

# Cycle Energies du Futur



# **Economie du système électrique** et **prise en compte des énergies renouvelables**

## **Quelques éléments de réflexion et de compréhension**

**Georges Servièrè**  
Président SFEN RAL



**Université Ouverte Lyon 1**  
**17 janvier 2020**

- Systèmes électriques
- Prix, coûts et marché de l'électricité,
- Fonctionnement et physique du système électrique
- Réseaux
- Production
- Stockage
- Quelques conclusions

# Systemes électriques

Par Systeme Électrique on entend l'ensemble des activités liées à l'industrie électrique :  
la production d'électricité, son transport, sa distribution, et sa fourniture.

ou plutôt les Systemes Électriques

Plusieurs composantes:

- Production ou approvisionnement en électricité,
- Transport, distribution, Commercialisation
- Consommateurs/Clients

Plusieurs niveaux:

- Local ou individuel
- Pays (France, ...), Insulaire (DOM-TOM, )
- Europe

Les systemes électriques

- Ensemble de Moyens Physiques (centrales, réseaux, ...)
- mais aussi outils de solidarité technique, économique et sociale

Quelques particularités de l'électricité:

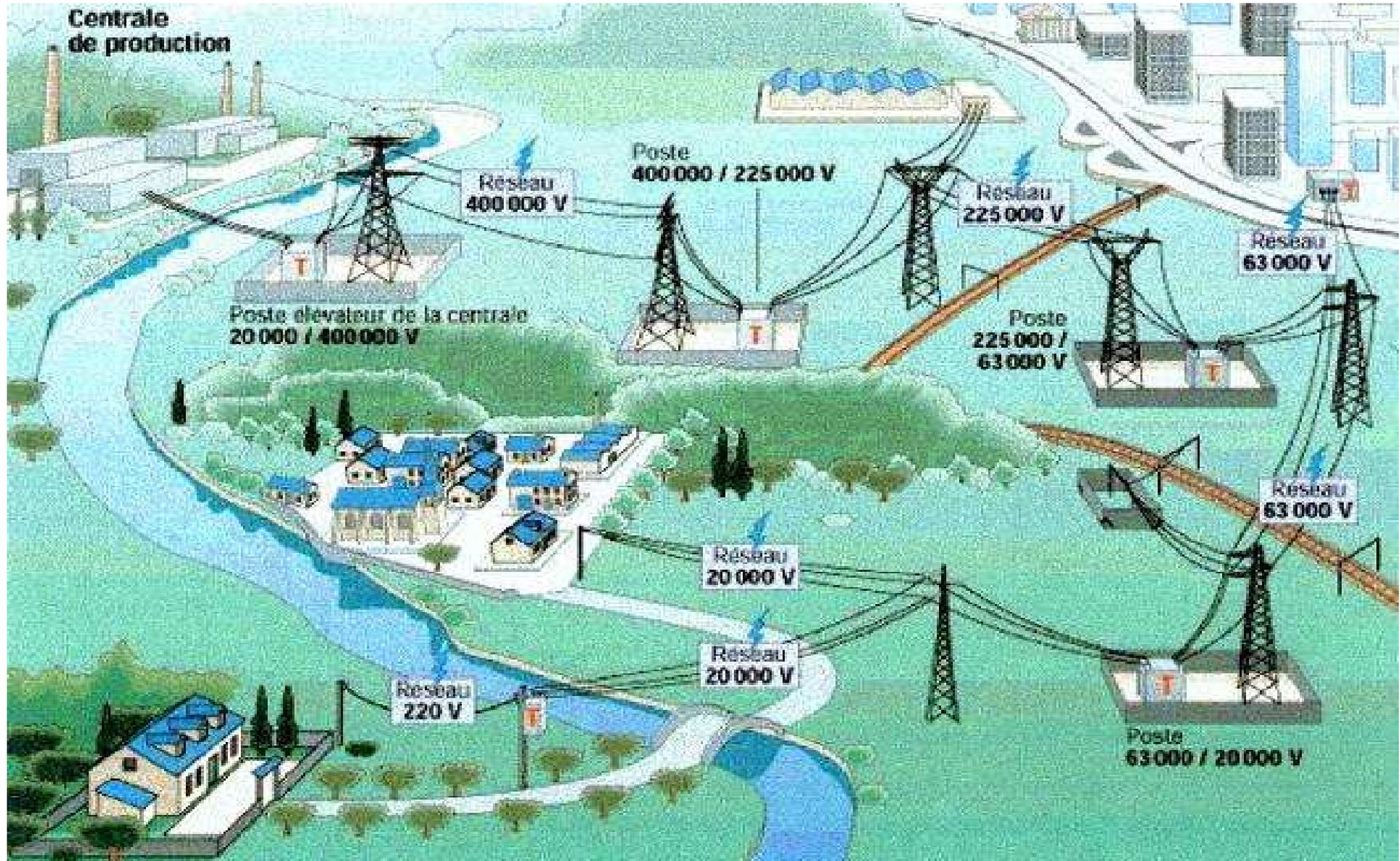
L'électricité c'est à la fois

- Un produit
  - Valeur marchande, marché,...
- Un service, ... public
  - Devenu indispensable
  - Sécurité d'approvisionnement/fourniture et de distribution
  - Solidarité (sociale, économique,...)

L'électricité ne se stocke pas:

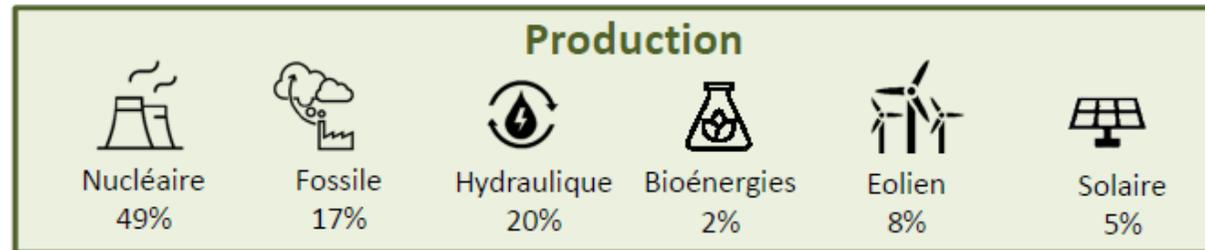
- Production = consommation  
à tout instant
- On peut stocker de l'énergie, ce qui implique une transformation  
Electricité  $\Leftrightarrow$  Energie (mécanique, chimique, ...)

# Systemes électriques





## Le système électrique Français



**129  
GW**



**1,5  
Millions  
de km**



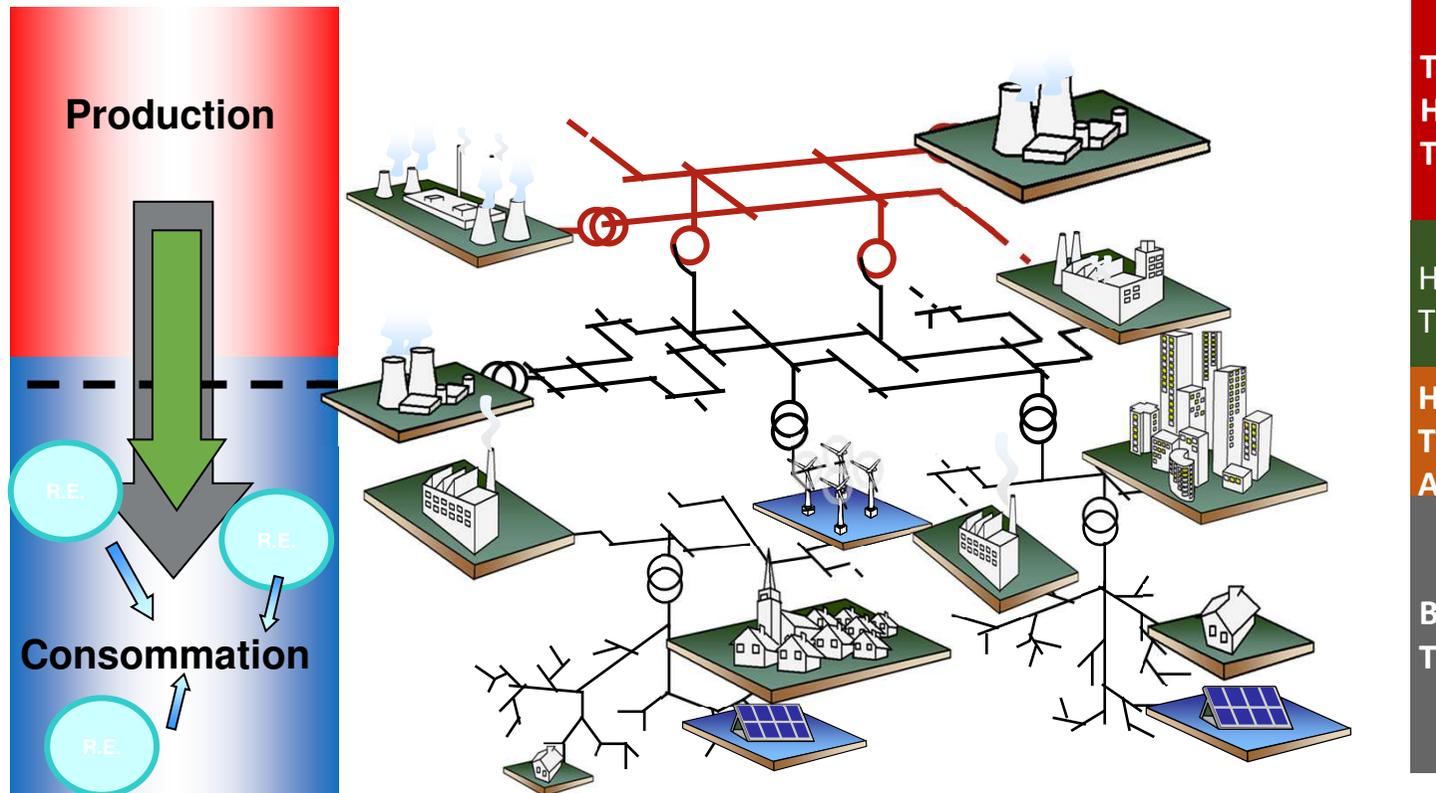
**37  
Millions  
de sites**

Données : RTE (bilan statistique 2015) + CRE (observatoire)



photo courtesy Dr. J. Stevenson

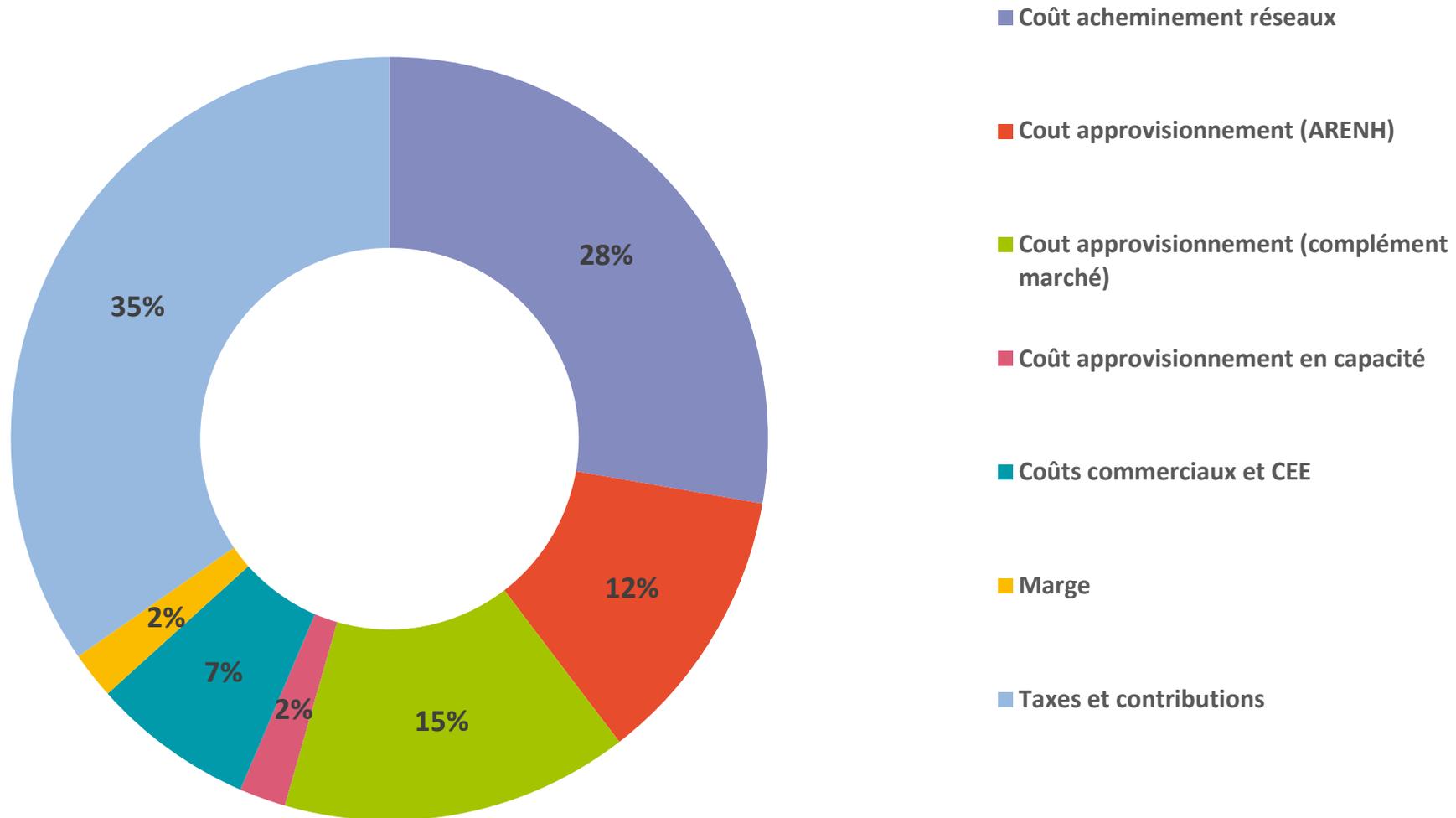
Comment adapter les systèmes énergétiques et les infrastructures sous jacentes à l'arrivée des sources réparties et des sources intermittentes ?



