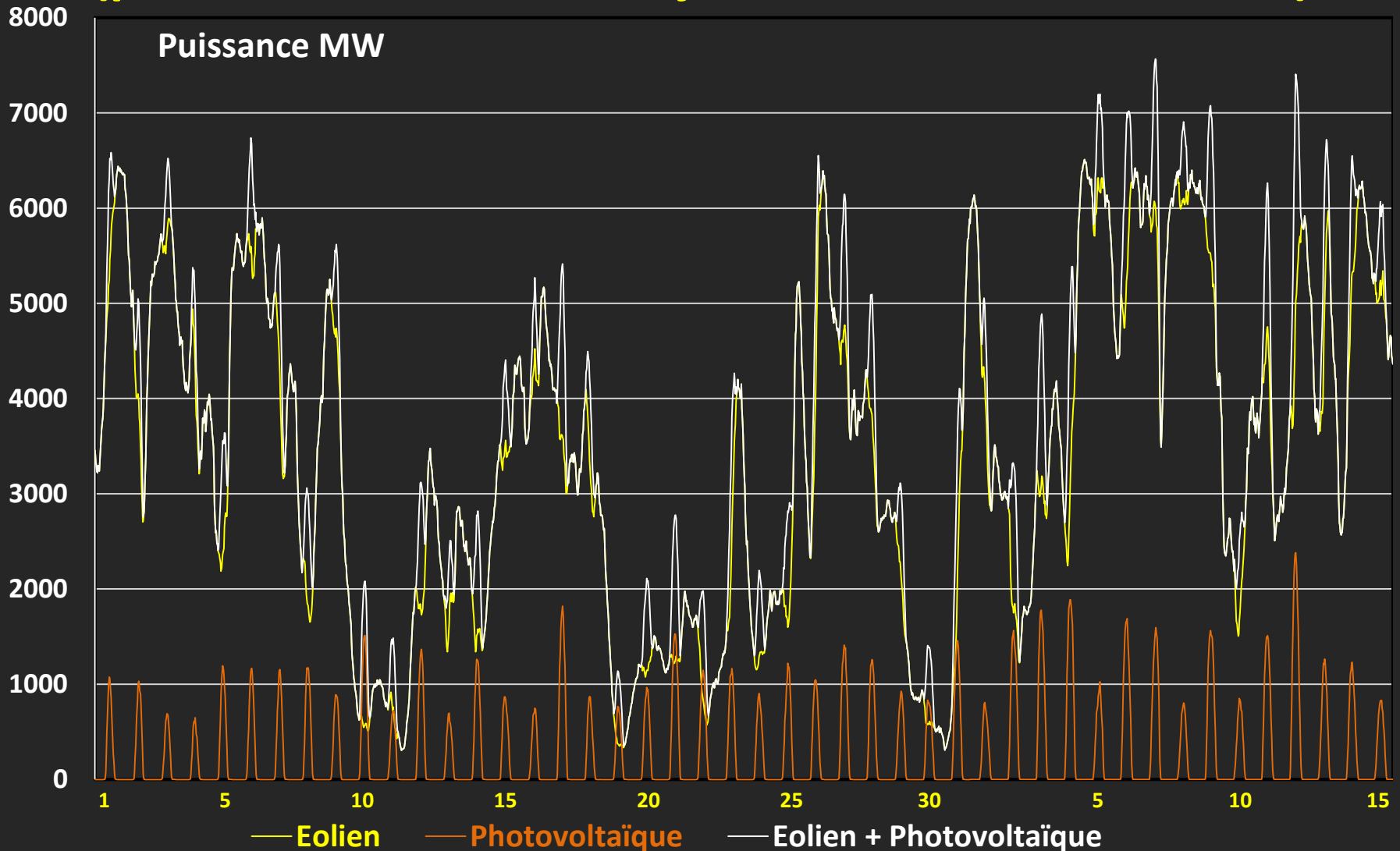


Solaire 2030 (base réel 24 juin 2015: RTE Eco2mix)

S'ajoute un gradient éolien aléatoire

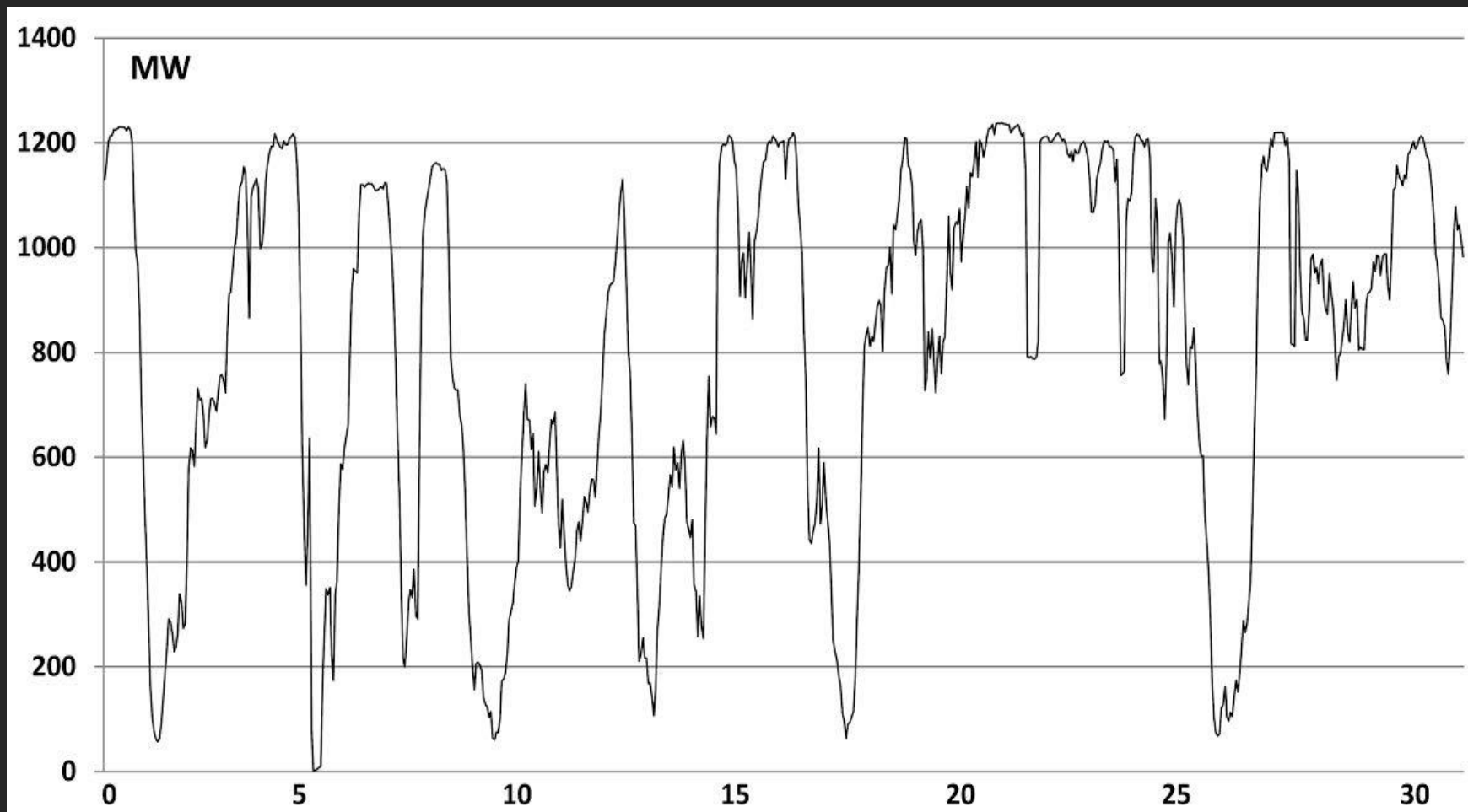


Eolien et photovoltaïque: intermittents et aléatoires (pas semi-horaire du 1^{er} janvier au 15 février 2014)