# Prix et coûts de l'électricité

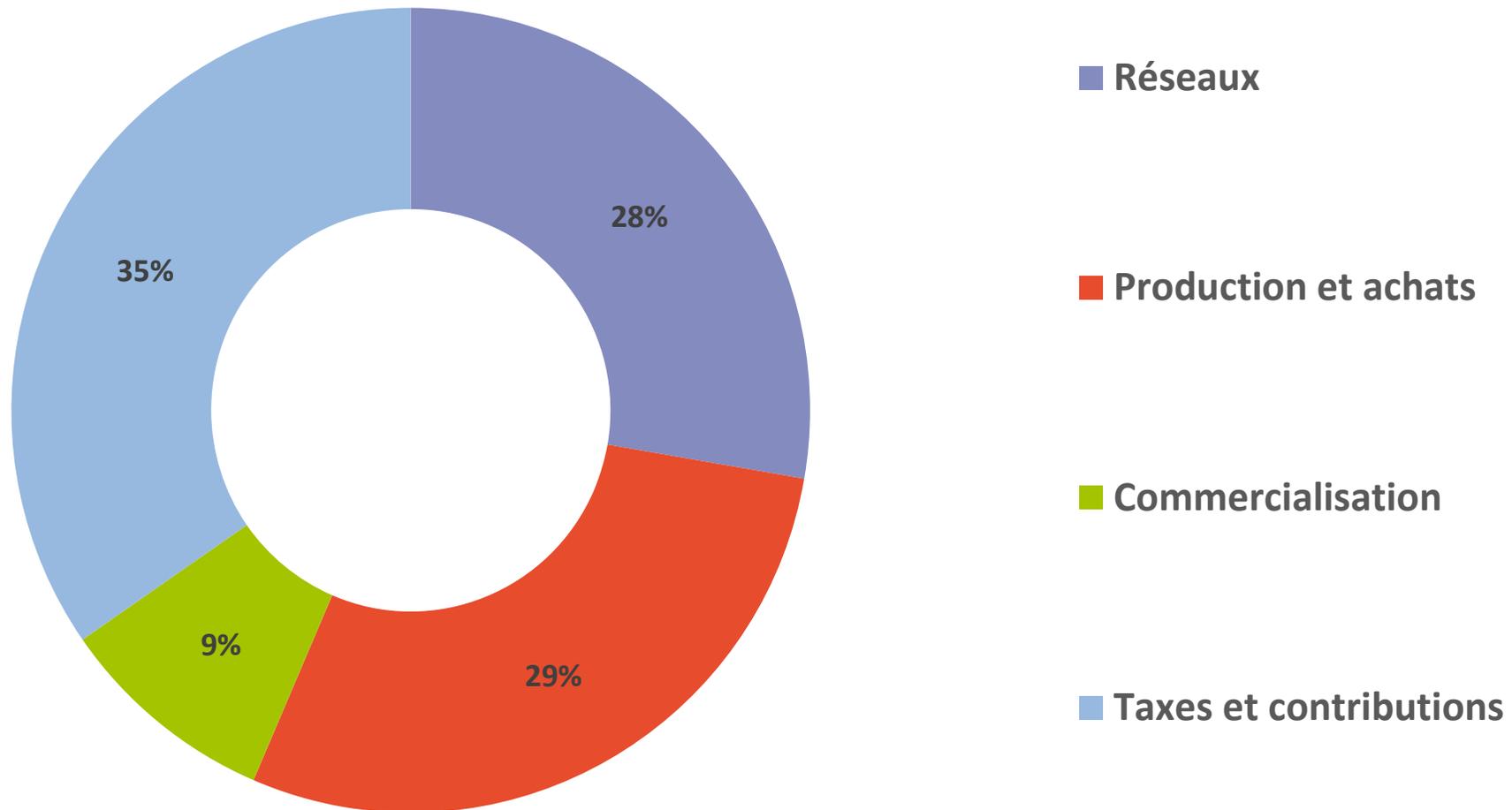
# Composition des tarifs réglementés de vente

(sur la base du TRV résidentiel moyen au 1<sup>er</sup> juin 2019)

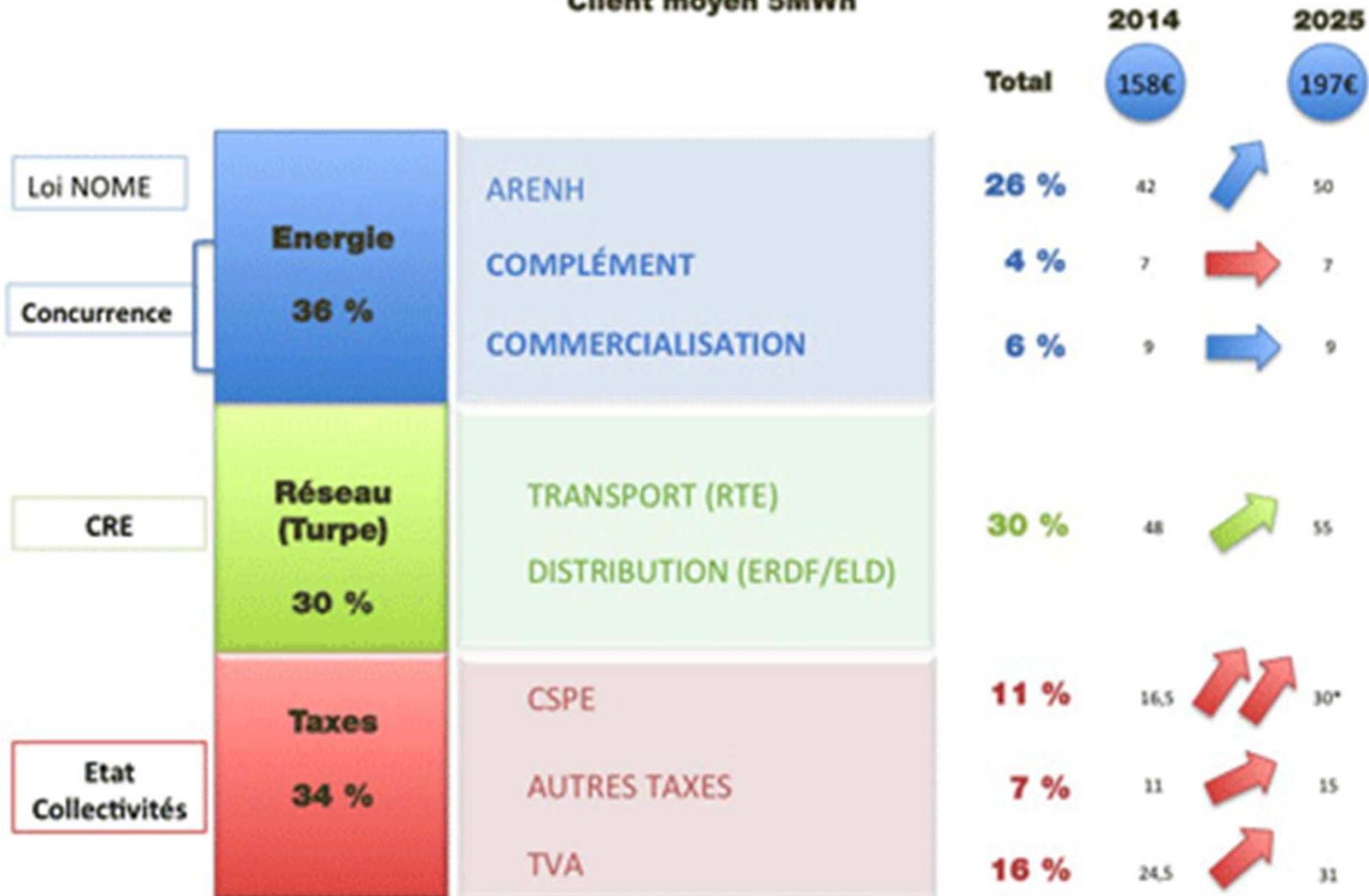


Données CRE

## Composition des tarifs réglementés de vente (sur la base du TRV résidentiel moyen au 1<sup>er</sup> juin 2019)

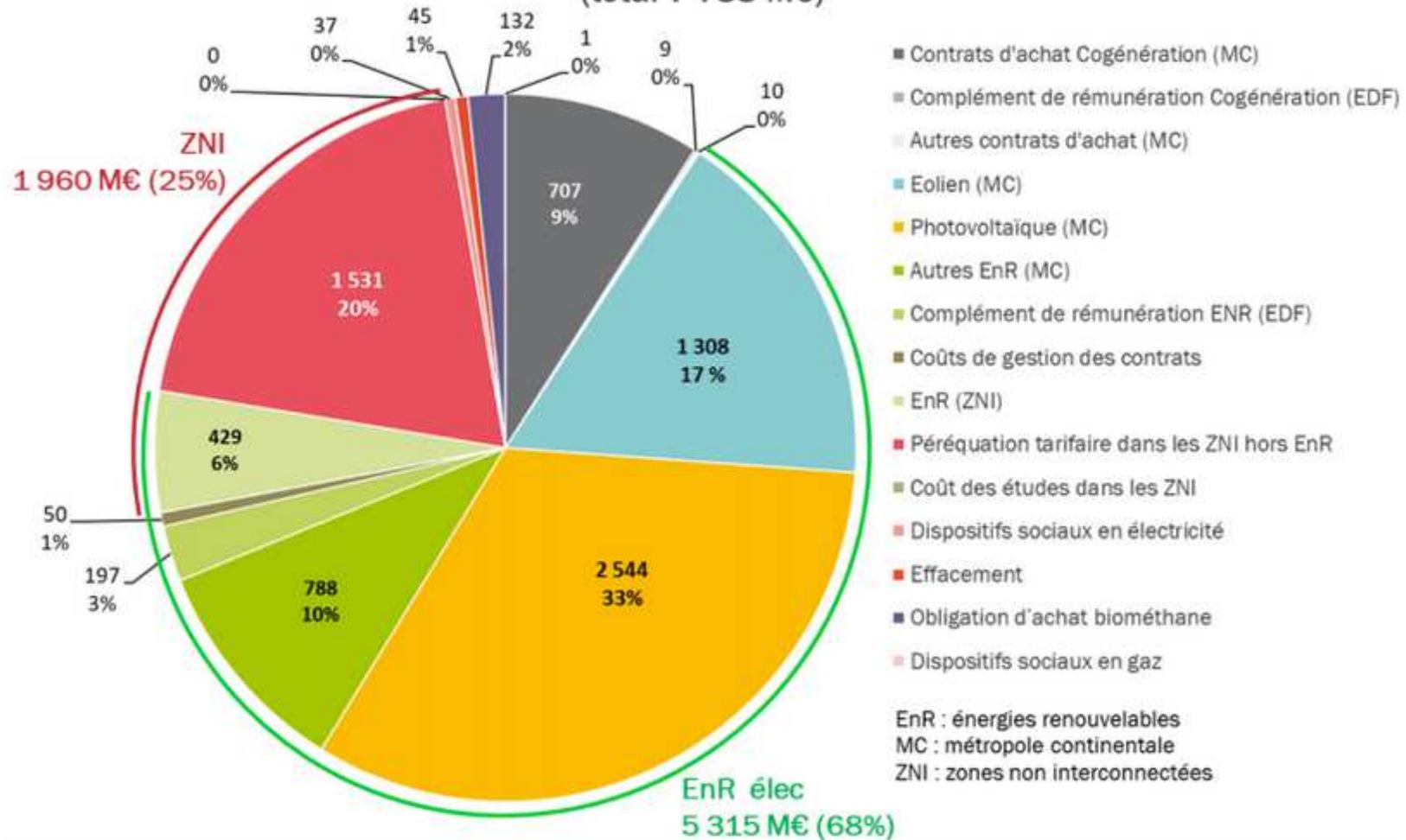


## COMPOSANTES DU TRV BLEU Client moyen 5MWh



\* Hors impact réduction parc nucléaire

### Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2019 (total 7 788 M€)



Source : Prévisionnel CRE pour 2019

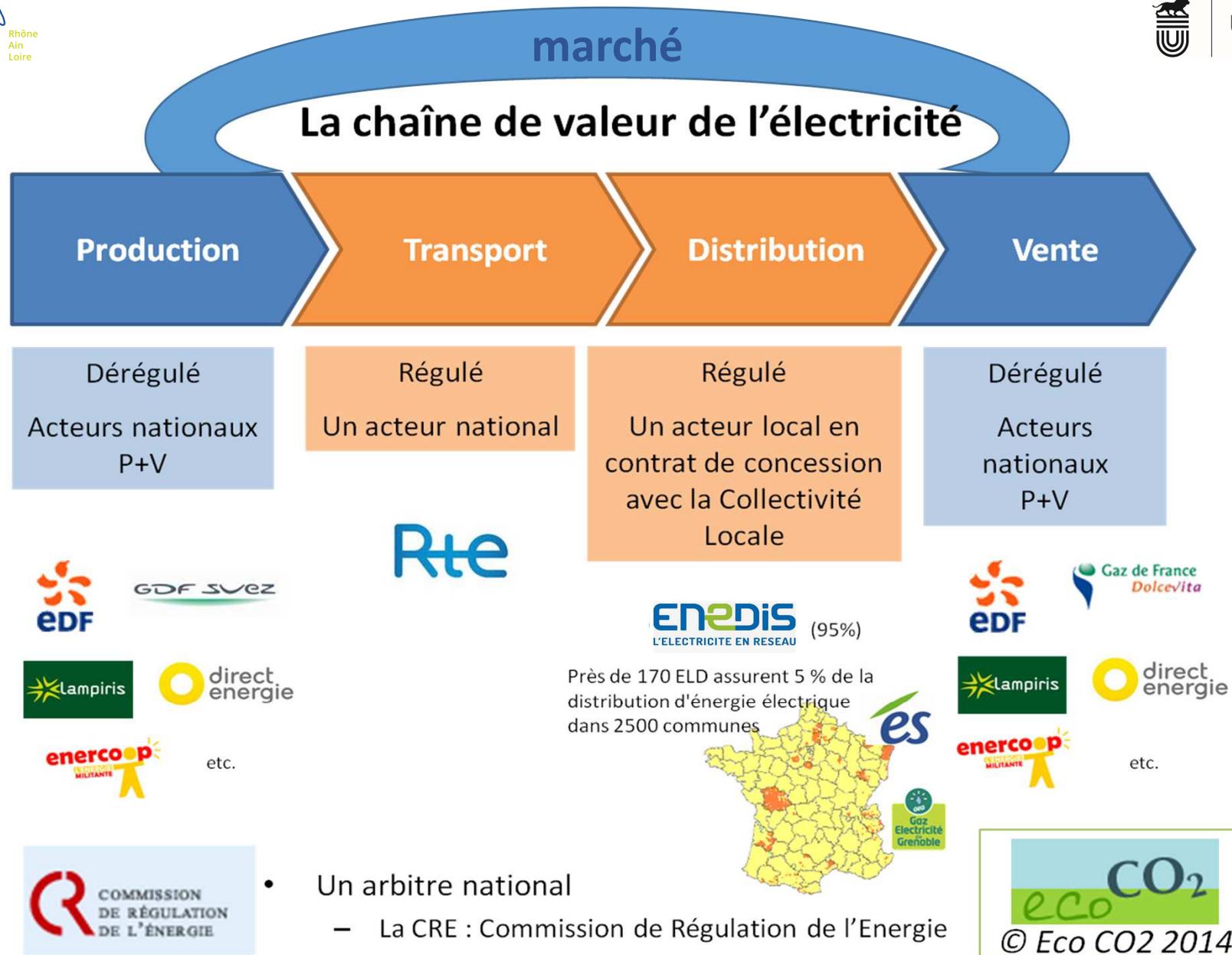
## Evolutions du montant de la CSPE



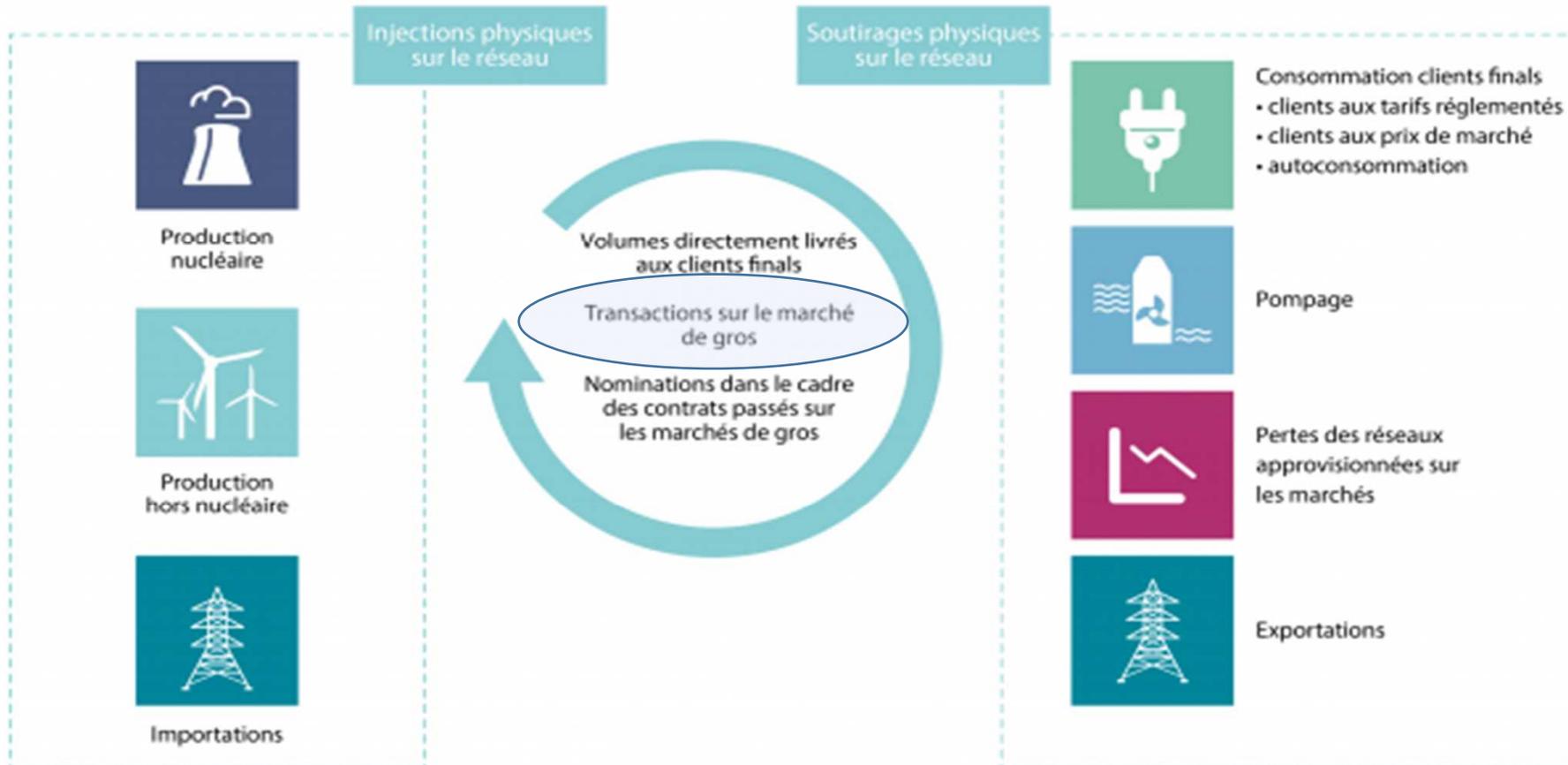
La CSPE représente **100 euros en moyenne par an et par ménage.**

CSPE ou TICFE: même chose mais changement de terminologie en 2016 et cheminement financier différent

# Marché de l'électricité



# Le marché de l'électricité en France marché de gros



Dispositif central d'un système qui se veut concurrentiel  
(pour la partie production)

# Le marché de l'électricité en France

## marché de gros

**Les échanges** peuvent se faire :

- sur des bourses ;
- de gré à gré intermédié (c'est-à-dire via un courtier) ;
- directement de gré à gré (bilatéral pur).

Les transactions peuvent être purement financières (si le produit induit uniquement un échange financier) ou déboucher sur une livraison physique sur le réseau français.

### **les produits du marché de gros: Spot ou à terme**

**produits spot** ou au comptant (achetés pour une livraison le jour-même ou le lendemain)

- des produits journaliers (Day-ahead) ou week-end caractérisés par une livraison en "base" (24h/24, 7j/7) ou en "pointe" (de 08h00 à 20h00, du lundi au vendredi);
- des produits demi-horaires, horaires ou par blocs de plusieurs heures.

Ces prix de court terme sont très volatils.

**Les produits à terme** achetés pour une livraison sur une période plus lointaine fixée).

Ces contrats à terme ou futures portent sur des **produits standardisés** afin de faciliter leur échange, par exemple, la livraison de 1 MW d'électricité en base (pendant toutes les heures du mois), ou en pointe (de 8h à 20h du lundi au vendredi).

# Le marché de l'électricité en France

## marché de gros

**Ce dispositif, se veut concurrentiel, considérant que le fait d'avoir une concurrence doit faire baisser les prix,**

**Mais les coûts sont largement déterminés par les moyens de production et par la physique du fonctionnement du système électrique**

**Une concurrence artificielle et biaisée**

- **ARENH**
- **obligation et tarifs de rachat des ENRi (solaire, éolien)**

**Des cours très volatils (spot) du fait des ENRi, parfois même négatifs (mais prix  $<0$  ne veut pas dire coût nul)**

# Le marché de l'électricité en France marché de gros

## ARENH



### ARENH:

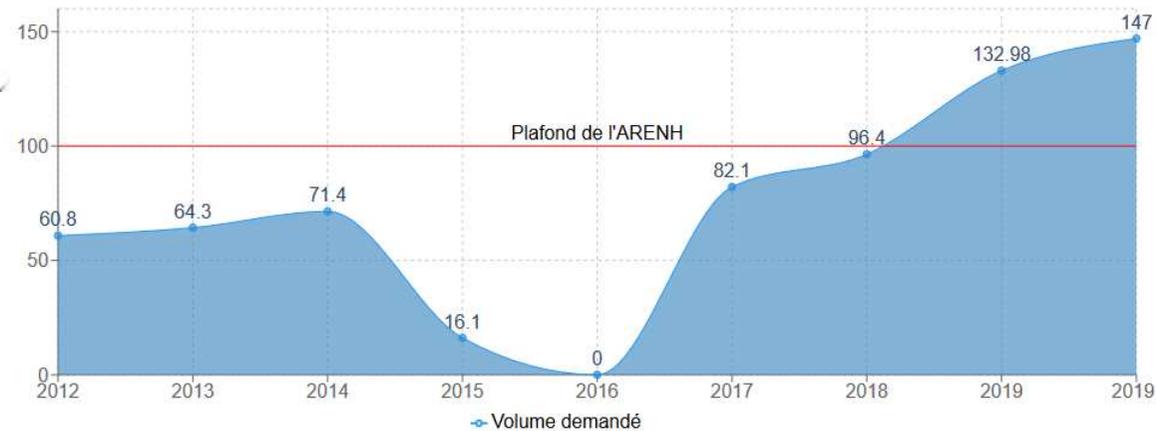
**100TWh** (~ 25% production du parc EDF)

### Processus asymétrique

- Obligation de vente pour EDF
- Achat facultatif pour les fournisseurs alternatifs (quand ça les arrange)

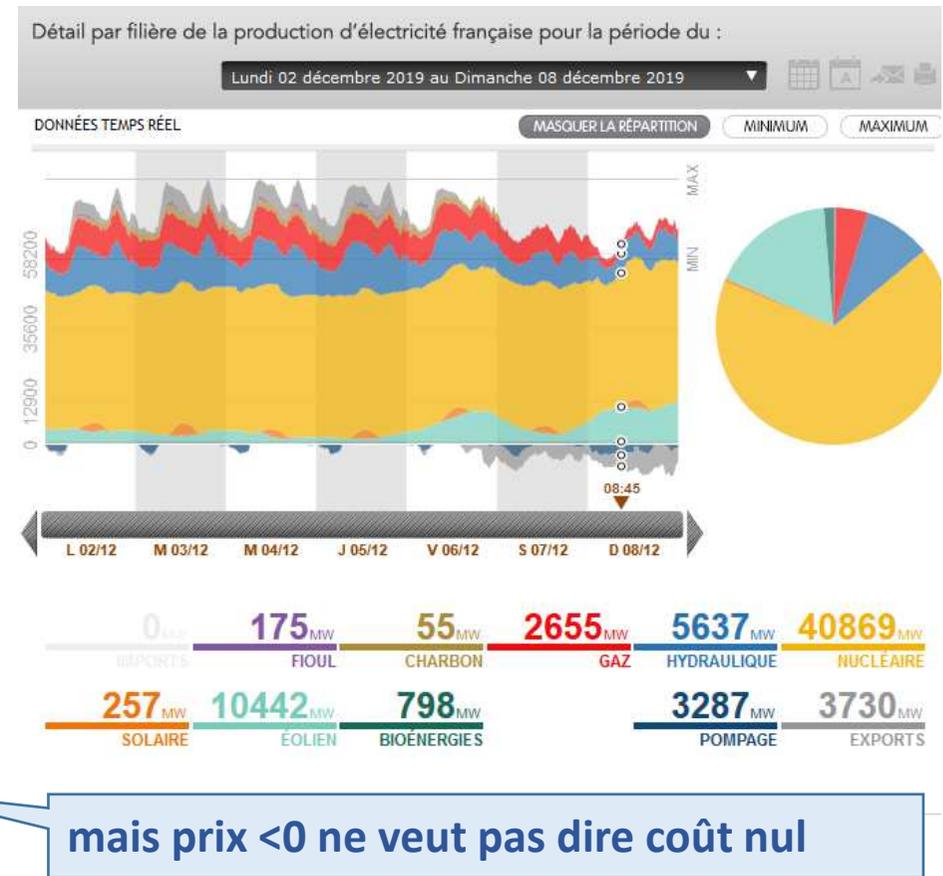
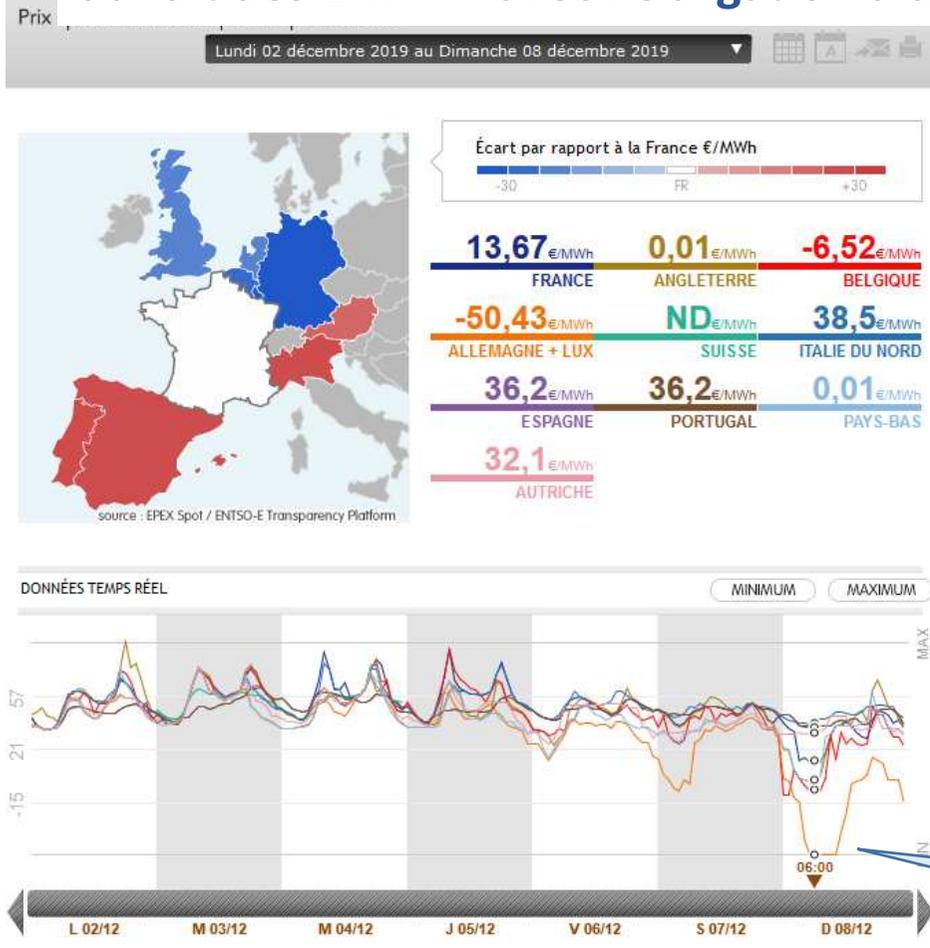
**42€/MWh**

Volumes arbitrés par la CRE en cas de dépassement



# Le marché de l'électricité en France marché de gros

Des prix très volatils sur les marchés spot, notamment en Allemagne, du fait des ENRi avec l'obligation d'achat et d'enlèvement



# Le marché de l'électricité en France marché de gros

**Ce dispositif, se veut concurrentiel, considérant que le fait d'avoir une concurrence doit faire baisser les prix,**

**Mais les coûts sont largement déterminés par les moyens de production et par la physique du fonctionnement du système électrique**

**Une concurrence artificielle et biaisée**

- **ARENH**
- **obligation et tarifs de rachat des ENRi (solaire, éolien)**

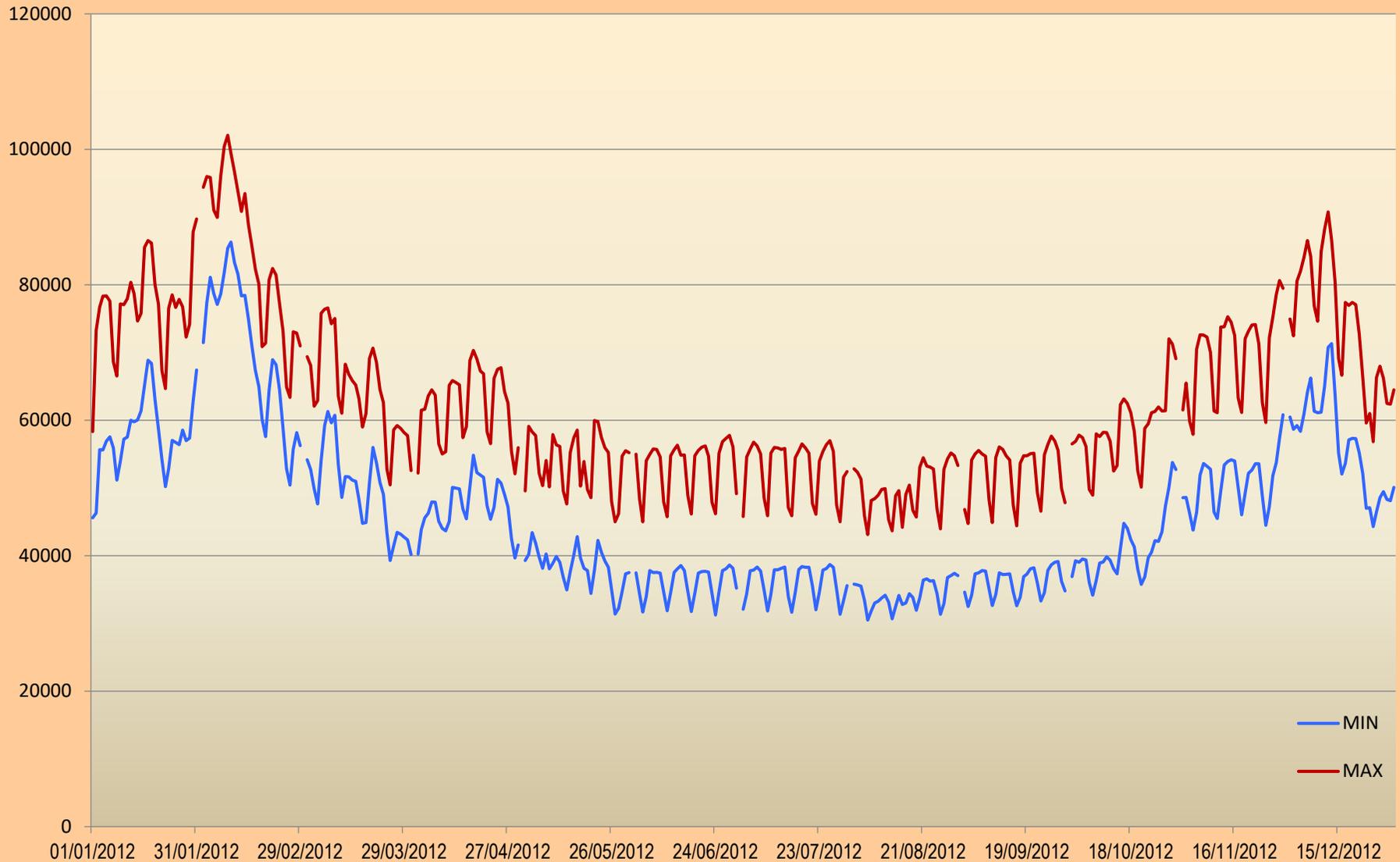
**Des cours très volatils (spot) du fait des ENRi, parfois même négatifs (mais prix  $< 0$  ne veut pas dire coût nul)**