Les variations brutales de l'offshore

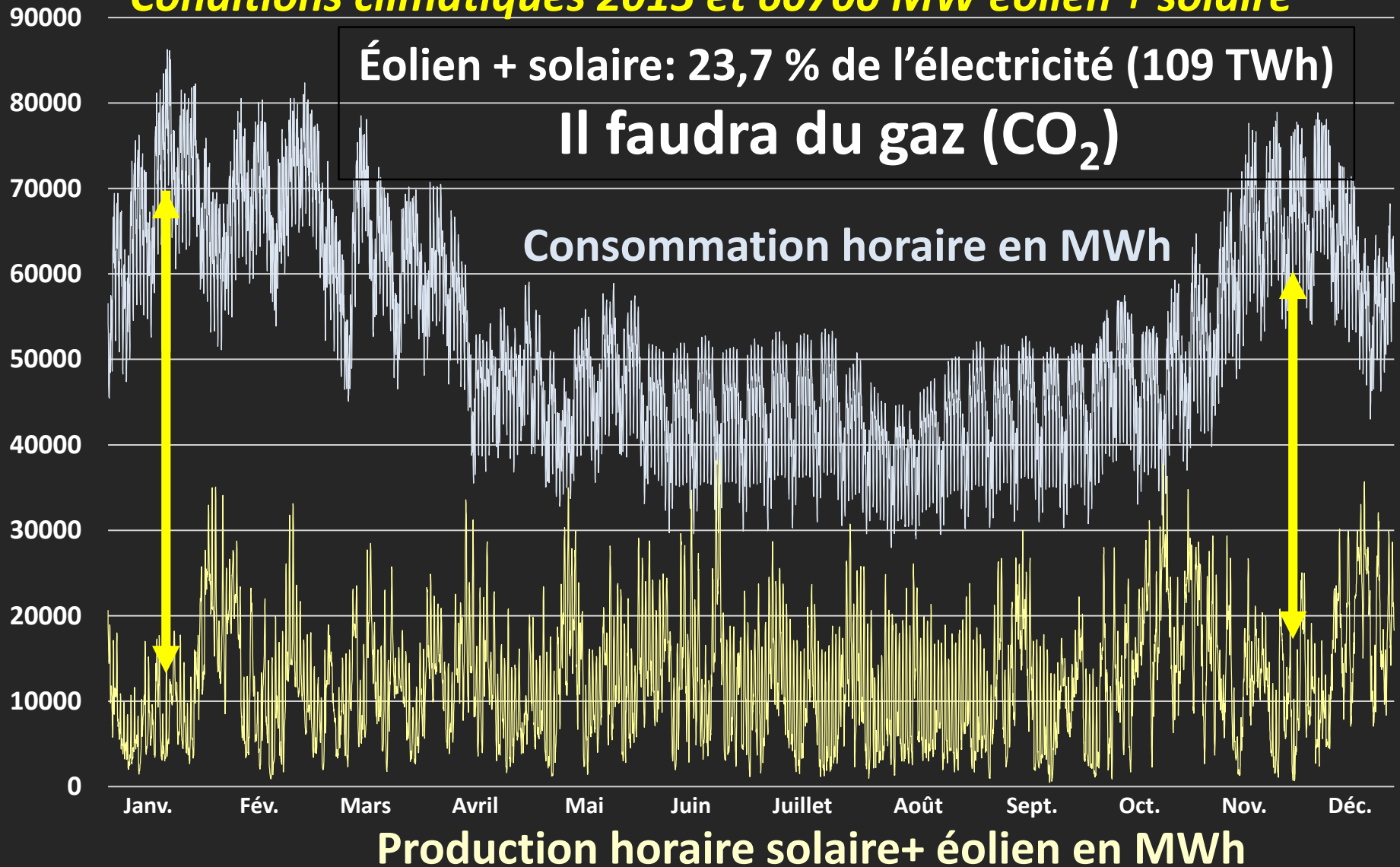
Offshore danois décembre 2013



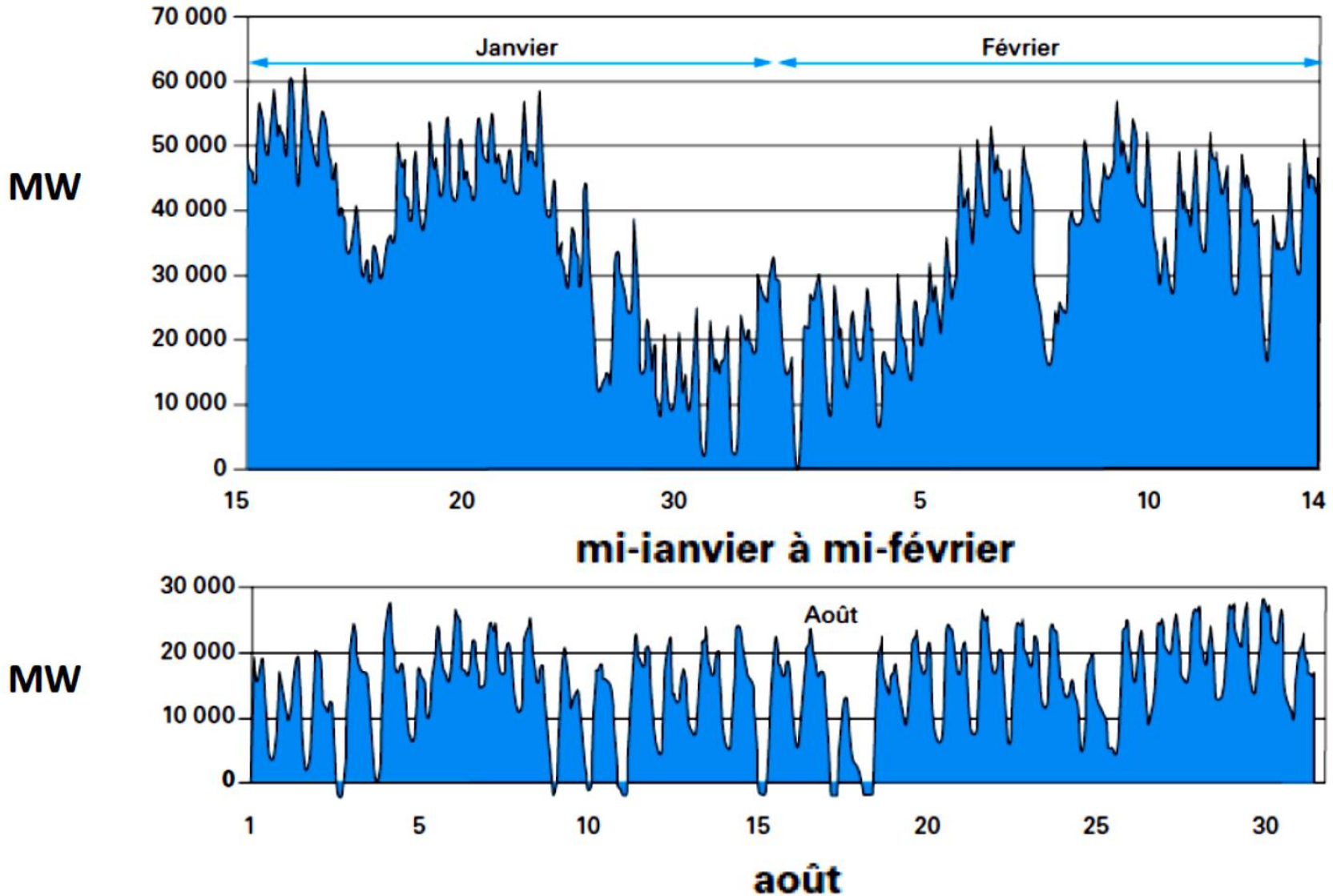
Que se passera t-il en 2030

Conditions climatiques 2013 et 60700 MW éolien + solaire

**Éolien + solaire: 23,7 % de l'électricité (109 TWh)
Il faudra du gaz (CO₂)**



Evolution de la puissance pilotable de suivi de charge



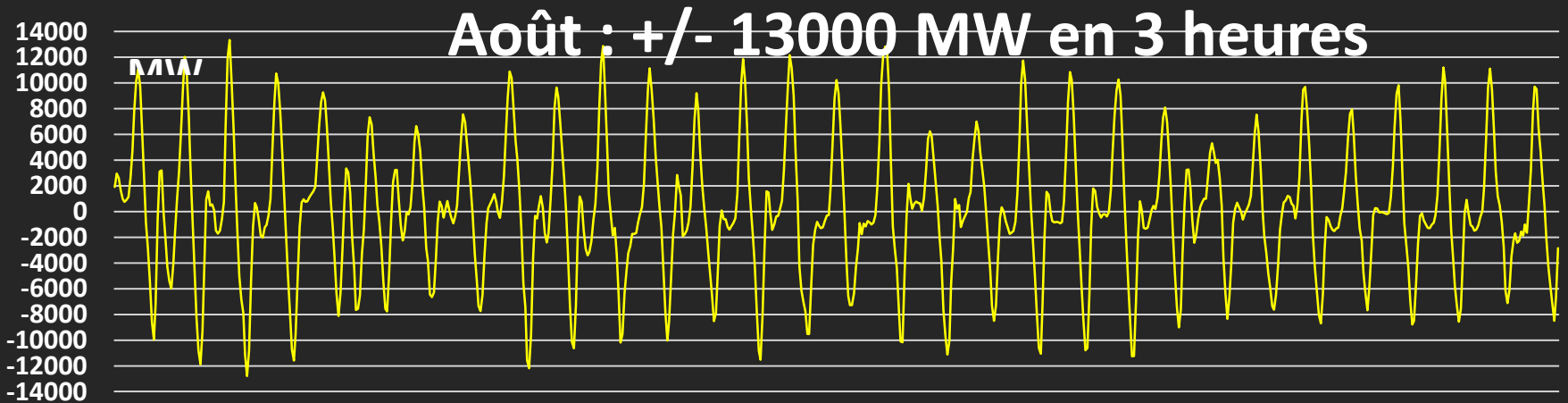
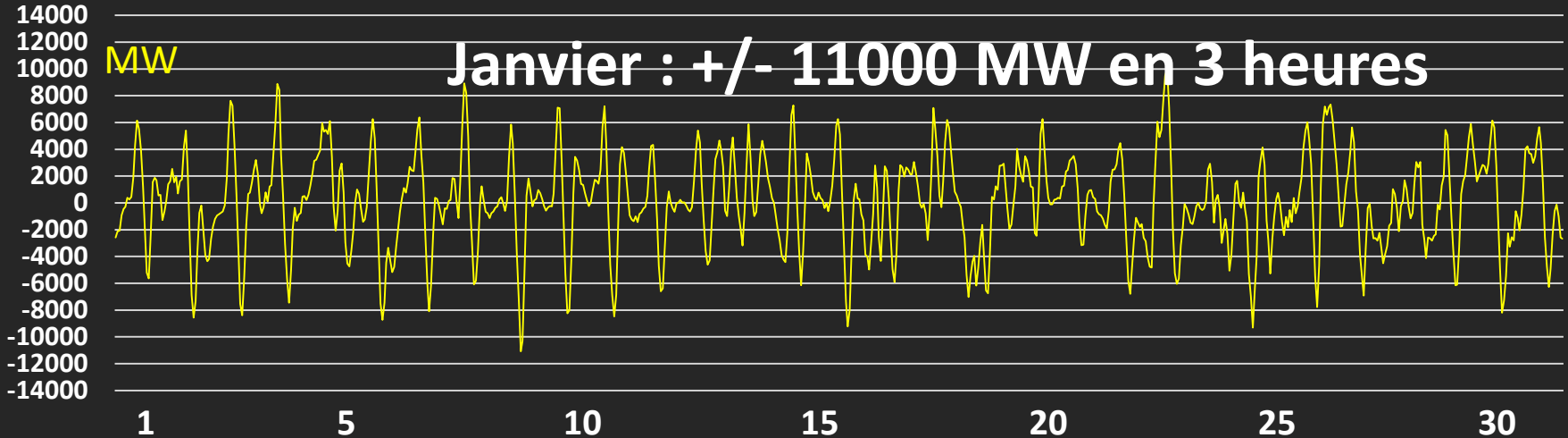
Les gradients de puissances* max. 2030 (base 2013 réel extrapolé)

- Solaire 4930 MW/h sur 24.100 MW
- Eolien 5400 MW/h sur 37.000 MW
- Eolien + solaire: 7100 MW/h sur 61.000 MW

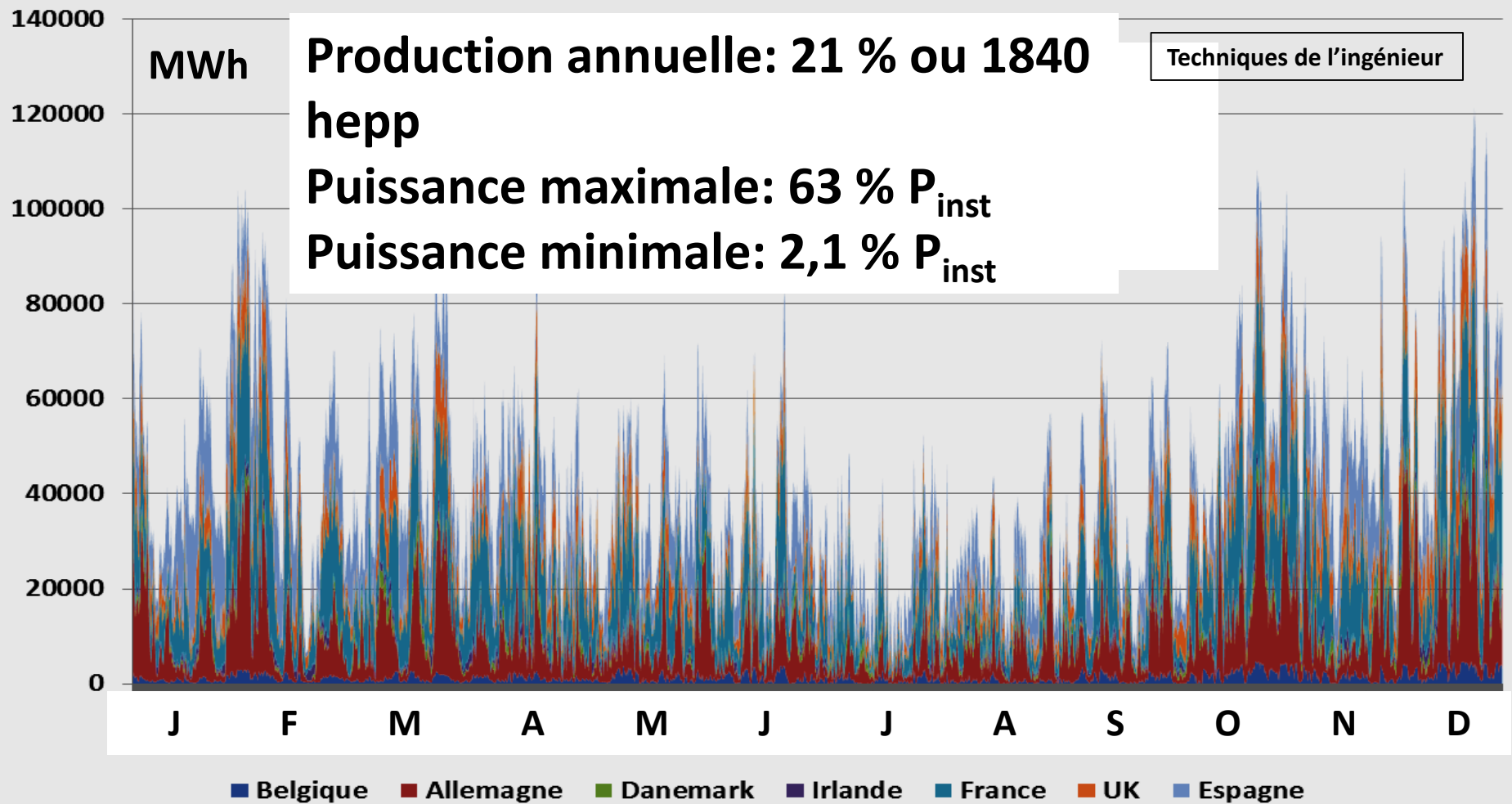
Cumul des évolutions relatives entre
consommation et productions intermittentes
10.000 MW/h dans les deux sens

* Par puissance on entend la somme productions/stockages/effacements

Impact des intermittentes sur les variations de puissances demandées aux énergies/effacements pilotables (variations sur 3 heures en 2030 base 2014 extrapolée)

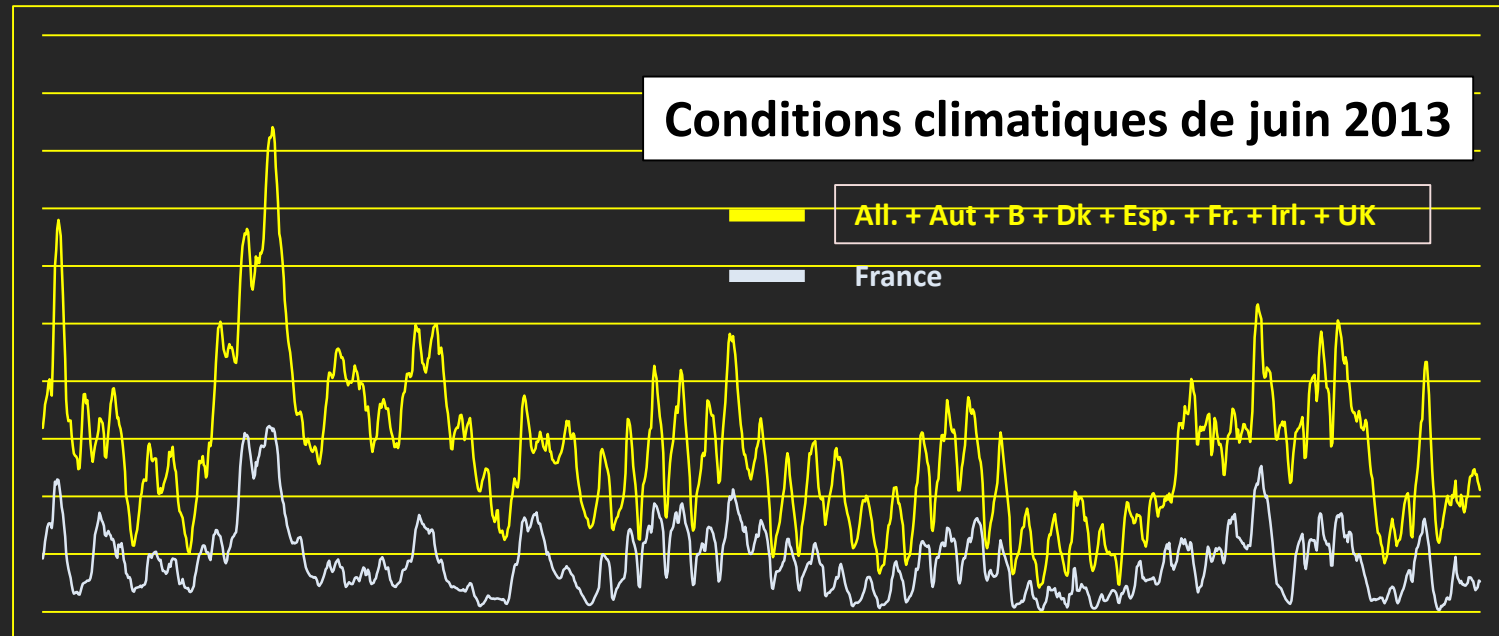
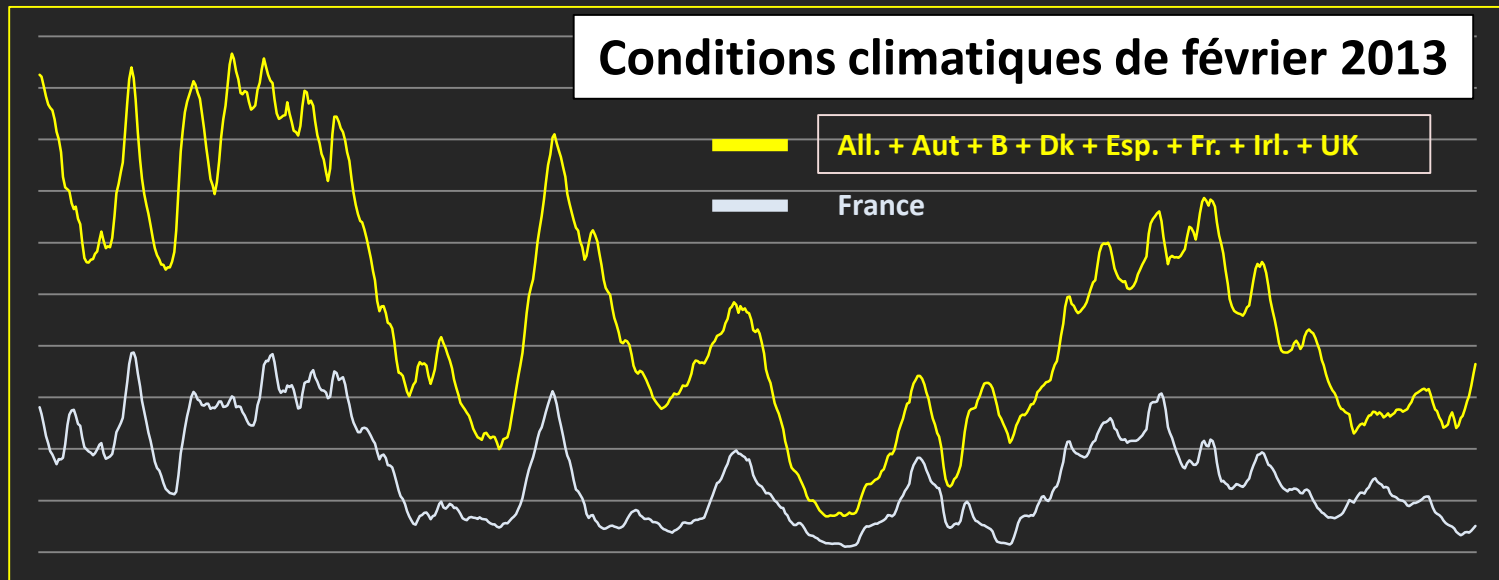


L'EUROPE VA T-ELLE NOUS SAUVER: les limites du foisonnement éolien (Ref. 2013, extrapolé 2030)

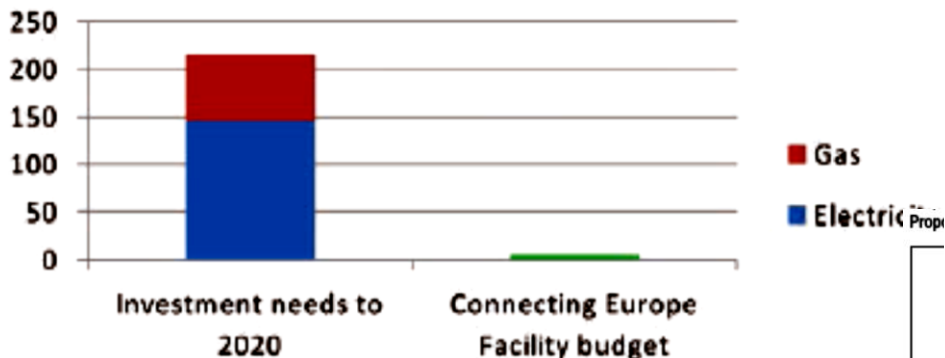


Puissance éolienne heure par heure de 8 pays de l'Europe de l'ouest et du nord en 2025/2030 en MW, en supposant une puissance installée de 201.000 MW, soit 2,4 fois la puissance fin 2013

Comparaison des évolutions de la puissance éolienne en Europe et en France heure par heure



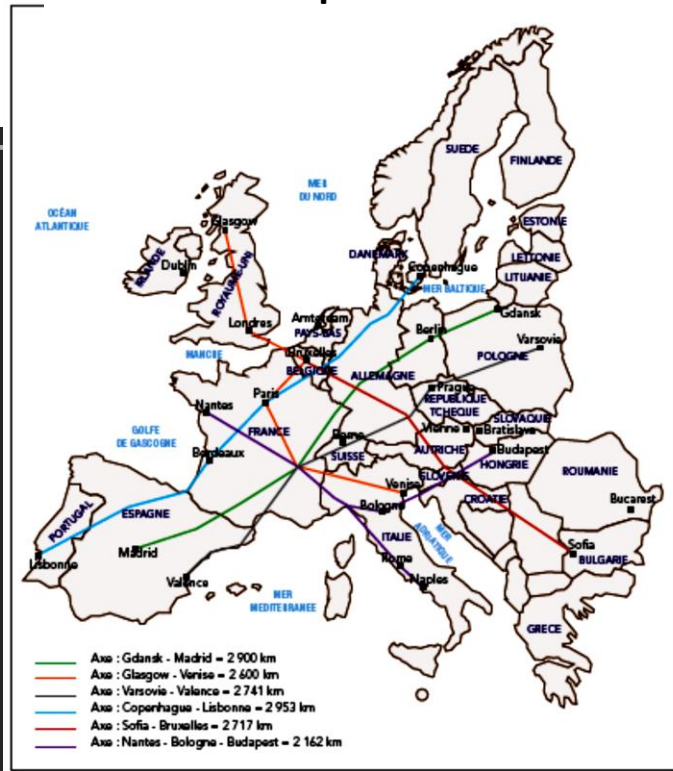
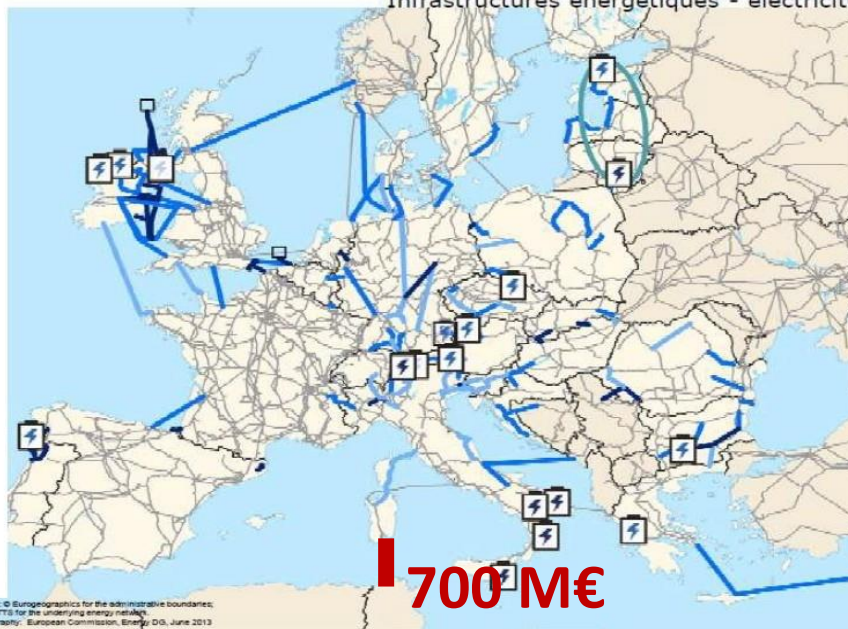
Le montant des investissements nécessaires à l'échelle européenne d'ici à 2020 au regard du montant du *Connecting Europe Facility* (milliards d'euros)



RESEAUX 2030 ???

Corridors européens des mobilités innovantes

Infrastructures énergétiques - électricité



Il y a peu de foisonnement éolien et de foisonnement solaire (1,5 fuseaux horaires)

Ajustement de la production

Il repose sur les centrales pilotables
les stockages et les effacements

Les ajustements seront de plus en
plus brutaux

La souplesse requise avantage le gaz

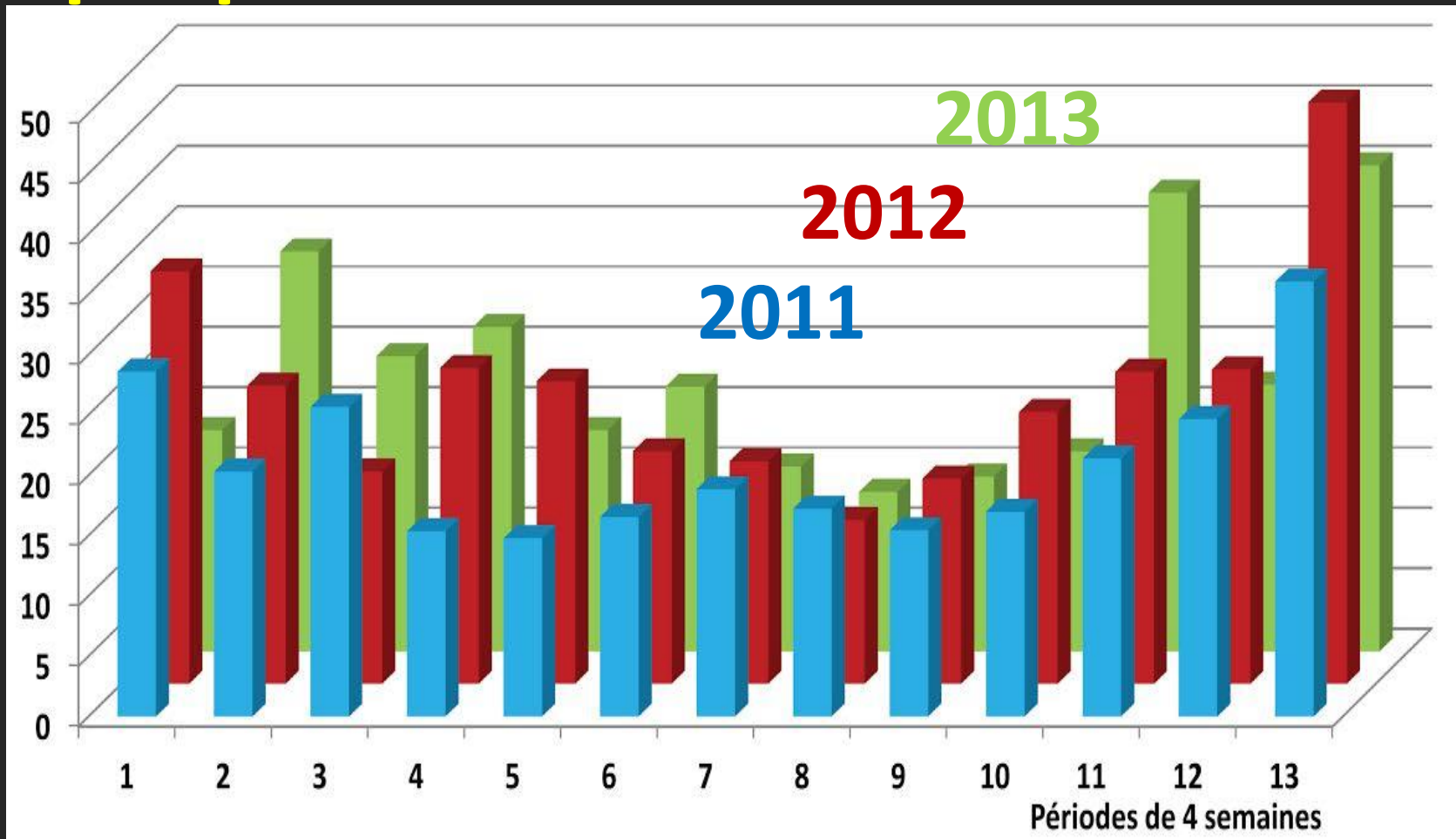
Capacité importante de suivi de charge des centrales