**→ On invente des règles compliquées pour (re)tenter d'optimiser**

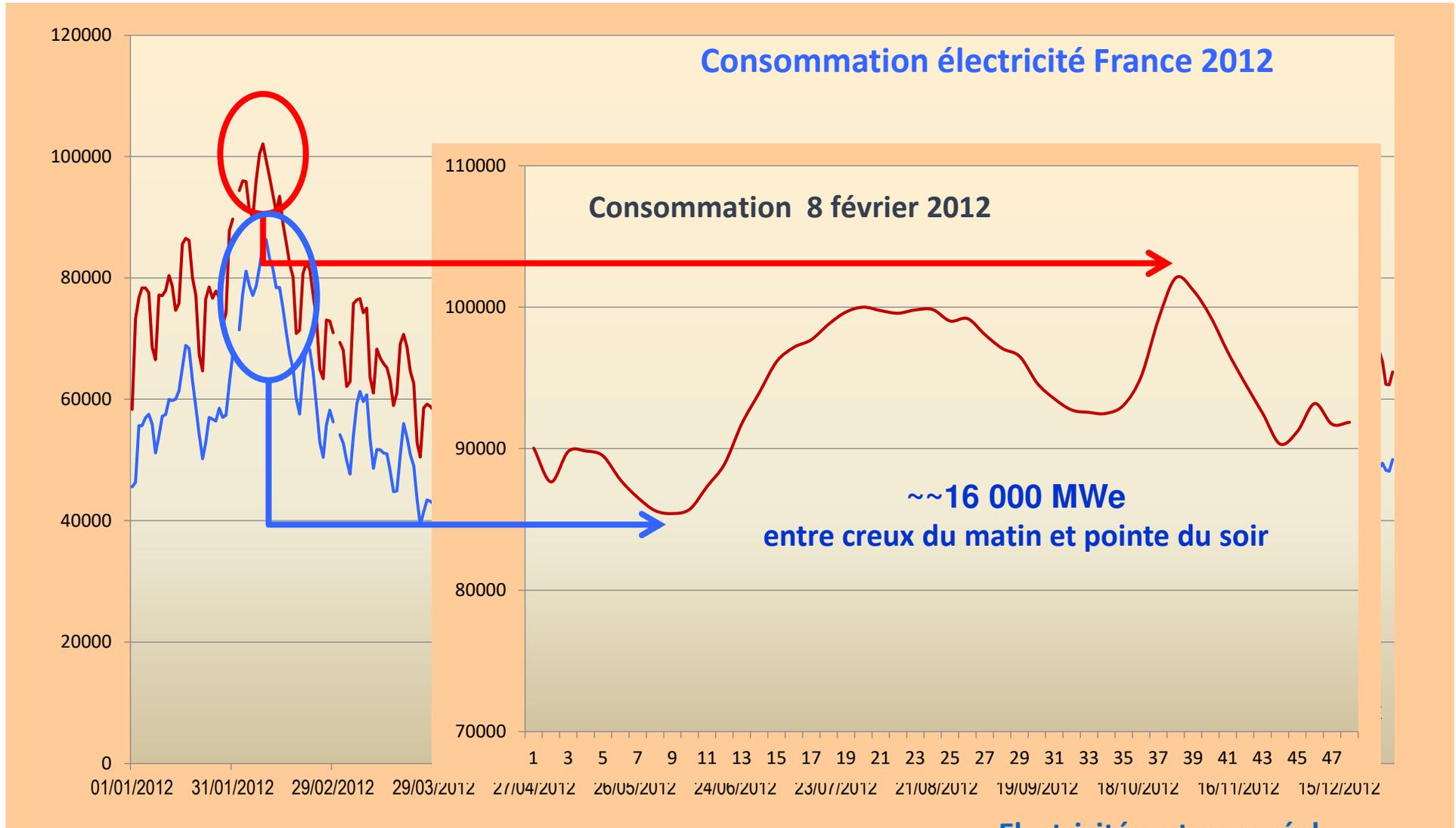
## Un peu de physique

# Fonctionnement du système électrique

# Des variations significatives journalières, hebdomadaires, saisonnières



# Des variations significatives journalières, hebdomadaires, saisonnières



Electricité en temps réel

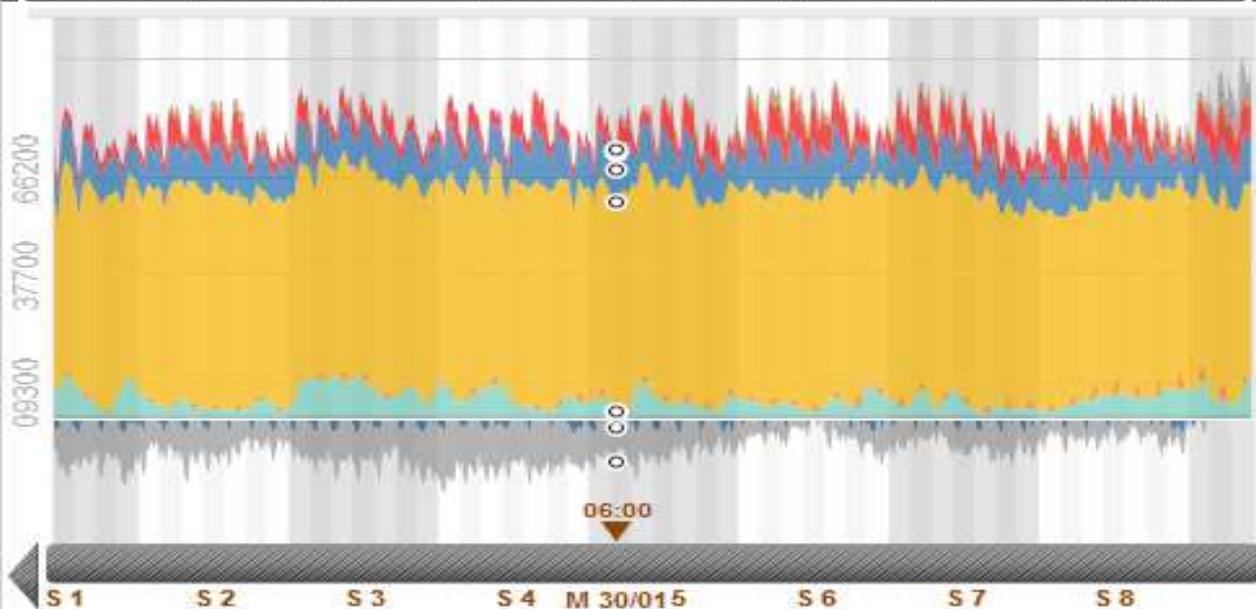
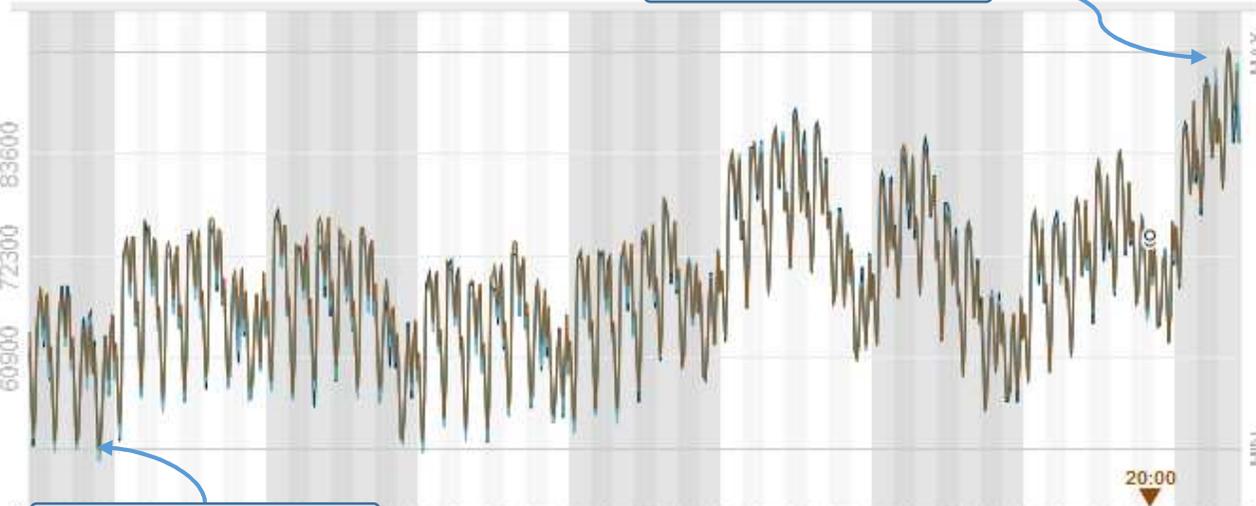
Consommation d'électricité pour la période du :

Jeudi 04 janvier 2018 au Mercredi 28 février 2018

DONNÉES TEMPS RÉEL

Max: 94600 MW

Min: 50800 MW

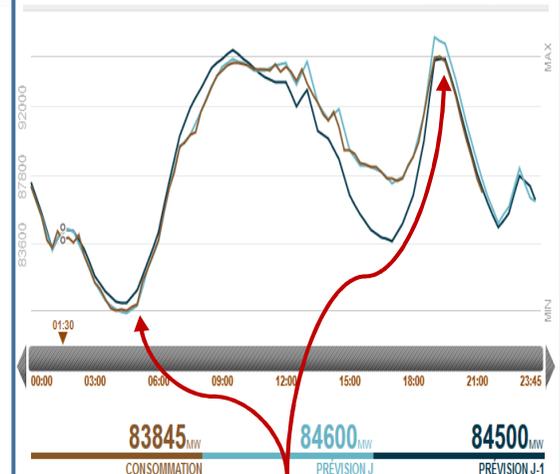


Consommation d'électricité pour la journée du :

Mercredi 28 février 2018

DONNÉES TEMPS RÉEL

MINIMUM MAXIMUM



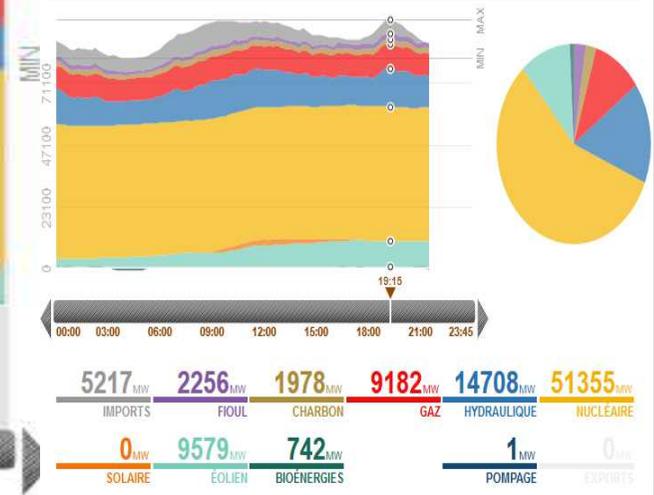
Amplitude journalière:  
15 à 16000 MW

Détail par filière de la production d'électricité française pour la journée du :

Mercredi 28 février 2018

DONNÉES TEMPS RÉEL

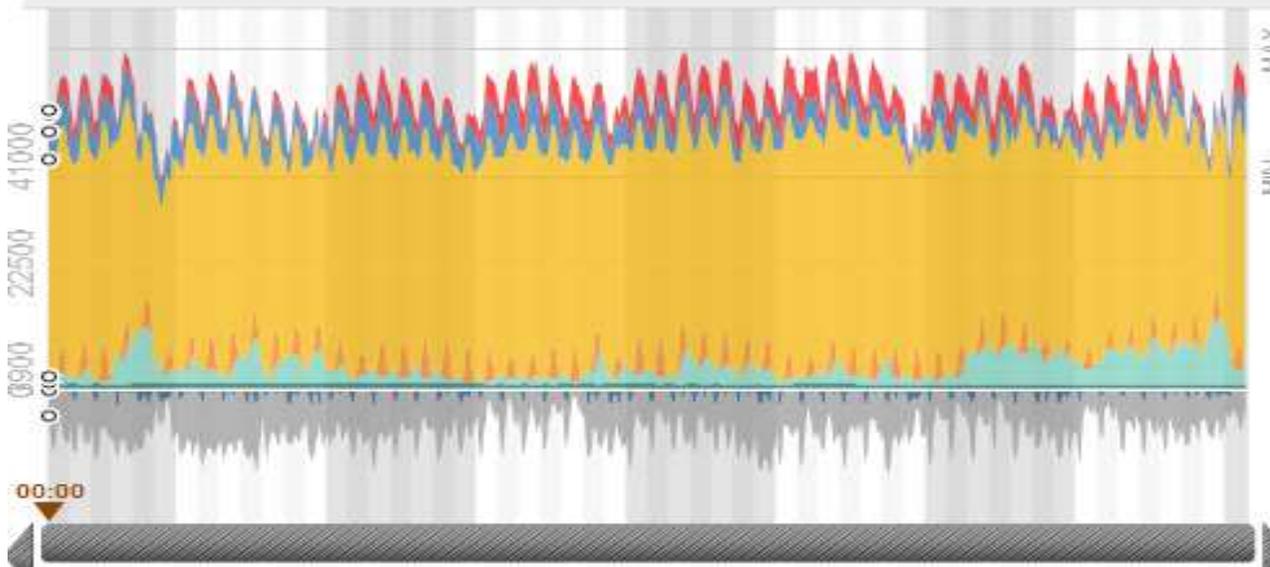
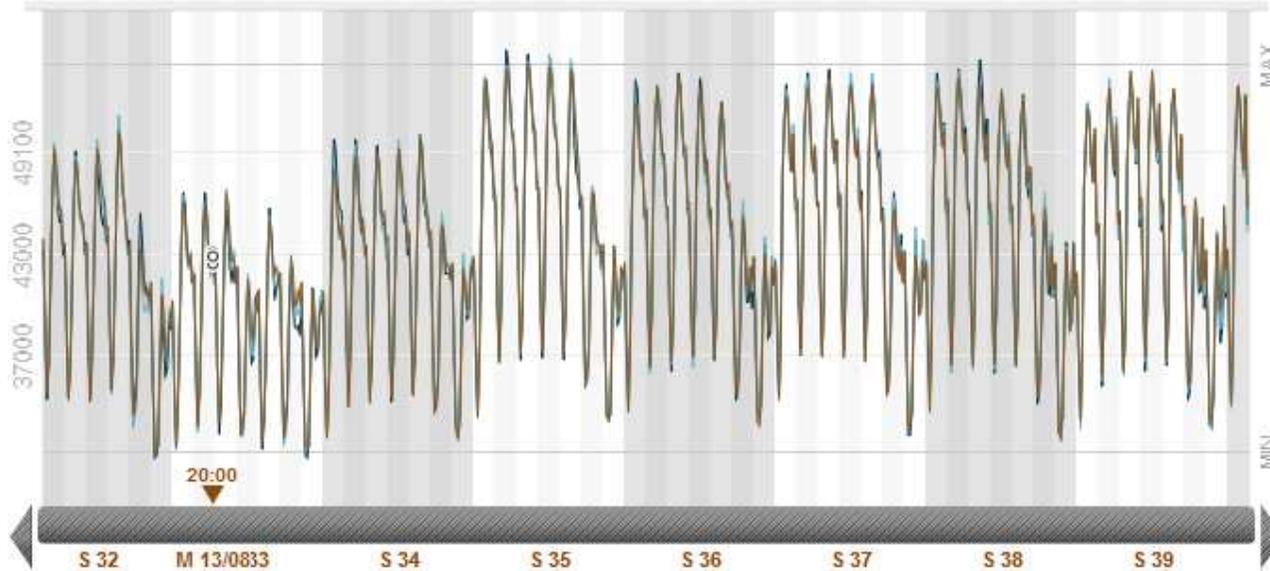
MASQUER LA RÉPARTITION MINIMUM MAXIMUM