Mais ce suivi sollicite ces grosses machines

	Temps de démarrage	Variation de puissance maximale en 30 s.	Gradient maximal de variation de puissance (%/min)
Turbine à cycle ouvert (gaz ou fioul)	10-20 min	20-30 %	20 %/min
Centrale à gaz à cycle combiné (CCGT ¹⁵²)	30-60 min	10-20 %	5-10 %/min
Centrale à charbon	1-10 heure(s)	5-10 %	1-5 %/min
Centrale nucléaire	2 heures - 2 jours	jusqu'à 5 %	1-5 %/min

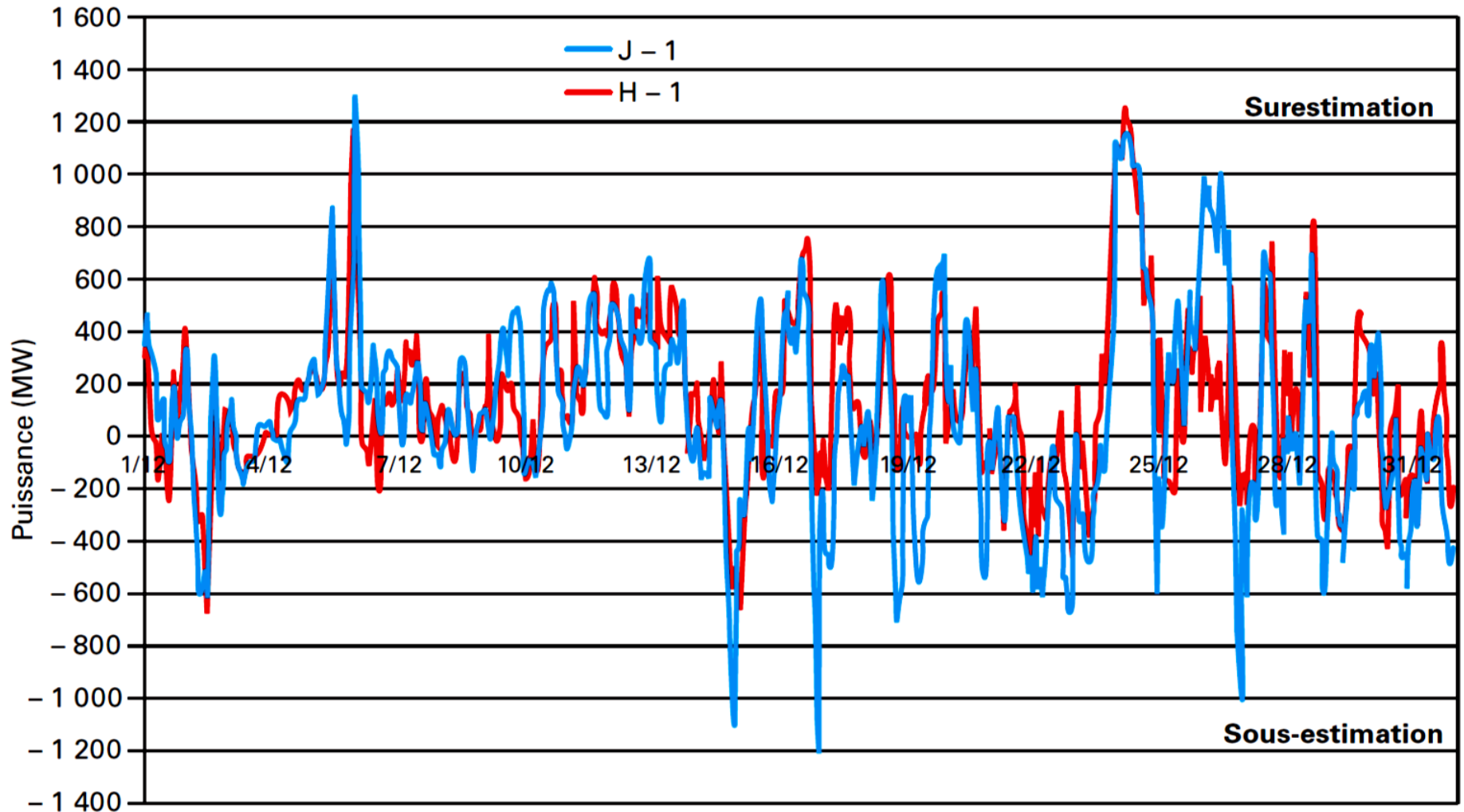
¹ La capacité utilisée est [capacité début janvier + capacité fin décembre] / 2) ; Source : OCDE 2012 : Effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone.

Fiabilité de la prévision éolienne par périodes de 4 semaines sur 1 an



Erreurs sur les prévisions à **J-1** et **H-1**: décembre 2013

+/- 1.200 MW sur 8200 MW éolien
Ou +/- 5.400 MW sur 37 GW installé



Les cinétiques du suivi de charge et les réglages

- **Réglage primaire:**

La réserve primaire (Européenne): Puissance de 3000 MW (groupes récents 40 MW et anciens >120 MW). dont 600 MW pour la France. Le régulateur primaire de tension d'un alternateur fixe automatiquement la puissance réactive fournie en fonction de la tension. Régulation locale pour moitié en moins de 15 s et la totalité en moins de 30 s.

- **Réglage secondaire:**

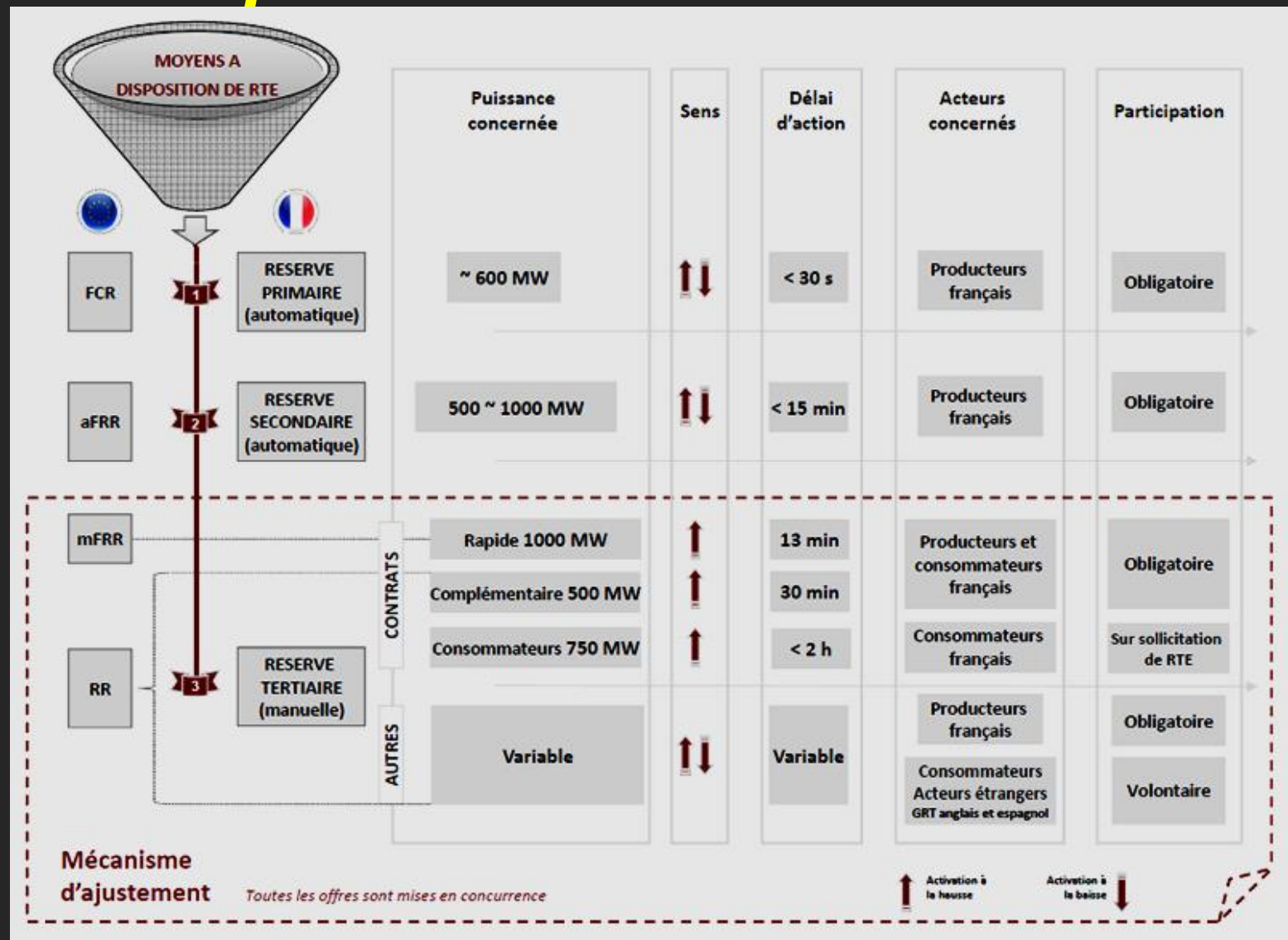
Réglage national. France (groupes de plus de 120 MW), entre 500 MW et 1000 MW. Des *points pilotes* constituent une référence de tension dans une sous-région. Ces tensions sont mesurées en continu et transmises par le dispatching national. Réactions automatiques entre 100 et 200 secondes après la rupture de l'équilibre. Résorbe les écarts de tension et les déséquilibres régionaux

- **Réglage tertiaire, par appel téléphonique:**

Producteurs et consommateurs français > 10MW, (et étrangers) peuvent participer. Réglage manuel et opérations ordonnées par le dispatching. Mobilisé en 15 à 120 minutes.

- **Coût 32 et 17 M€/an soit 0,17 €/MWh**

Les différents moyens à disposition de RTE pour assurer ses missions



Rôle des intermittentes dans le suivi de charge

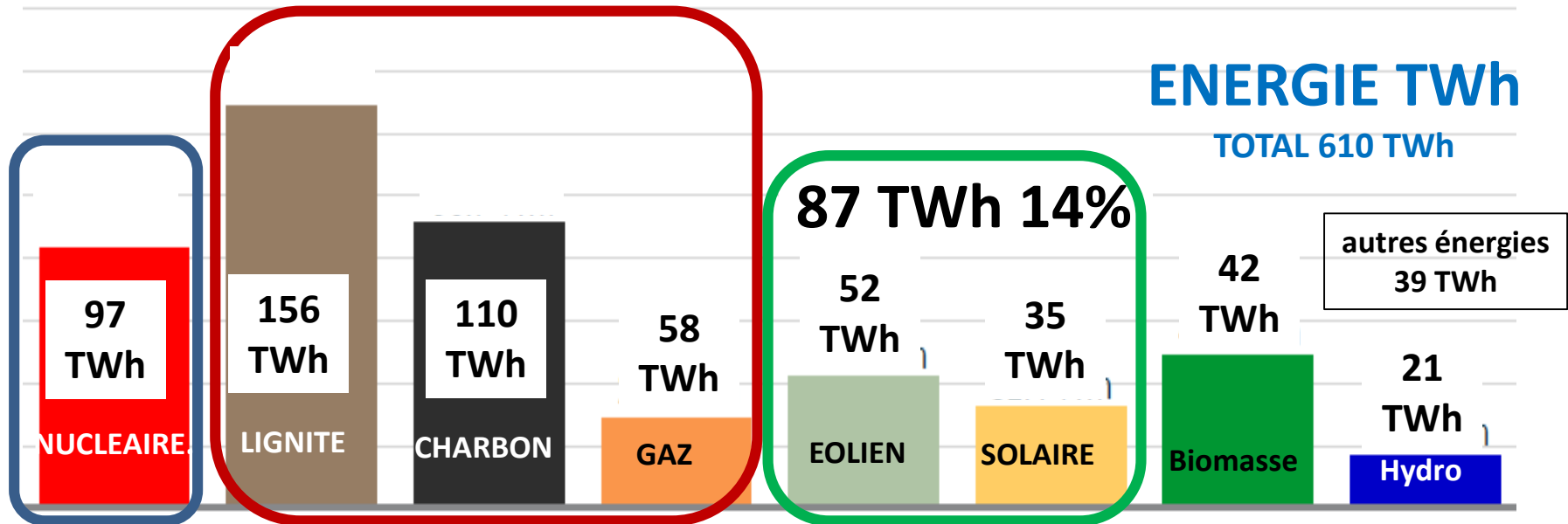
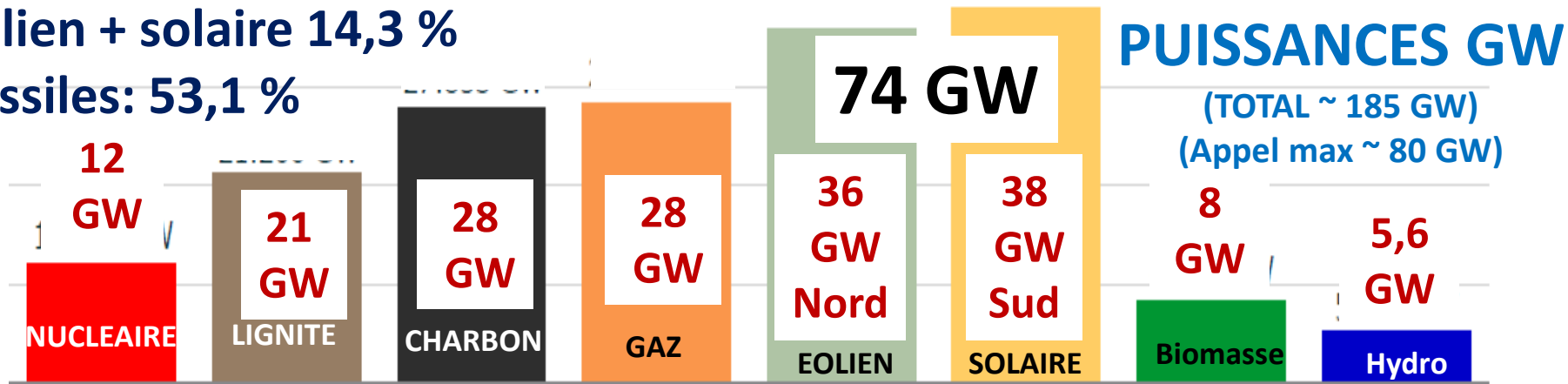
- réglage primaire
 - Le solaire ne peut répondre
 - L'éolien a des capacités potentielles faibles
- Réglage secondaire
 - Seuls de très grand parcs éolien peuvent contribuer
- Réglage tertiaire
 - Très complexe pour des installation de moins de 100 MW
- **Nécessité d'un développement considérable des automatismes de réglage**
- **Le réseau ERDF, étoilé, est inadapté**

**Comment se comporte
l'Allemagne avec
36 GW éolien
38 GW solaire
fin 2014**

Allemagne 2014: Production totale 610 TWh

éolien + solaire 14,3 %

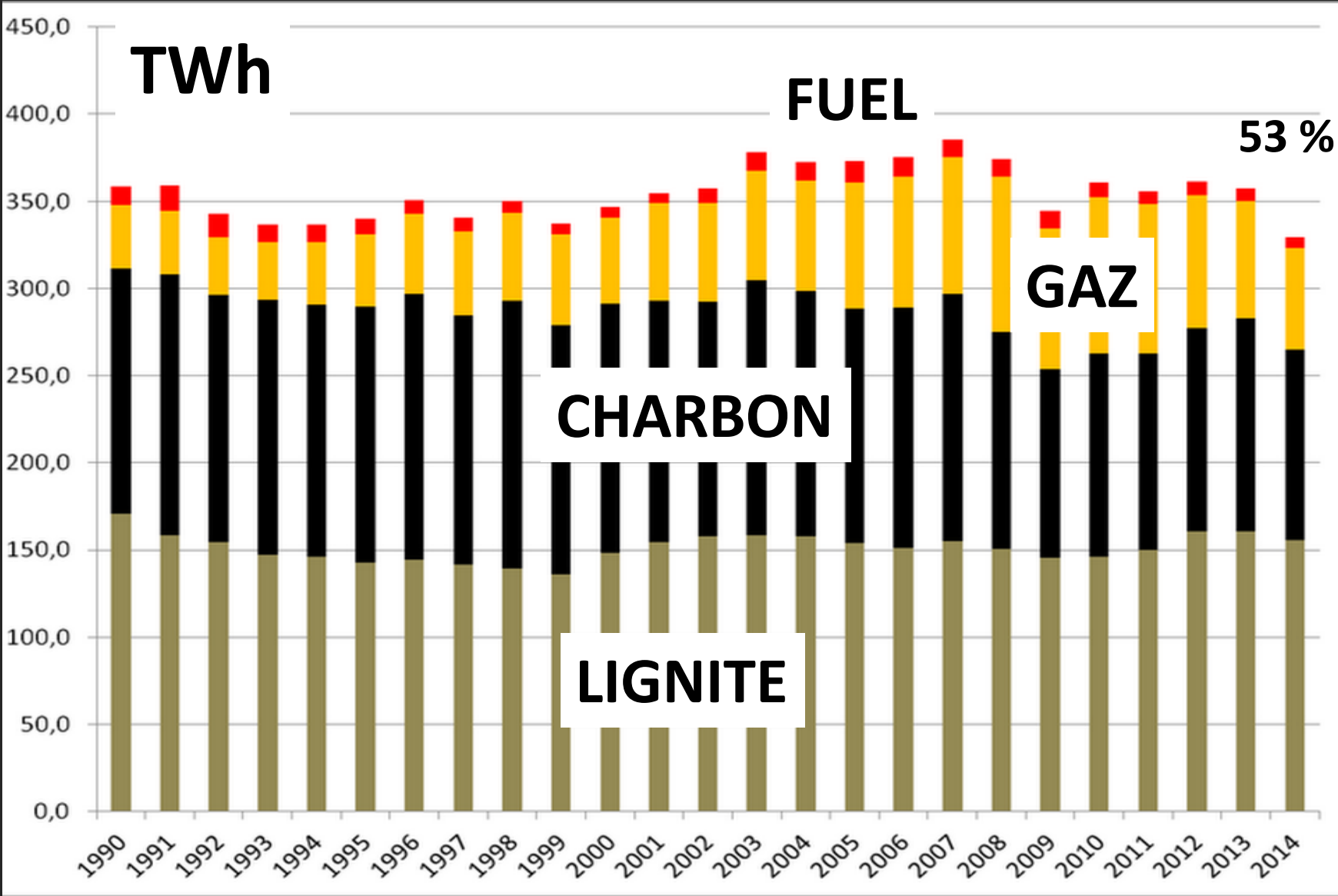
Fossiles: 53,1 %



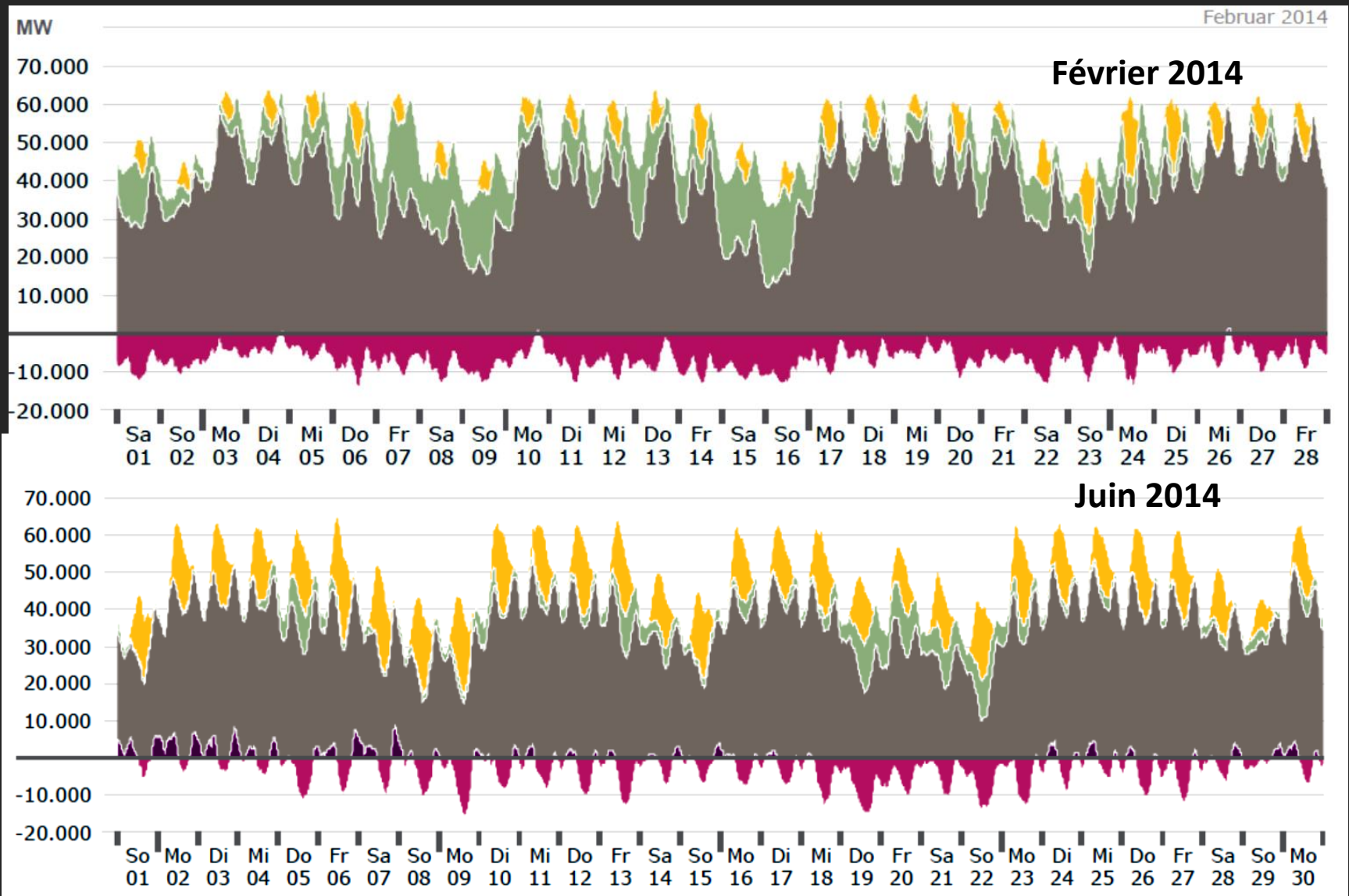
Source: Arbeitsgruppe Energiebilanzen (AGEB), Statistisches Bundesamt

Cout annuel lié à l'obligation d'achat: 24 milliards en 2014. Recettes des ventes 3,5 milliards

Allemagne 1990/2014: électricité fossile/CO₂ stables



Exportation des surproductions et réglages de puissance



Qu'arrive-t-il au courant ENR ? Flanc Est de l'Allemagne

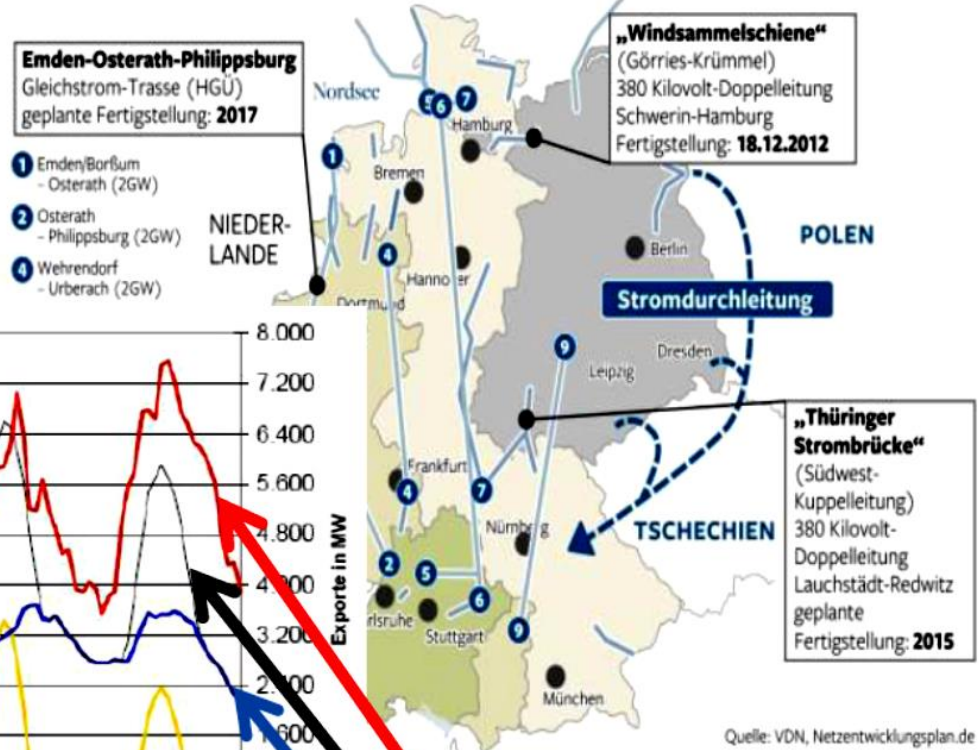
Die Welt 29/12/12

“Czech electricity grid challenged by German wind”