Consommation d'électricité pour la période du :

Mardi 06 août 2019 au Lundi 30 septembre 2019

DONNÉES CONSOLIDÉES

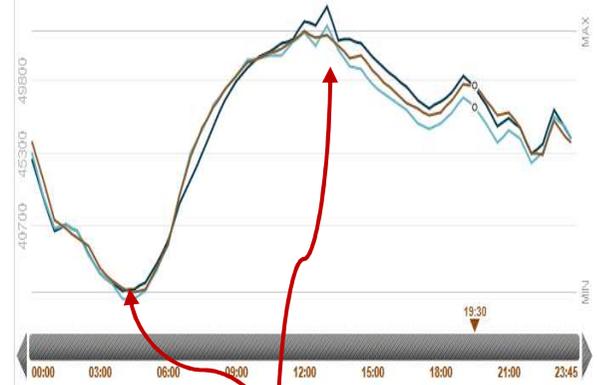


Consommation d'électricité pour la journée du :

Jeudi 05 septembre 2019

DONNÉES CONSOLIDÉES

MINIMUM MAXIMUM



**Amplitude journalière:  
14 à 15000 MW**

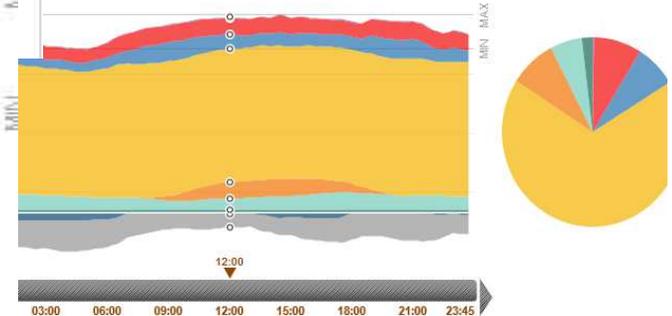
filère de la production d'électricité française pour la journée du :

Jeudi 05 septembre 2019

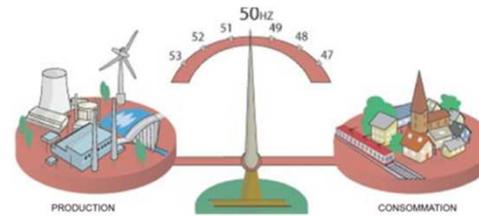
CONSOLIDÉES

MASQUER LA RÉPARTITION

MINIMUM MAXIMUM



# Equilibres de court terme : Stabilité des réseaux



## 3 – Bases fonctionnelles des réseaux en courant alternatif triphasé (3/3)

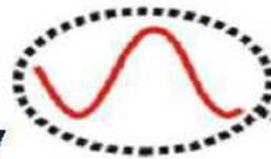
**L'injection d'électricité intermittente RÉDUIT la stabilité des réseaux...**

7/24

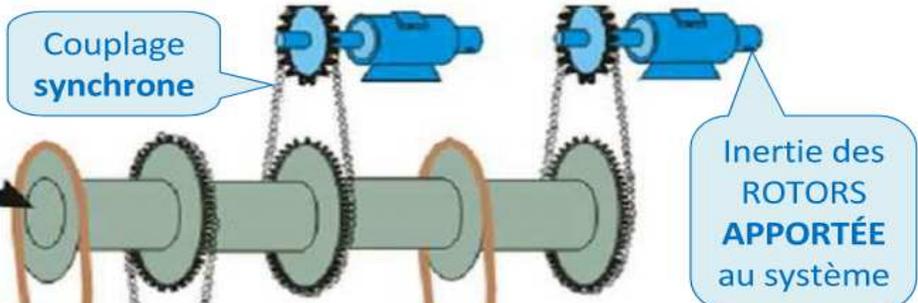
Raisons : **1) Variabilité des EnRi + 2) Couplages au réseau via onduleurs électroniques pilotables n'apportant naturellement NI INERTIE mécanique, NI AUTORÉGULATION**



Frequency



**Synchronous generators**



**Couplage « lâche » (non synchrone) : Ne tient pas compte de la fréquence → Pas d'effet autorégulateur naturel sauf ajout d'un automate de réglage primaire**

**Wind turbines**

**Inertie propre nulle**

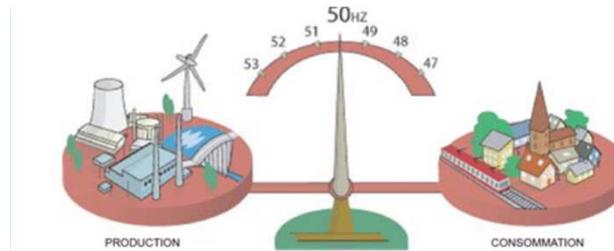
**PV**

**Inertie propre des rotors importante mais... inutilisable Sauf ajout d'un automate « d'inertie synthétique »**

(Source EDF R&D)

# Equilibres de moyen et long terme : Adéquation production ↔ consommation

DIFFÉRENTS LEVIERS POUR AUGMENTER LA PART D'ENR DANS LE SYSTÈME ELECTRIQUE



**Hausse des débouchés**

interconnexions  
électrification



**Déplacement de la demande**



**Flexibilité des moyens de production hydraulique**



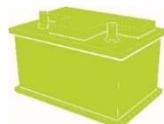
**Manœuvrabilité des tranches nucléaires**



**Manœuvrabilité et Backup du thermique à flamme**



**Ecrêtement des EnR**



**Stockage**



# Transport et Distribution

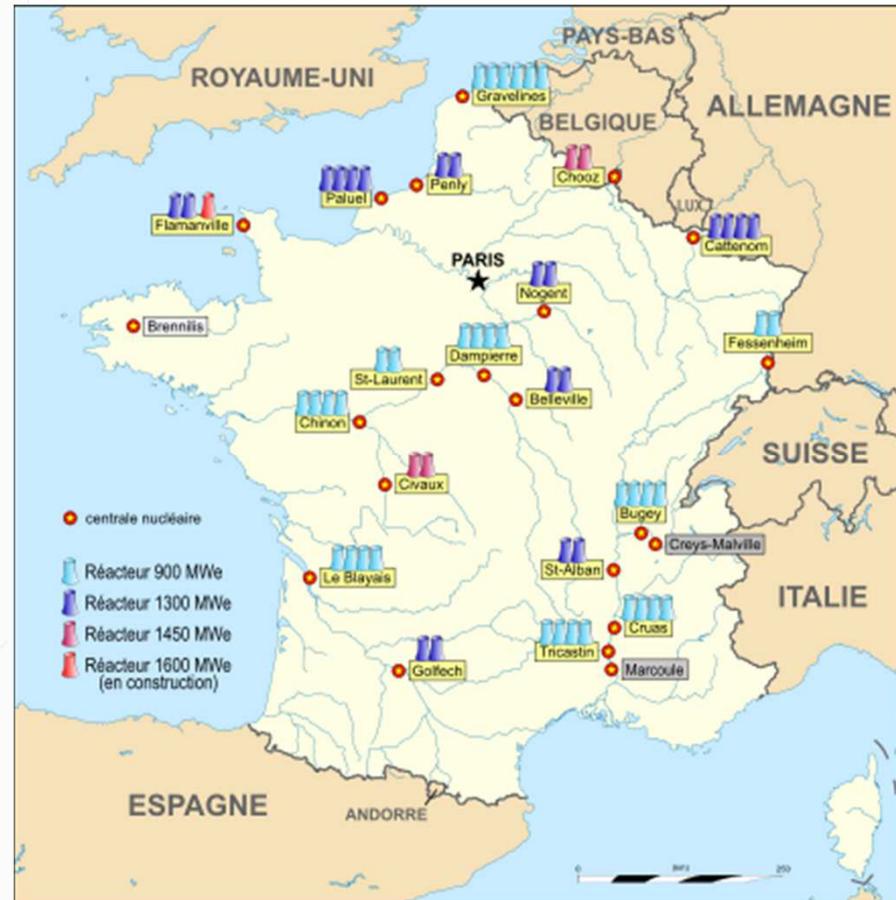
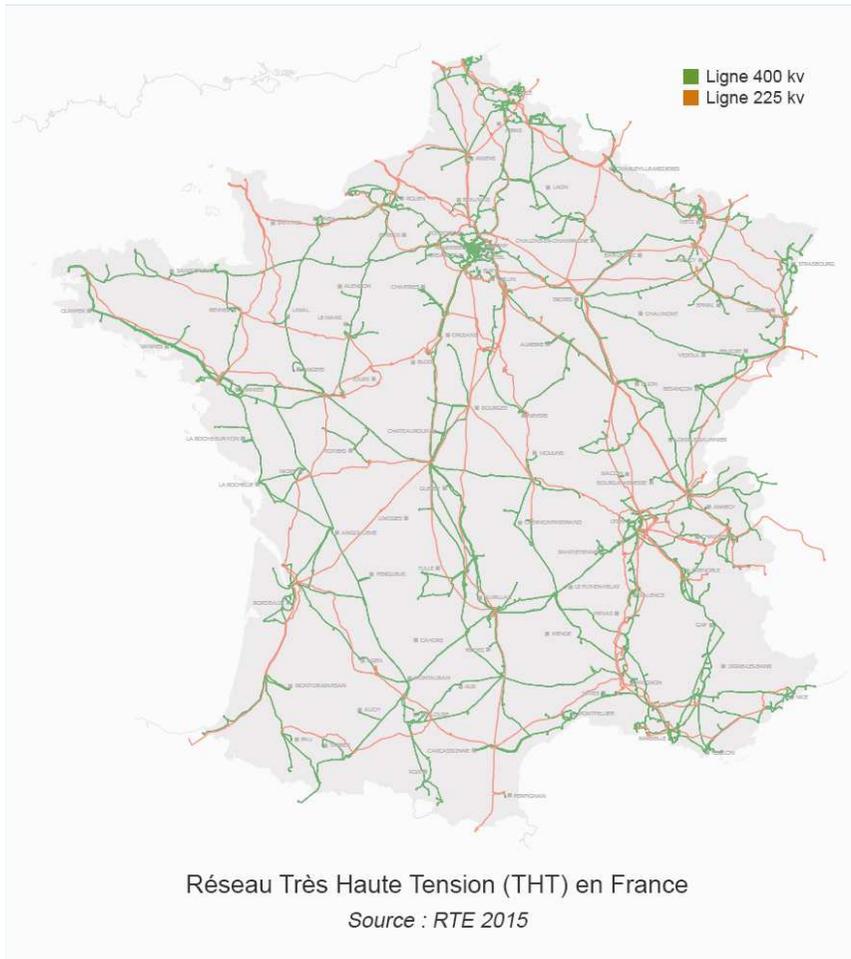
## Les réseaux

# Réseaux:

- Transport
  - RTE
  - Réseau maillé THT, HT
- Distribution
  - ENEDIS
  - Réseau maillé, arborescent, descendant (actuellement)
  - MT, BT
- Monopoles naturels
  - Un seul réseau sur une zone
  - Pas de concurrence, mais sous contrôle régulateur (CRE)
  - Tarification selon principe du timbre poste ( # distance)
  - Tarifs uniques (par type de clients/opérateurs/raccordements)

# Un réseau cohérent avec les principaux centres de production, de consommation et les interconnexions des pays limitrophes

pour minimiser le dimensionnement des ouvrages (investissement) et les pertes



## 2 – L'organisation du système électrique européen : **ENTSO-E**

**ENTSO-E**: European Network of Transmission System Operators for Electricity

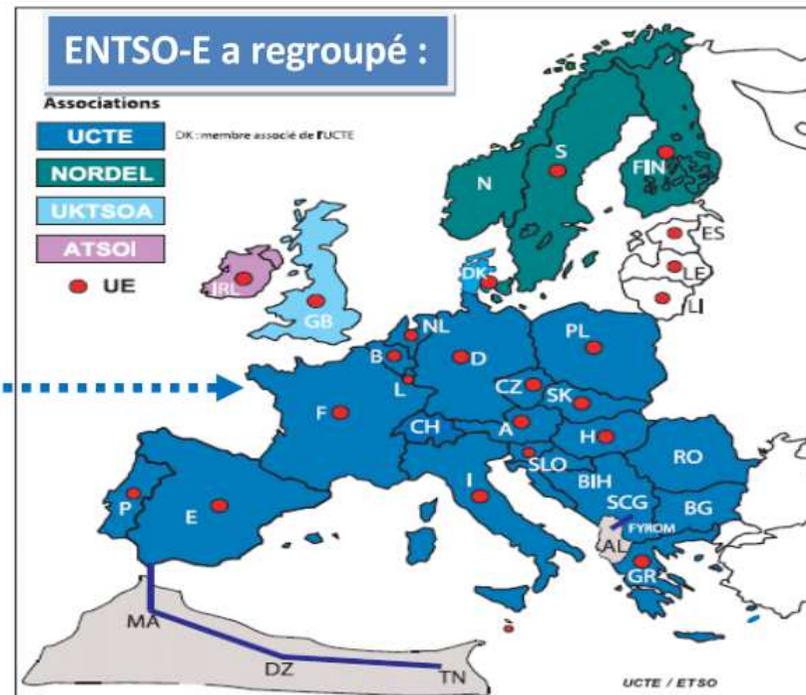
Regroupe depuis 2009 les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité (GRT) de **36 pays** du **CONTINENT** européen avec deux objectifs :