Z. Blinis, Europhysics

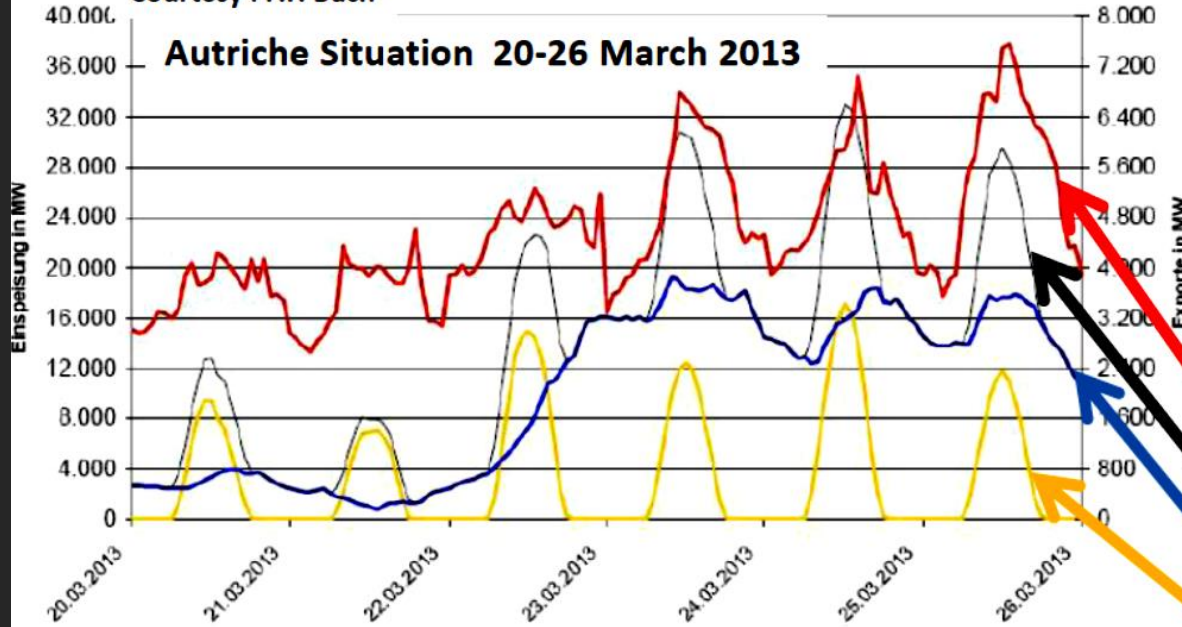
News Vol 44 N°4 July-August 2013

Deutscher Strom fließt durch Nachbarstaaten



Courtesy : P.F. Bach

Autriche Situation 20-26 March 2013



- 1) Export Austria
- 2) Solar+ Wind
- 3) Wind
- 4) Solar

L'intermittence

Réalité en 2015 et projection en 2030

Electricité: intermittence et foisonnement des énergies renouvelables: Techniques de l'ingénieur, octobre 2014
Hubert Flocard*, Jean-Pierre Pervès**, Jean-Paul Hulot***

La transition énergétique et la production d'électricité: la face cachée de la loi – Jean-Pierre Pervès
http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/Analyse%20de%20la%20LTE.pdf

Intermittence et stockage de l'électricité sous forme d'hydrogène: Hubert Flocard et Jean-Pierre Pervès
http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/A%20Eolien%20en%20Europe,%20foisonnement%20et%20production%20de%20H2.pdf

Pertes énergétique du schéma Power to gas et gas to power: Georges Sapy
http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/Pertes_energetiques_Power-to-gas-to-power.pdf

Electricité et hydrogène: Pierre Bacher
http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/electricite%20et%20hydrogene.pdf

Allemagne 100% renouvelable

- Puissance pic 68 GW
- P EnR: 305 GW (éolien et solaire)
- Backup pilotable: 73 GW
- Production: 500 TWh
- Taux de charge moyen 15%
- Production en excès (pics EnR): 25%
- Rôle des stockages mineur
- Solaire le plus complexe

Electricity by intermittent sources: An analysis based on the German situation 2012 – F. Wagner Max Planck Institute - Eur. Phys. J. Plus (2014) 129: 20

Fraunhofer

421 GW pour 80 max

➤ Hypothèses résumées du scénario 100 % renouvelable allemand

- Consommation d'électricité : 524 TWh par an

- Production de 660 TWh par an grâce à un parc de production + déstockage de 461 GW au total, incluant :

* Éolien : 127 GW dont 87 GW terrestres avec un facteur de charge de 2 584 heures équivalentes à pleine puissance par an (29, 5%), 36 GW en Mer du Nord (3 907 h/an ; 44,6 %) et 4 GW en Mer Baltique (3 463 h/an ; 39,5 %)

* PV : 133 GW, dont 83 en toiture, 15 au-dessus des autoroutes et 30 au-dessus des chemins de fer, avec des facteurs de charge allant de 600 à 950 h/an selon les cas (7 à 10,8 %)

* Biomasse : 17,2 GW

* Hydraulique : 4,7 GW

* Géothermie : 4,6 GW

* Centrales à biogaz combiné : 53,5 GW (qui ne fonctionneraient que 828 heures par an à pleine charge, soit 9,5 % du temps)

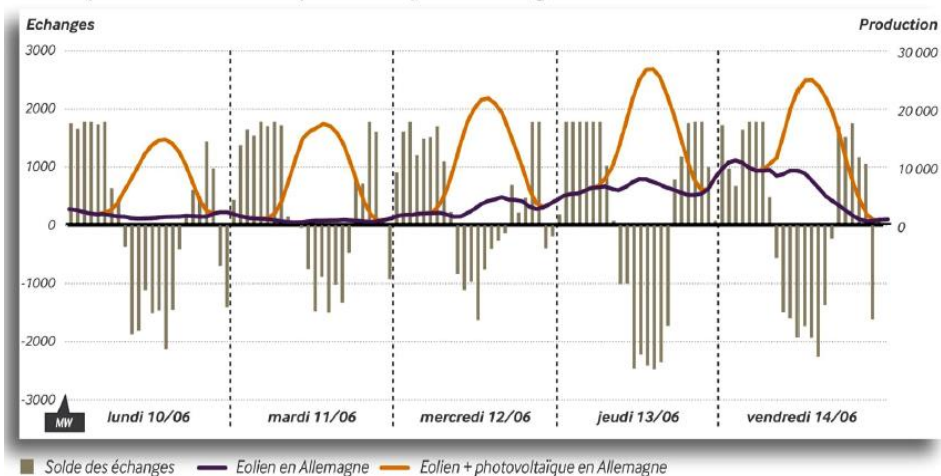
* Capacités de stockage sur batteries : 55,2 GW

* Stations de pompage-turbinage et stations de stockage à air comprimé : 12,5 GW

* Unités de méthanation : 13,1 GW (transformant 50,8 TWh d'électricité excédentaire par an)

Exportation des surproductions et réglages de puissance

Evolution comparée du solde des échanges sur la frontière franco-allemande et de la production éolienne et photovoltaïque en Allemagne



Et des prix de vente spot qui peuvent devenir négatifs

En €/MWh

Evolution des prix de gros: un déséquilibre de concurrence!



Scénario LTE: quels investissements?

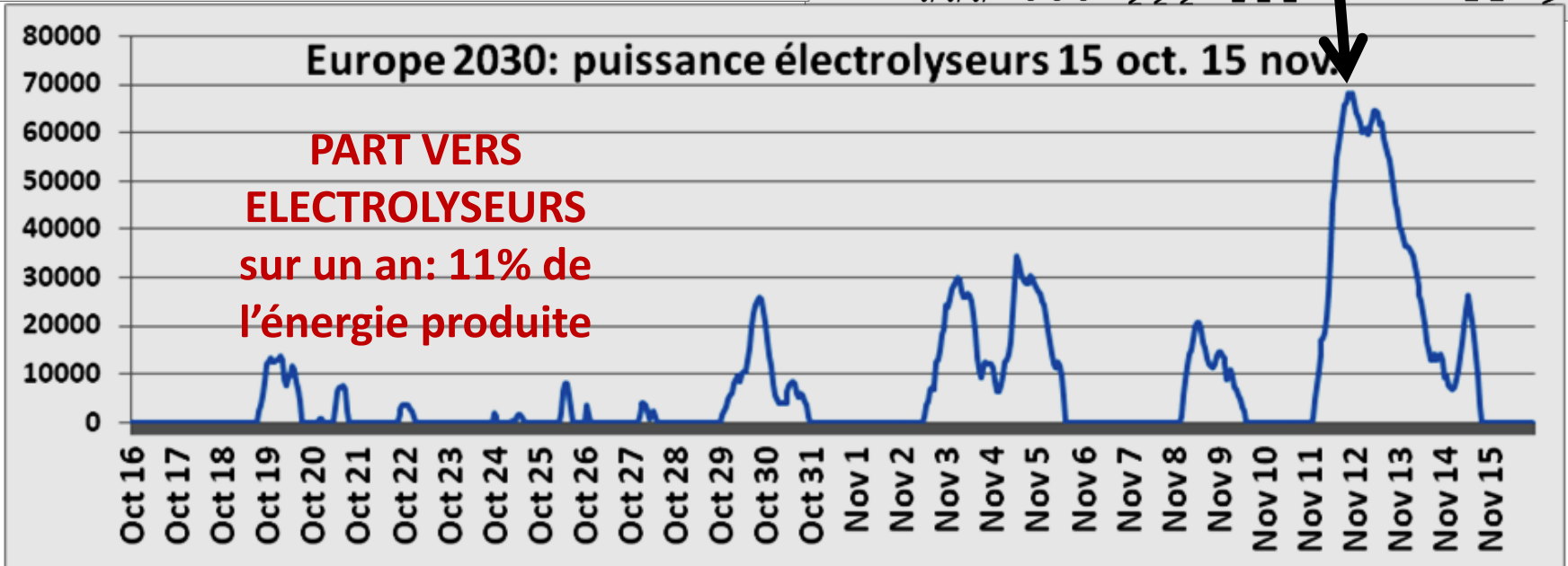
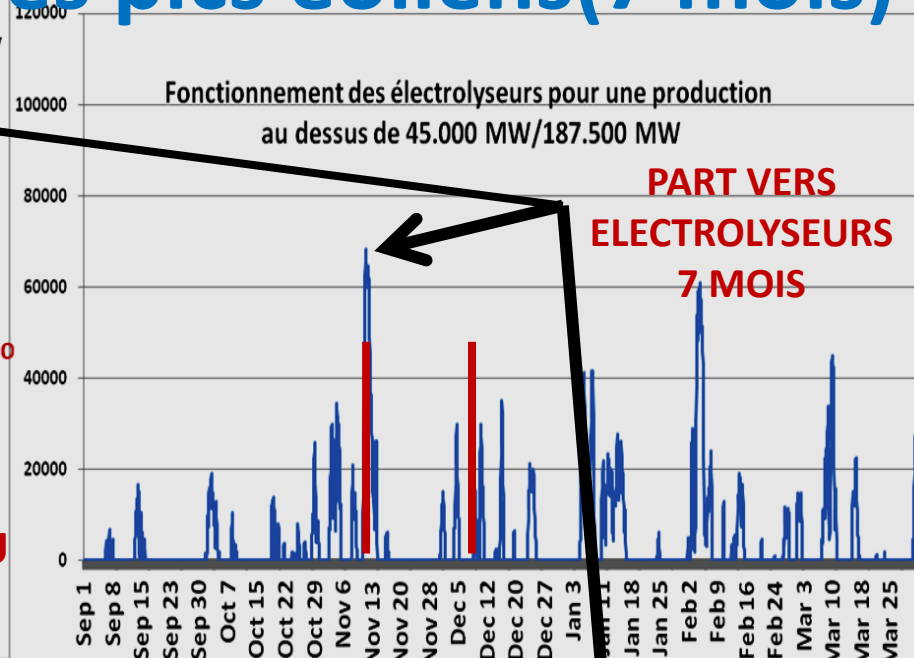
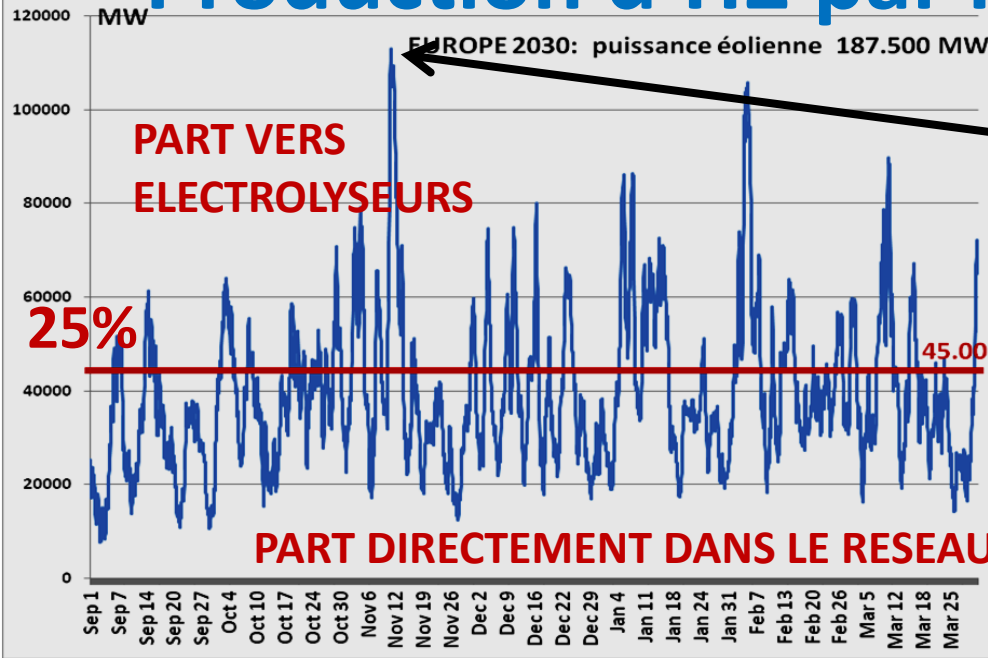
- Eolien terrestre : 39 milliards pour 27,6 GW (soit 1,4 €/W, comme la CRE),
- éolien marin : 27 milliards pour 9 GW, (soit 3 €/W les appels d'offre étant plus proches de 3,5),
- photovoltaïque : 36 milliards pour 24,1 GW, (soit 1,5 €/W la CRE indiquant de 1,7 à 3,5 selon la taille de l'installation : nous supposons des progrès plus rapides que dans l'éolien),
- hydroliennes : 9 milliards pour 3 GW (il n'y a pas d'évaluations réalistes disponibles : assimilation à l'éolien offshore),
- extension réseau RTE : 1,5 milliards par an. Faute de données publiques fournies par RTE il semble logique d'en affecter au moins la moitié aux intermittentes puisque le réseau actuel était adapté à une production conventionnelle,
- réseau ERDF : 3,5 milliards par an (100 à 110 milliards d'ici 2030), dont la moitié serait de même affectée aux énergies,
- turbines à gaz afin de suivre les variations brutales de charge, à coût élevé (taux charge limité à 15/20%) : 10 GW soit 10 milliards.