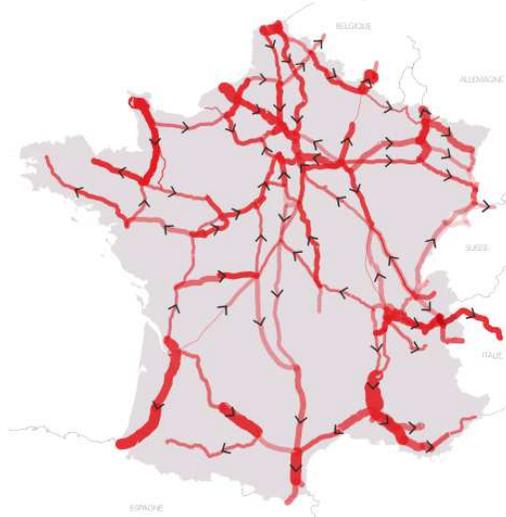
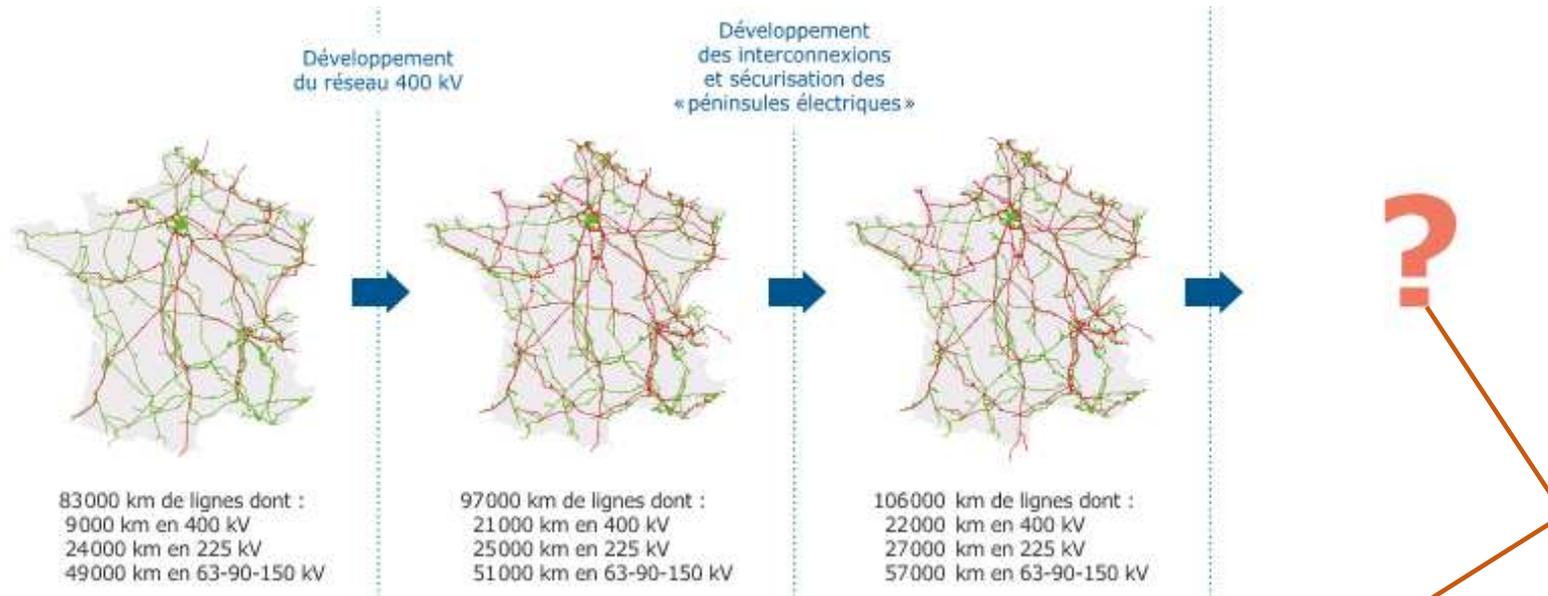
- 1) **TECHNIQUE** : coordonner, optimiser et sécuriser la gestion des réseaux nationaux
- 2) **COMMERCIAL** : faciliter les échanges via les **MARCHÉS** de l'électricité



➔ Réseau français : très fortement interconnecté au réseau européen

L'interconnexion du système électrique français avec les pays d'Europe de l'Ouest





Flux électriques - hiver

### Modernisation et adaptation aux ENRi:

- Flux des interconnexions entre pays
- Déplacement des zones de production / zones de consommation
- plus grande variabilité des flux

France 2035  
**RTE: 33 milliards d'euros pour moderniser le  
réseau électrique**

## Le Monde

La transition énergétique devrait coûter  
33 milliards d'euros sur quinze ans au réseau  
électrique

Selon le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, l'intégration des énergies renouvelables et des voitures électriques devrait se refléter légèrement sur la facture des consommateurs.

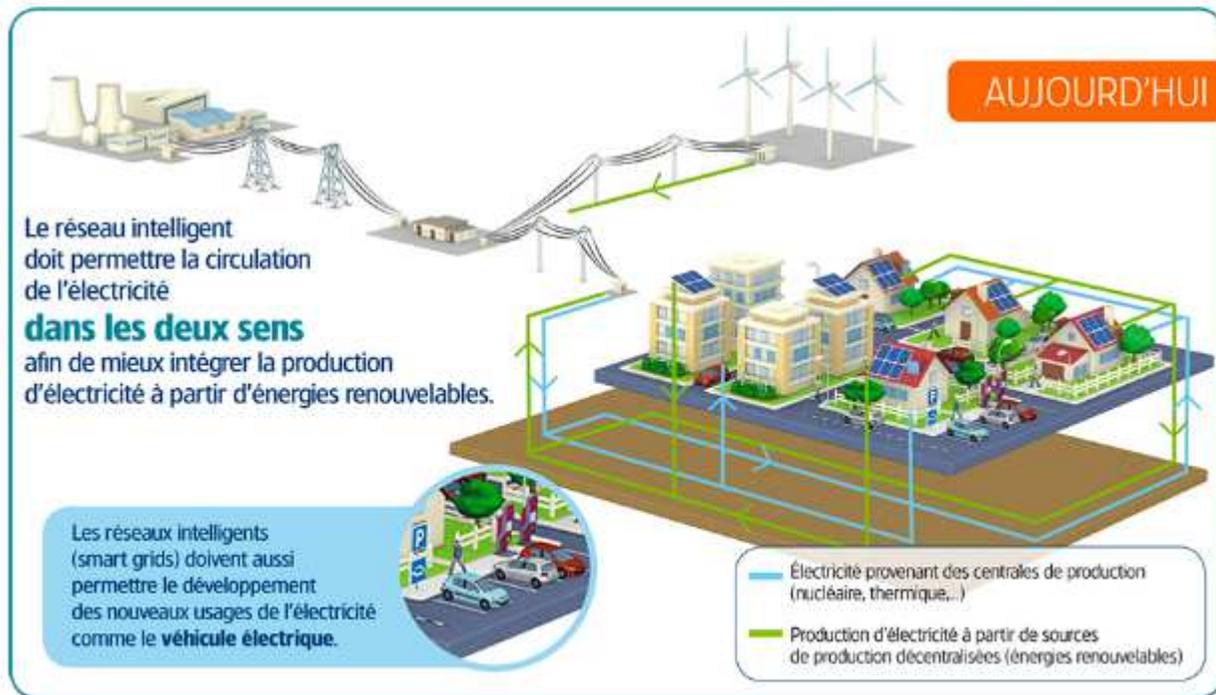
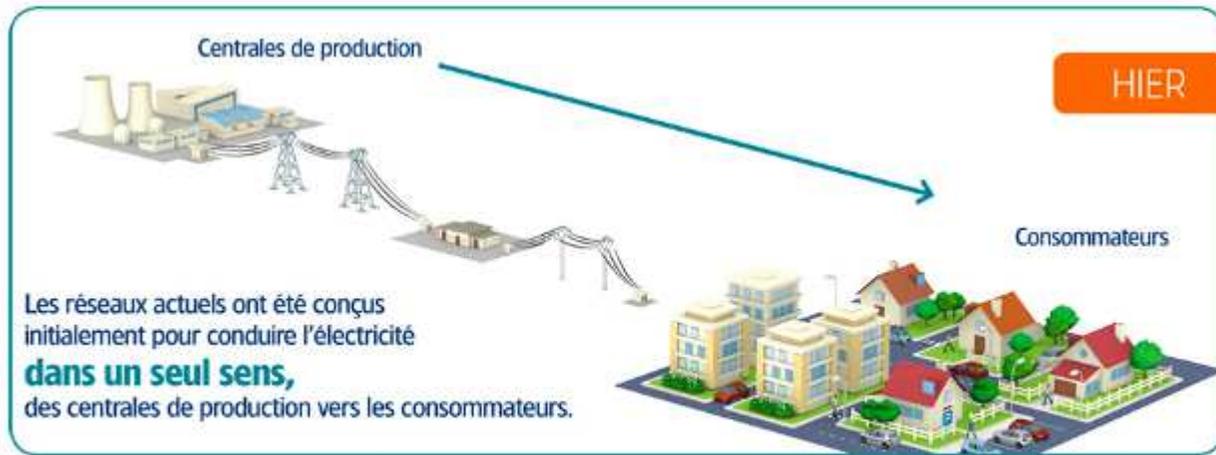
### L'USINE NOUVELLE

**France: Investissements de 33 milliards  
d'euros sur 15 ans dans le réseau  
électrique, selon RTE**

PUBLIÉ LE 17/09/2019 À 09H16

PARIS (Reuters) - Le développement du réseau électrique français coûtera 33 milliards d'euros sur 15 ans, a annoncé mardi RTE, précisant que ces investissements permettraient de réduire les émissions de CO2 du système électrique européen.





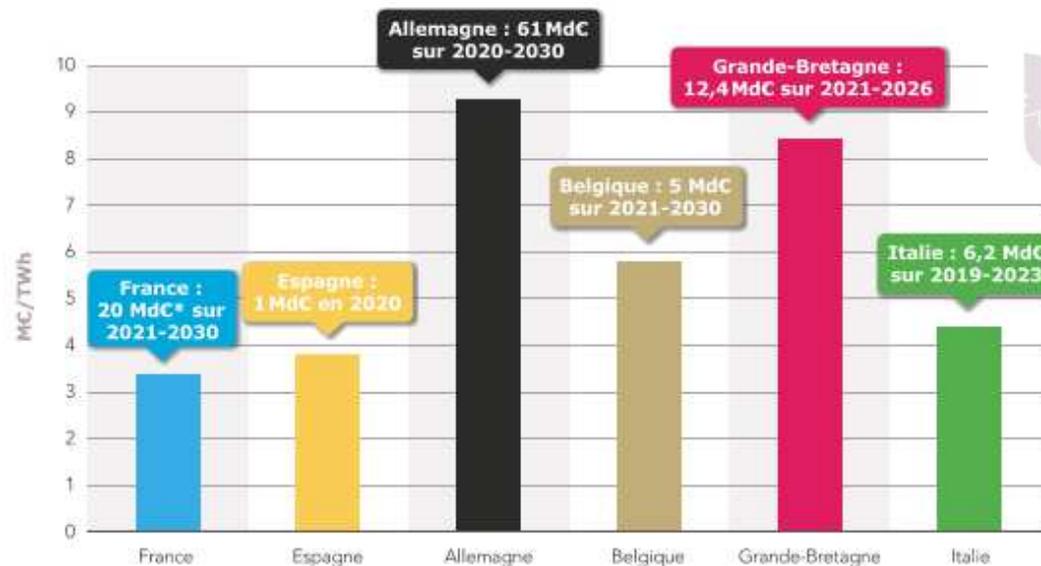
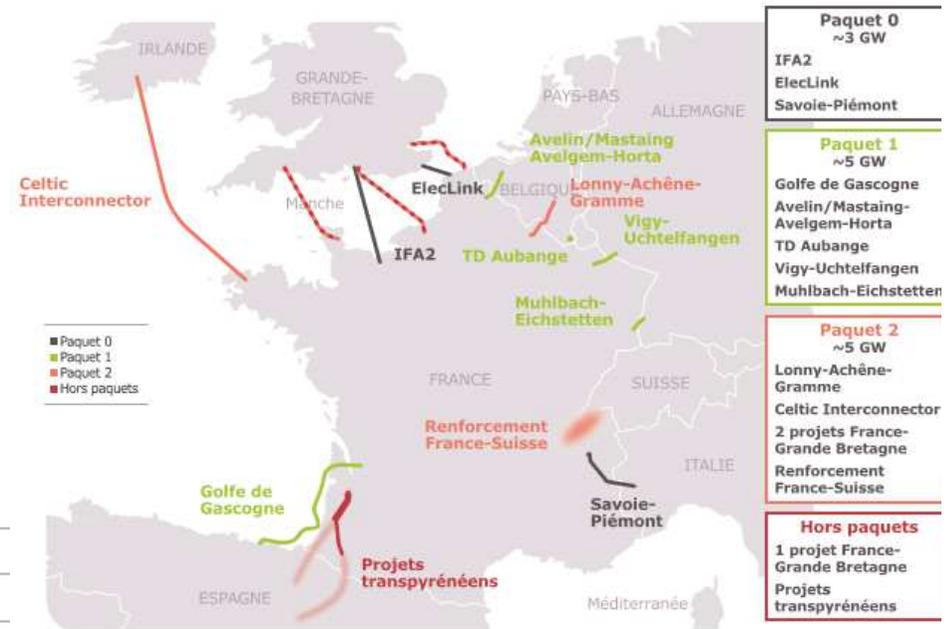
tech ENEDIS Réseaux d'avenir

Au titre de l'accompagnement de la PPE 2019 – 2028 Enedis annonce un rythme annuel d'investissements consacrés aux raccordements croissant (de 1,1 milliards à 1,8 milliards par an) sur la période longue (2019 – 2035), accordant une part croissante à la transition énergétique et permettant de raccorder au réseau plus de 67 GW d'énergies renouvelables et 12 millions de points de charge de véhicules électriques.

**20 à 25 milliards d'euros sur 15 ans**

# Réseaux Transport: une problématique à l'échelle du système électrique européen

Figure 23. Illustration du programme séquentiel de développement des interconnexions



\* Pour la France, les dépenses considérées correspondent aux dépenses d'investissement présentées dans le SDDR pour la période 2021-2030

Source RTE

- **Transport**

- Des investissements lourds, souvent longs et difficiles à réaliser
- Un maillage cohérent avec les centres de production
- Des pertes, importantes pour fortes puissances et longues distances
- Adaptation aux renouvelables intermittents avec transferts massifs;
  - pb des interconnexions pays et/ou des transferts interrégionaux

- **Distribution**

- Un réseau actuellement arborescent descendant
- Fonctionnement "à l'envers" à intégrer
  - pb dimensionnement, réglages Tension et Fréquence, protections, ...
- Des investissements importants

➔ **renforcement significatif des réseaux**

- Nécessaire mais pas suffisant
- Efficacité discutable
  - foisonnement national et européen incertains
  - Ne règle pas les pb de lissage/stockage journalier/hebdomadaire/ saisonnier
- Même si l'impact (relatif) sur le coût du KWh n'est sans doute pas dominant

# Production d'électricité en France et ailleurs

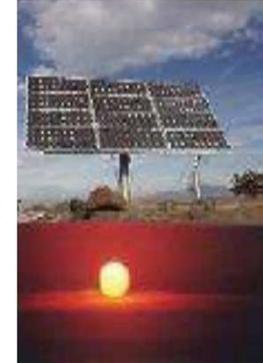
# Différents moyens pour la production d'électricité principales caractéristiques

**Hydropower**  
Renewable resource,  
Regionally variable  
Continuous / peak  
CO<sub>2</sub>: ~ 4 - 90g/kWh  
Cost of capital

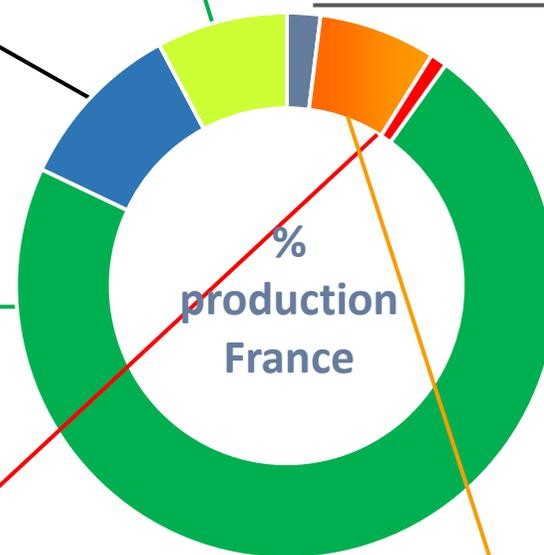
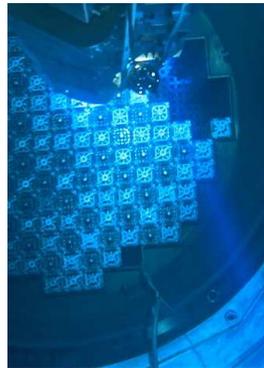


**Wind, Solar**

renewable resource, Intermittent  
CO<sub>2</sub>: ~ 10 - 200g/kWh  
cost: capital, + system cost



**Nuclear**  
Medium/Large resource  
Available on demand  
CO<sub>2</sub>: ~ 4g/kWh  
Cost of capital, O&M



**Coal**  
Large resource,  
Available on demand  
CO<sub>2</sub>: ~ 800g/kWh  
cost: fuel&CO<sub>2</sub> price  
CCS ?



**Oil**  
Limited resource (peak oil)  
Available on demand  
CO<sub>2</sub>: ~ 600g/kWh  
cost: fuel&CO<sub>2</sub> prices