INVESTISSEMENT TOTAL:

155 milliards en 15 ans

LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ

Production d'H2 par les pics éoliens (7 mois)



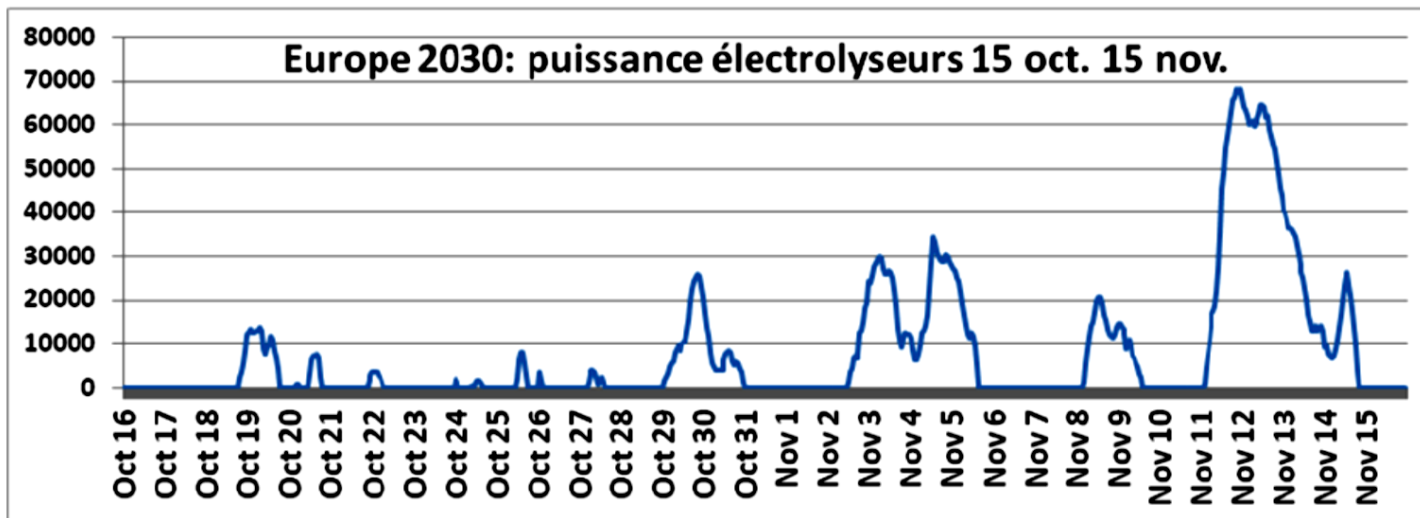


Fig. 14 – Europe 2030 avec 187.500 MW éoliens (15 oct. 15 nov.): toute l'énergie produite au dessus du seuil (24% de Pn ou 45.000 MW) est délivrée aux électrolyseurs.

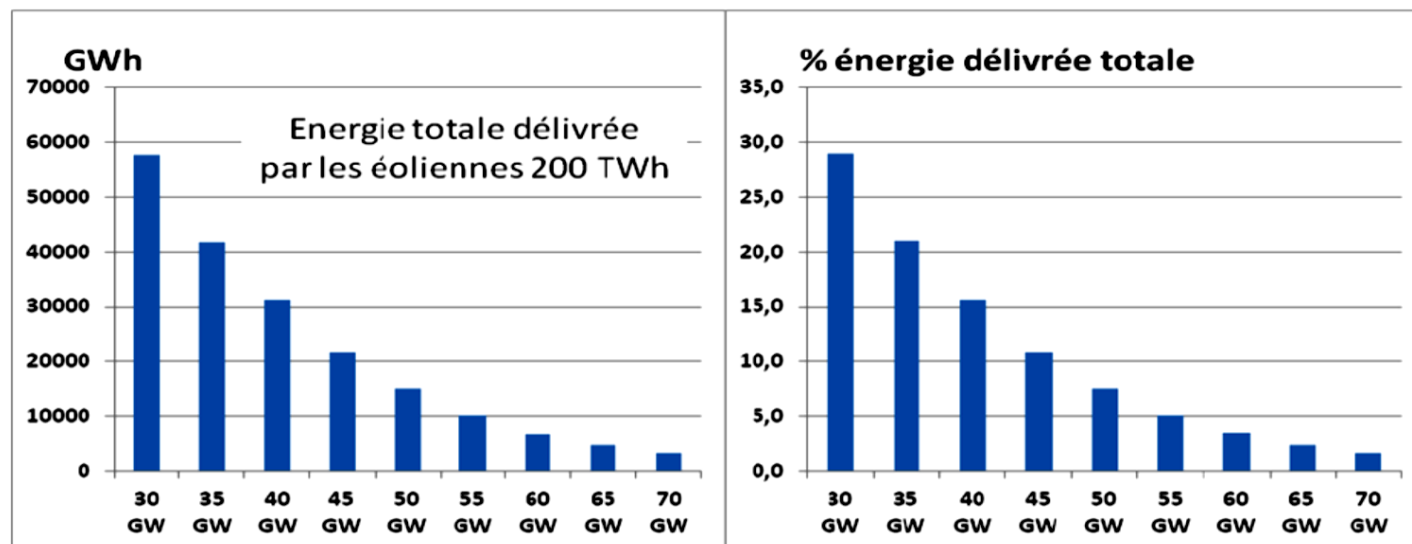
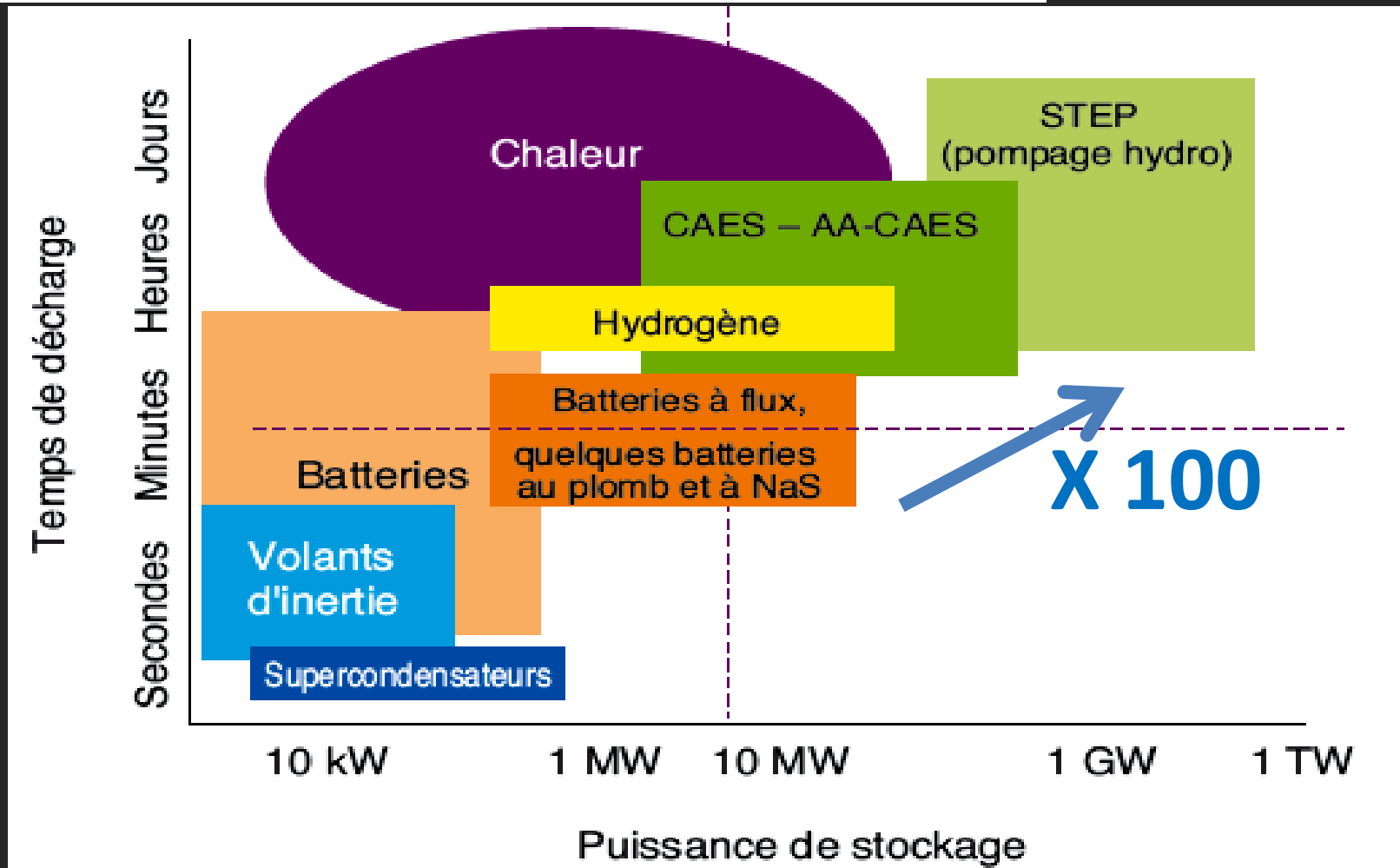


Fig. 16 – Europe 2030 avec 187.500 MW éoliens (15 oct. 15 nov.): énergie délivrée aux électrolyseurs (en GWh ou % de l'énergie totale fournie par les éoliennes) en fonction du seuil de puissance au dessus duquel ils sont mis en service.

LES LIMITES DU STOCKAGE

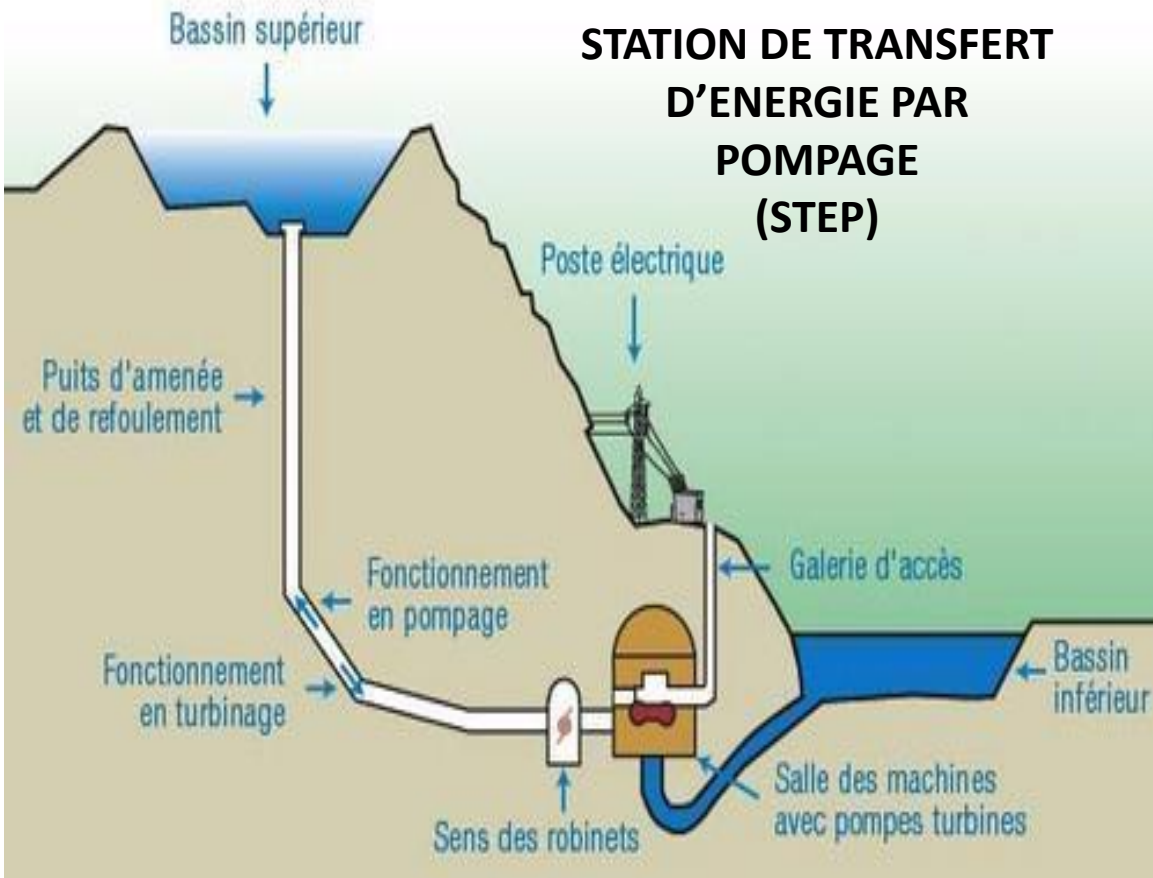
Un facteur 100 à 1000 entre le plus performant, l'hydraulique et le suivant, l'air comprimé



LOGIE



STATION DE TRANSFERT D'ENERGIE PAR POMPAGE (STEP)



999/1000
du stockage
mondial

La réalité en 2012 du stockage d'électricité dans le monde (MW)

Stations de transfert par pompage (STEP) : 140.000

Air comprimé : 430 (Allemagne et US)

Batteries NaS : 400 (Japon)

Batteries plomb : 45

Batteries Li : 45

Batteries NiCd : 40

Volants d'inertie : 40

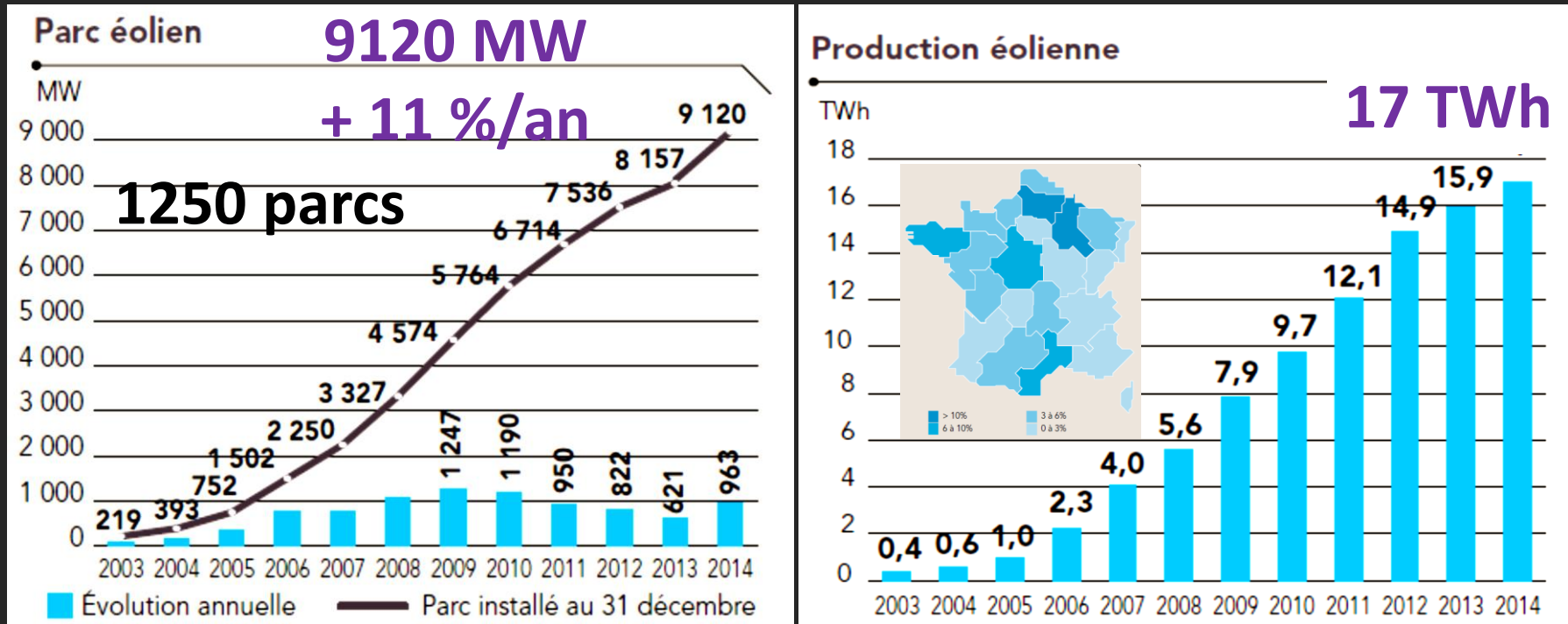
Batteries Redox : 3

**ET EN France
(6 TWh: < 1 %)**

STEP	P max MW	Durée max h
Grandmaison 97	1790	30
La Coche 76	330	3
Le Cheylas79	460	6
Montézic 83	910	40
Revin 76	720	5
Super Bissotte78	730	5
Total	4940	

Eolien en France fin 2014:

7,1 % puissance installée et 2,9 % production

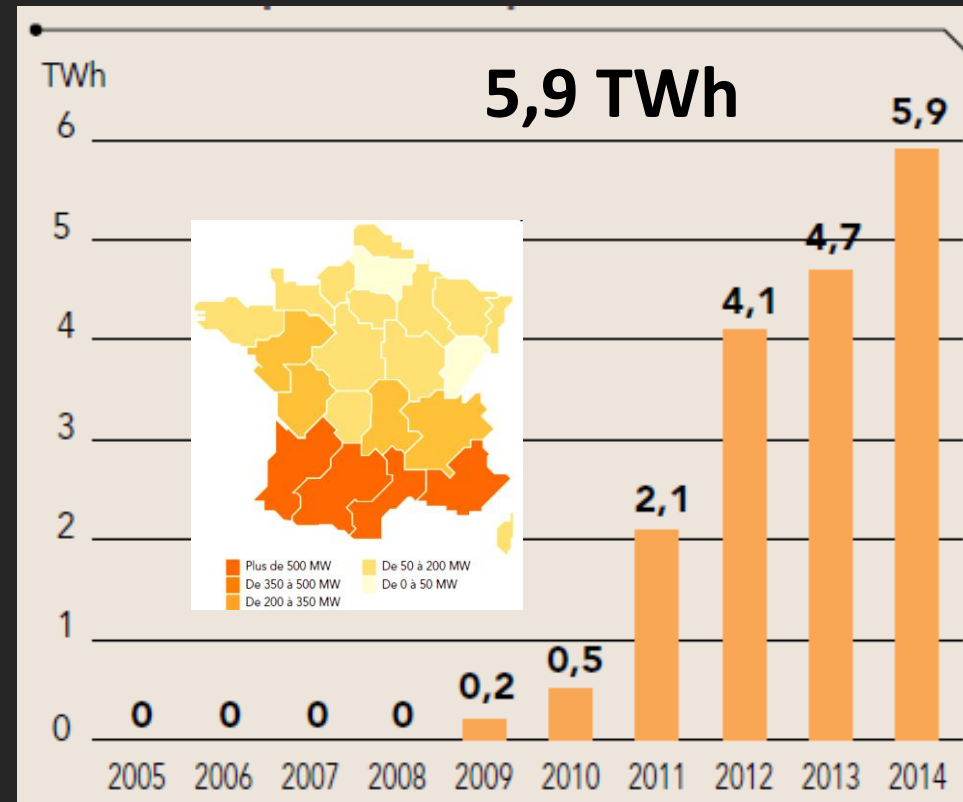
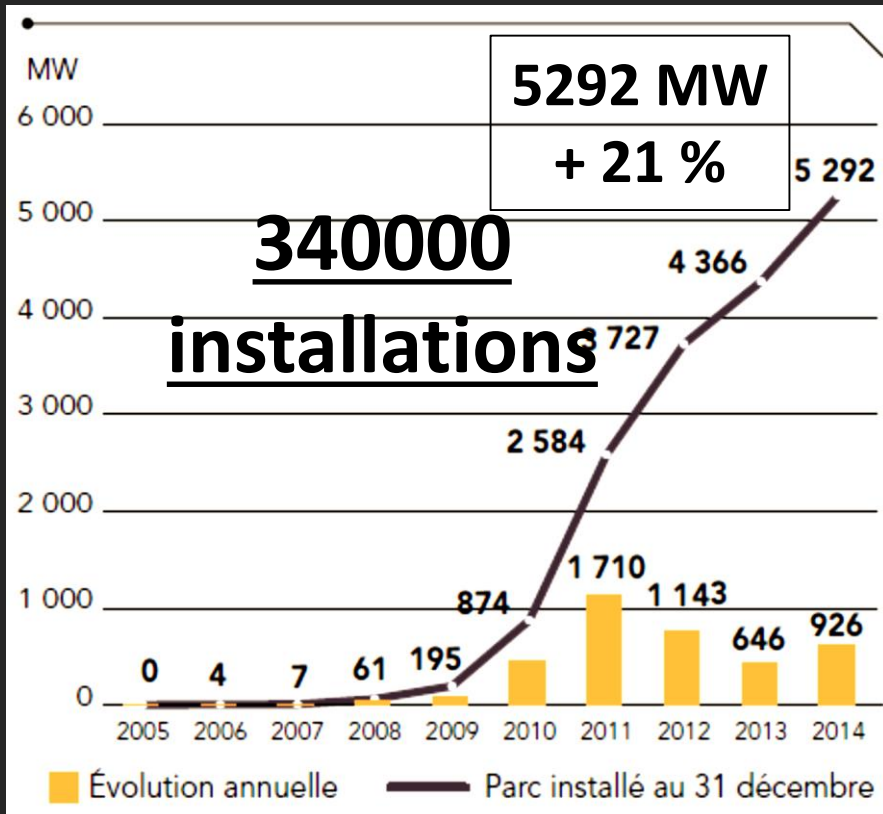


Investissement 13 milliards

Une bataille sur les distances: 500 ou 1000 m d'une habitation

Source RTE: bilan électrique 2014 et CRE: coût et rentabilité des EnR en France - 2014

Le solaire photovoltaïque fin 2014 5,9 en France (puissance installée 4,1 % et production 1,1 %)



1000 installations > 250 kW soit 1,7 GW
Investissement: ~ 10/12 milliards