**Gas**  
Medium resource  
Available on demand  
CO<sub>2</sub>: ~ 400g/kWh  
cost: fuel&CO<sub>2</sub> price

# Différents moyens pour la production d'électricité principales caractéristiques en émissions de CO2

Filière de production électrique

Contenu en CO<sub>2</sub> du kWh à la production (en g de CO<sub>2</sub>/kWh)

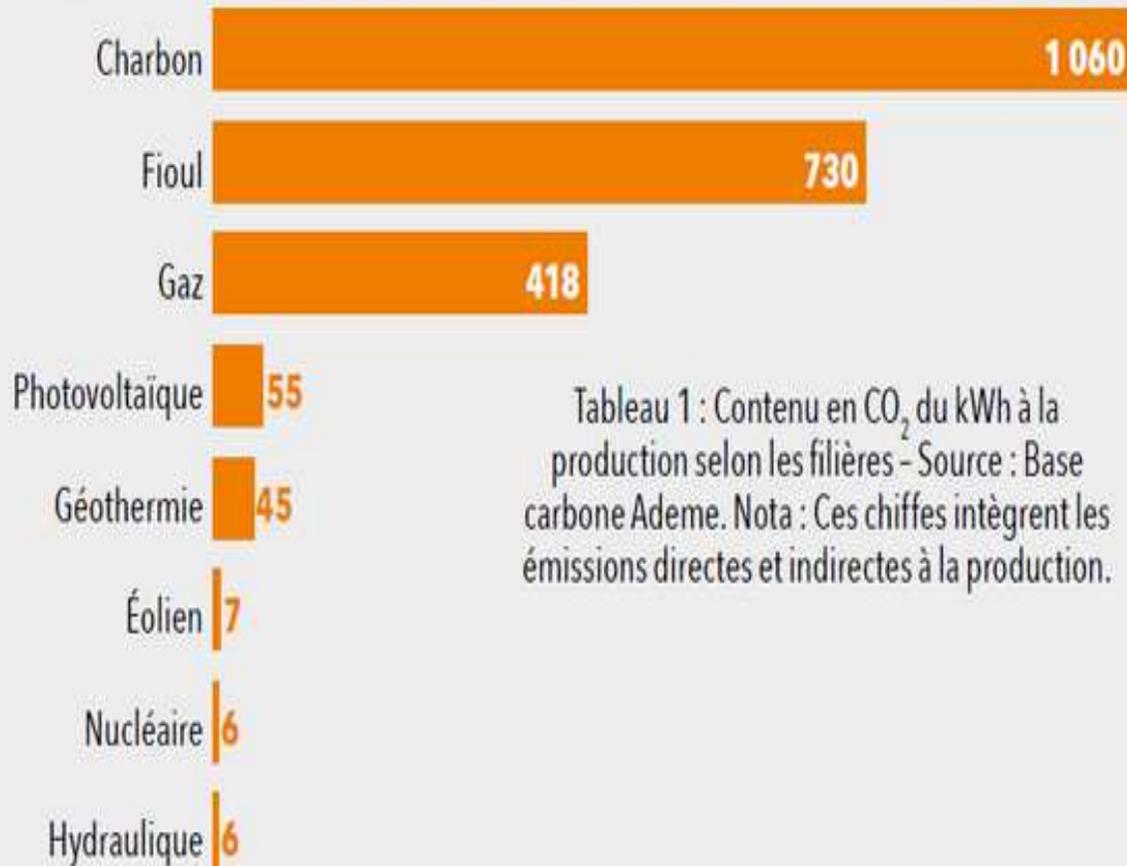
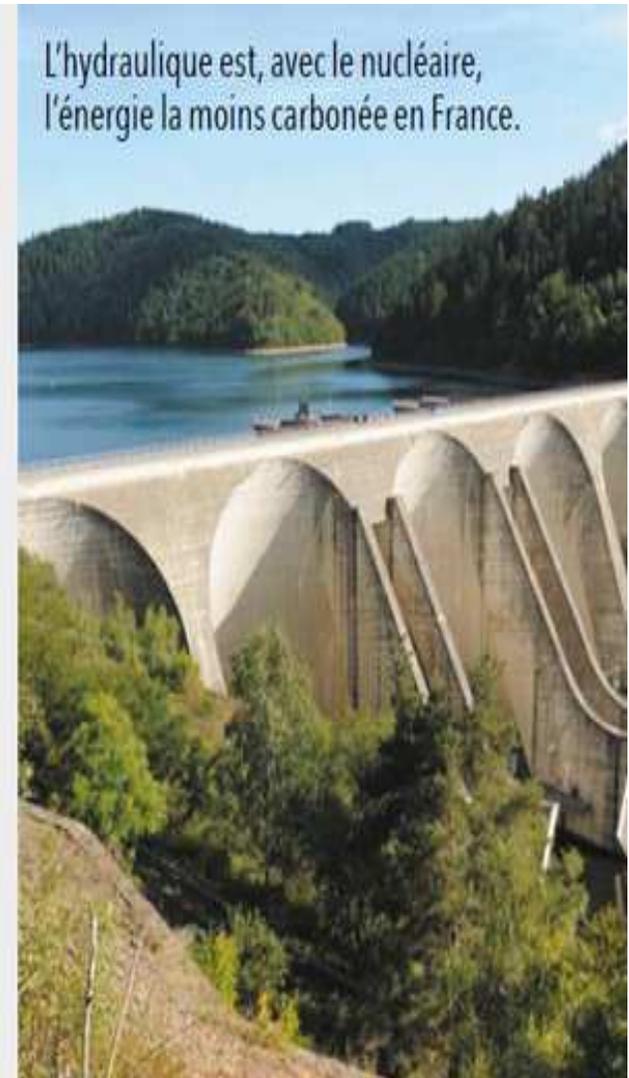


Tableau 1 : Contenu en CO<sub>2</sub> du kWh à la production selon les filières - Source : Base carbone Ademe. Nota : Ces chiffres intègrent les émissions directes et indirectes à la production.

L'hydraulique est, avec le nucléaire, l'énergie la moins carbonée en France.



# Le Parc de production France actuel

SF  
Ain  
Loire

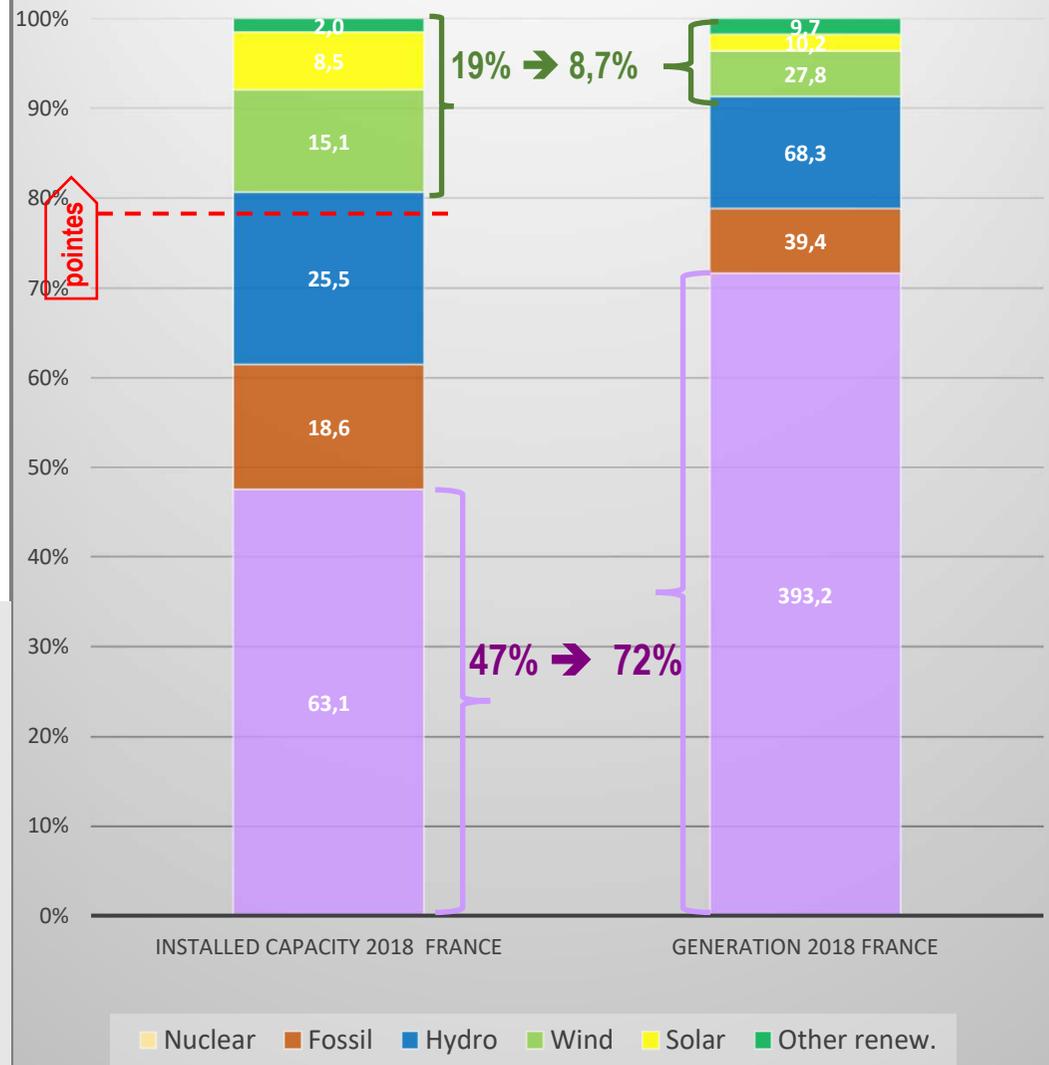


## Dominante nucléaire ...

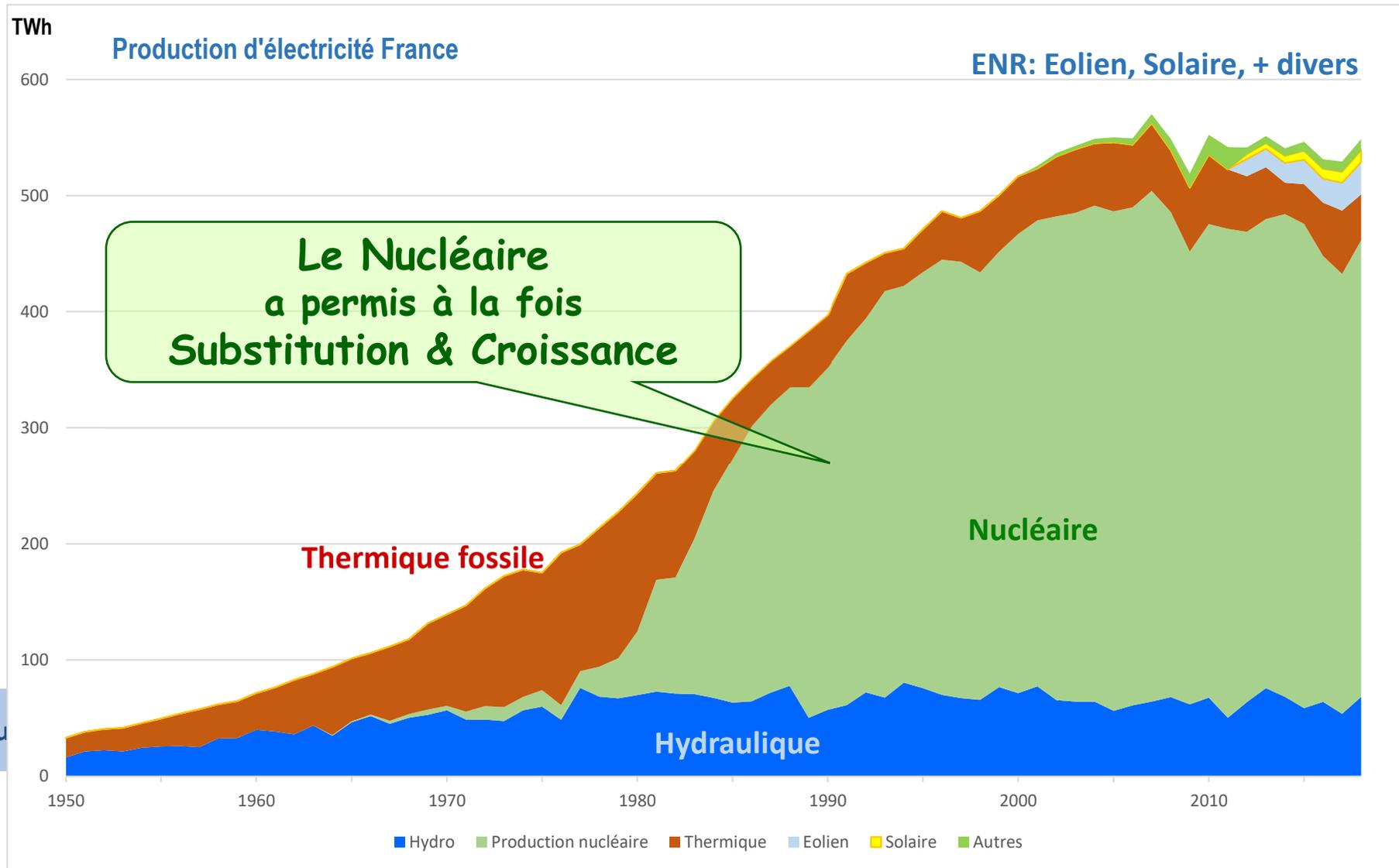
- 63 000 MWe Nuc. installés
- 58 réacteurs en exploitation, sur 19 sites
- 1 en construction (EPR)
- 9 en déconstruction

... mais pas tout nuc !

## Puissance installée et Production France 2018



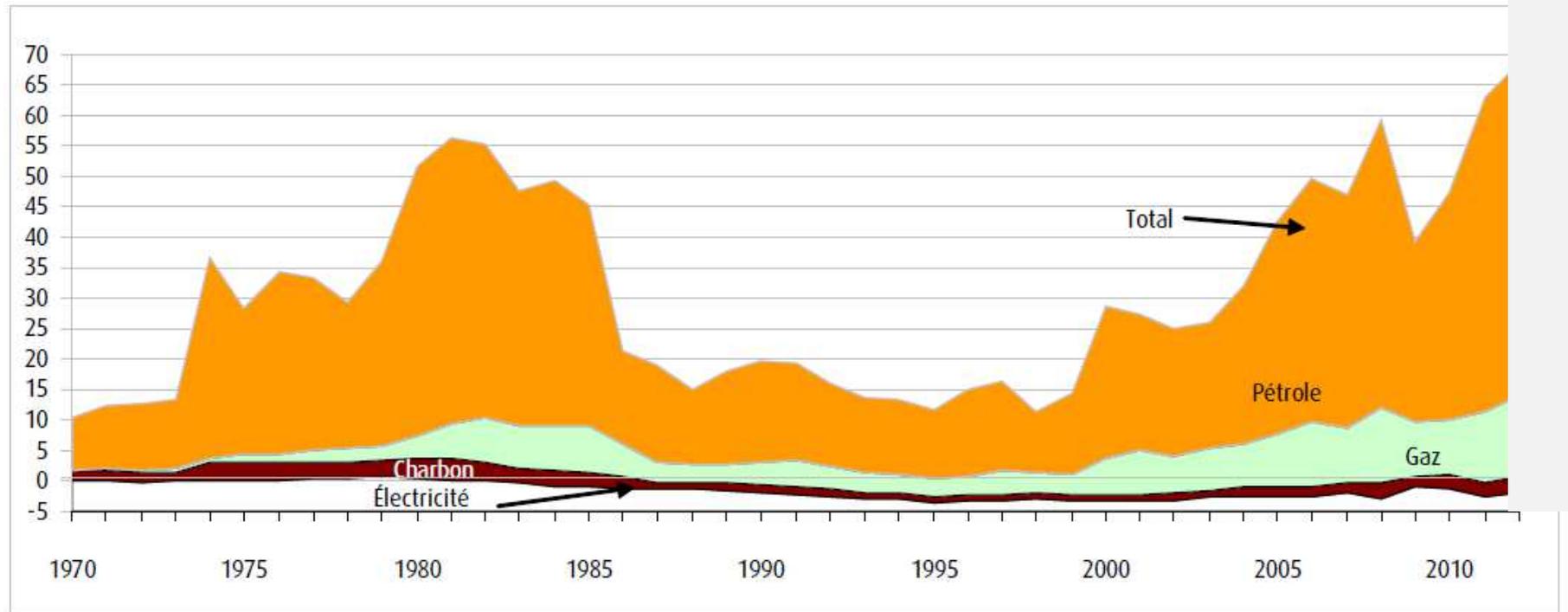
# La production d'électricité en France



Facture presque doublée  
si nucléaire → Gaz/Pétrole

## Facture énergétique de la France La facture énergétique déclinée par type d'énergie

En milliards d'euros 2012

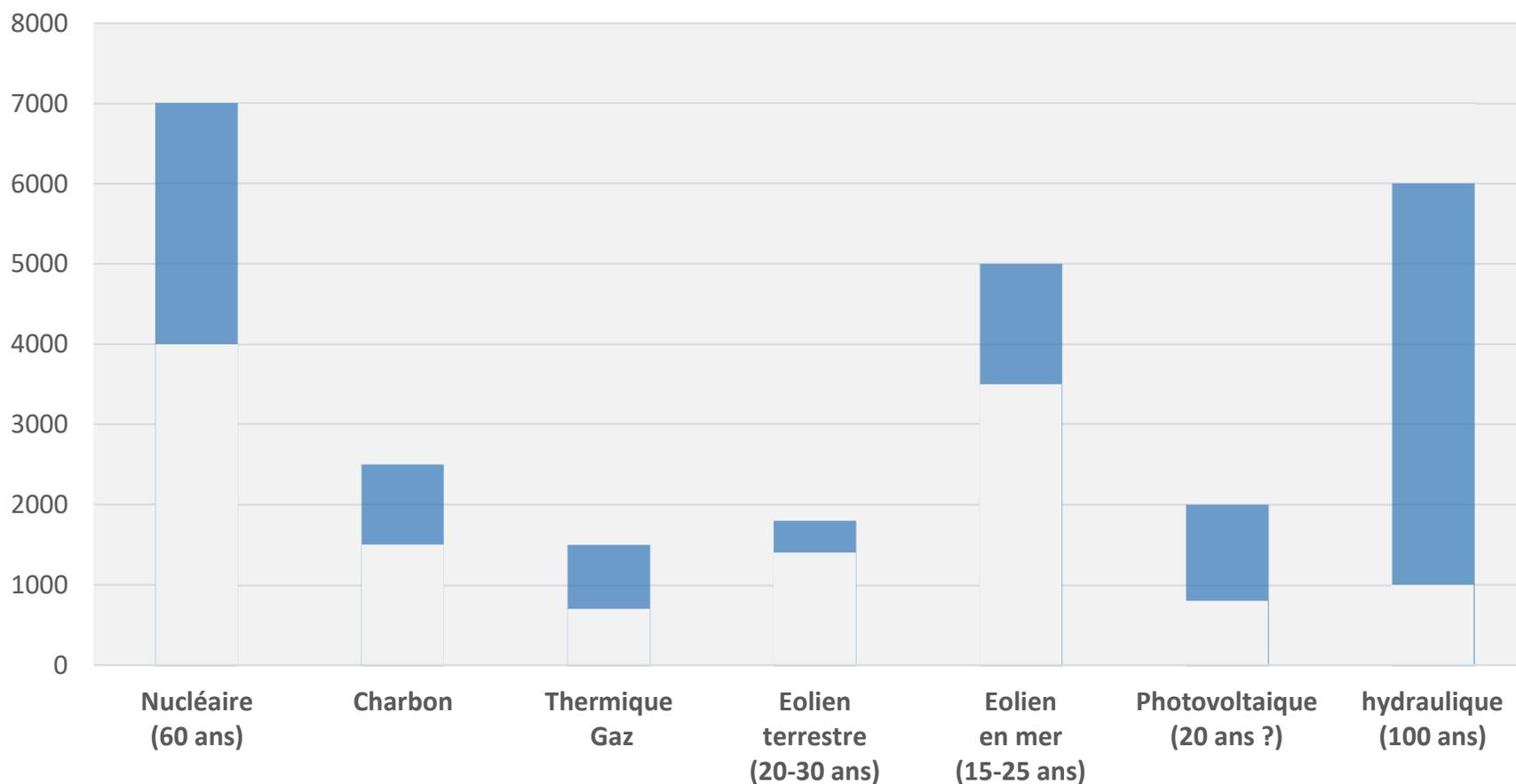


Source : données des Douanes, calculs SOeS

Source : données des Douanes, calculs SOeS

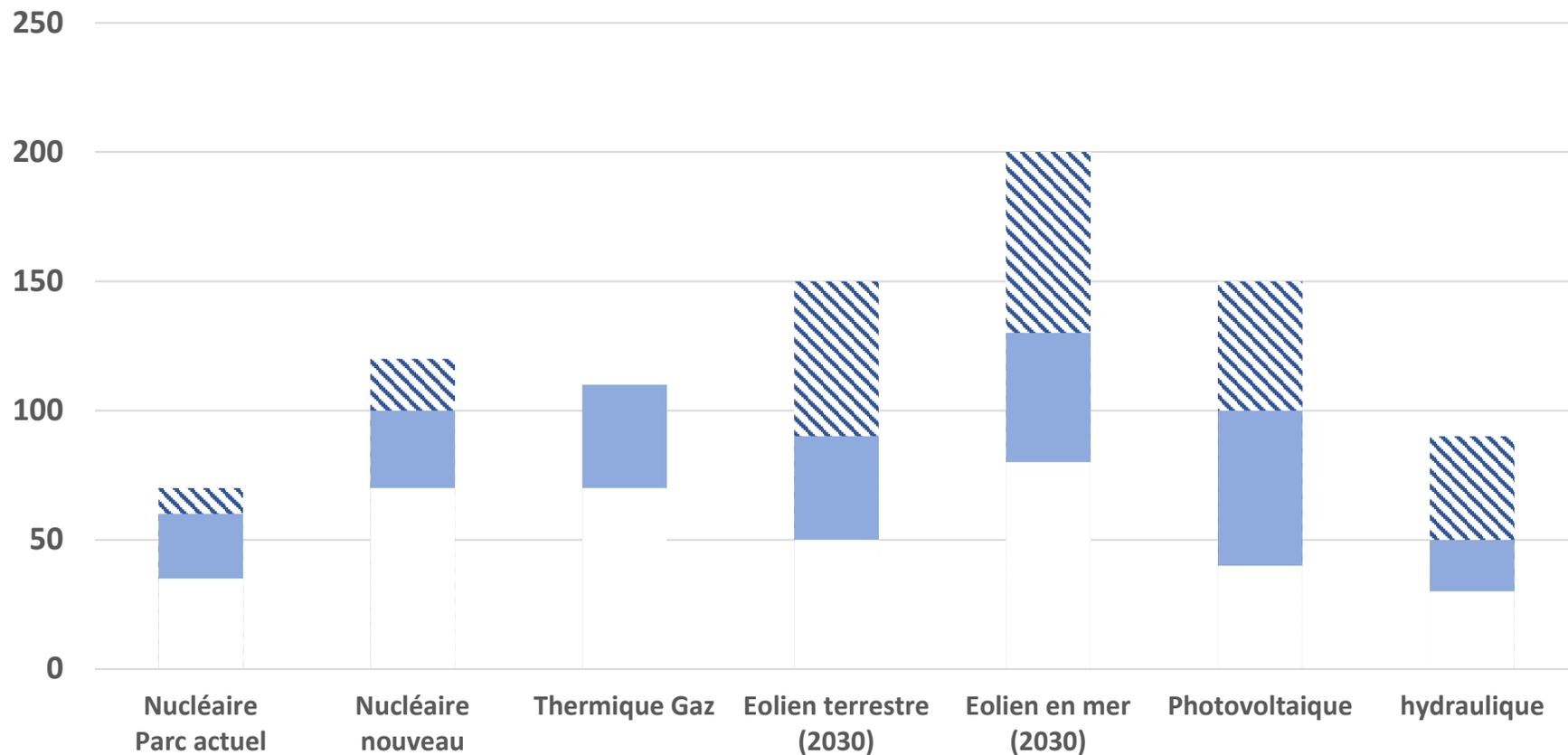
# Investissements pour la production d'électricité (en France)

Coûts indicatifs des installations de production d'électricité  
(€/kW installé)



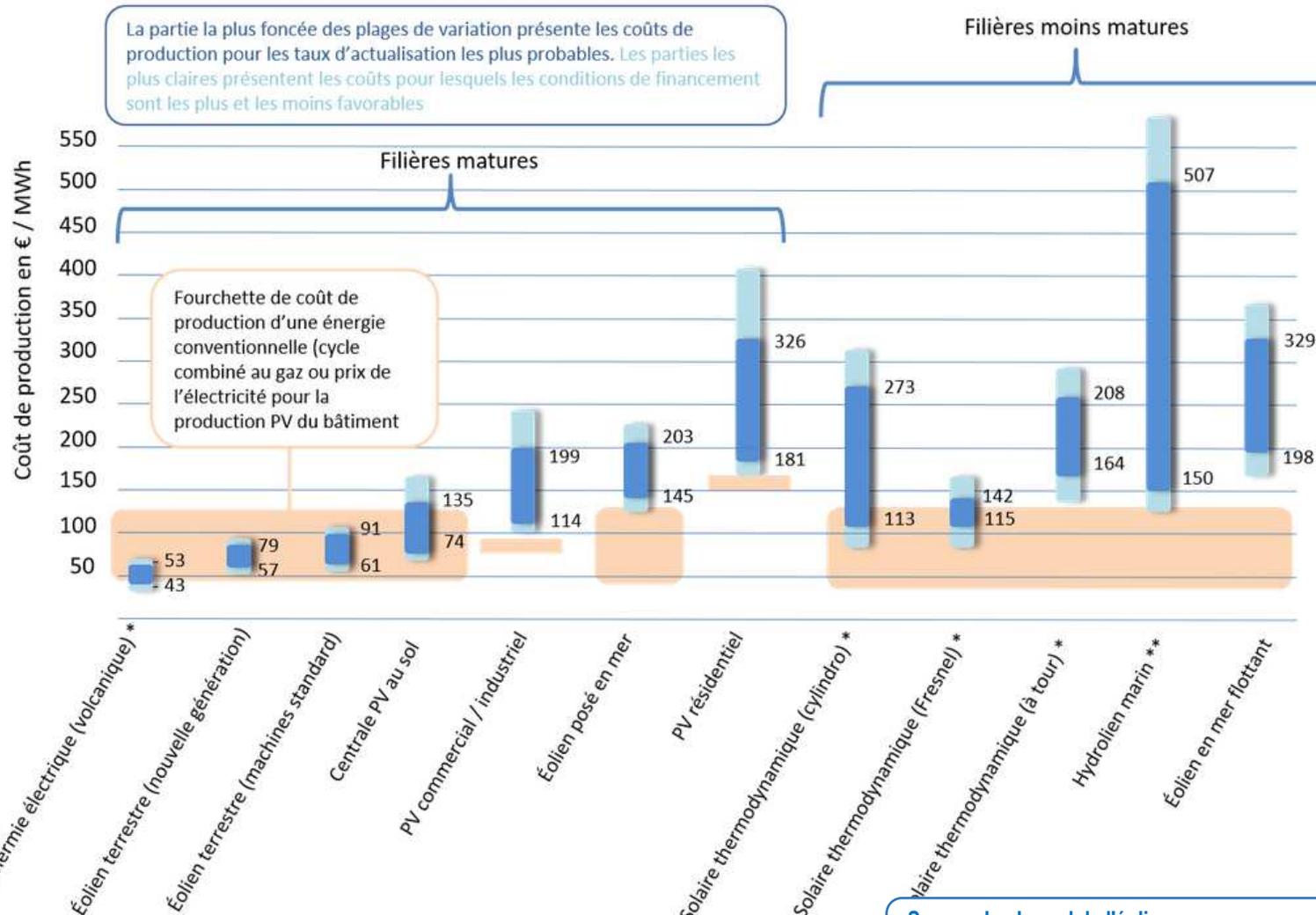
# Coûts de production de l'électricité (en France)

Coûts de production ou de rachat d'électricité indicatifs (€/MWh)  
**hors coûts système**



# Coûts complets de production en France pour la production d'électricité renouvelable

**Hors coûts système**



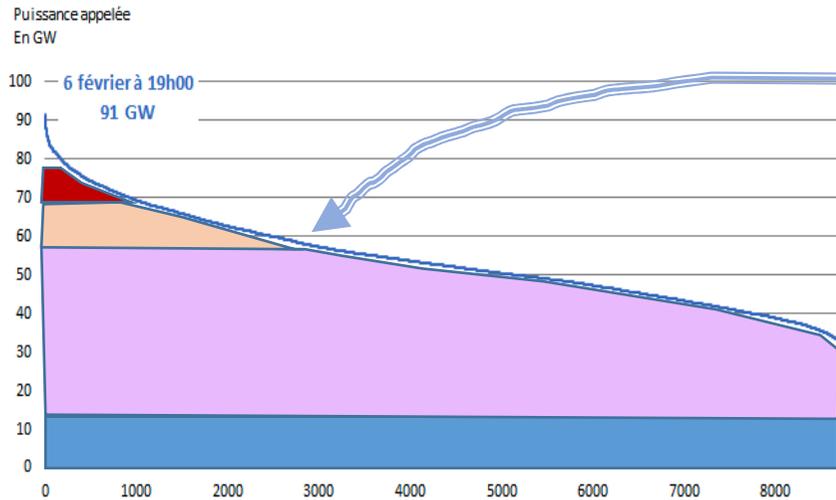
\* Données internationales

\*\* Données françaises et internationales

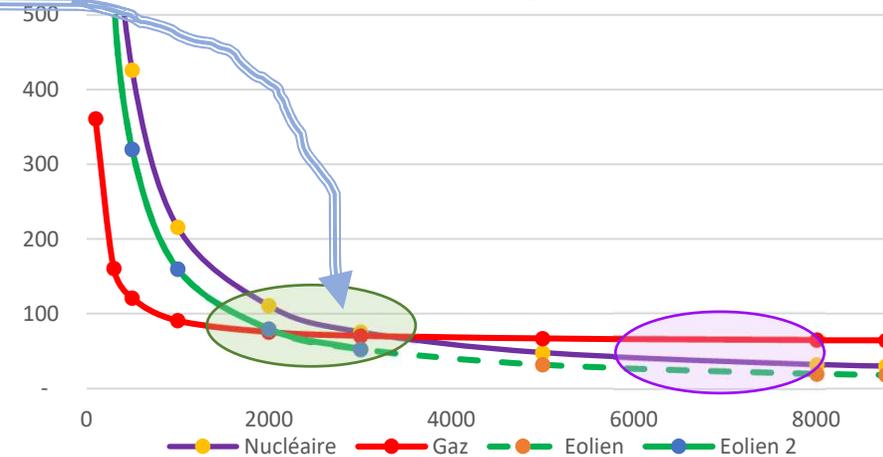
Source: Le Journal de l'éolien.

édité par Observ'ER, l'Observatoire des Énergies Renouvelables, organisme de promotion des énergies renouvelables depuis 1980

MONITORING DE CHARGE EN 2013



fonctions typiques de coût production (hors coûts système)



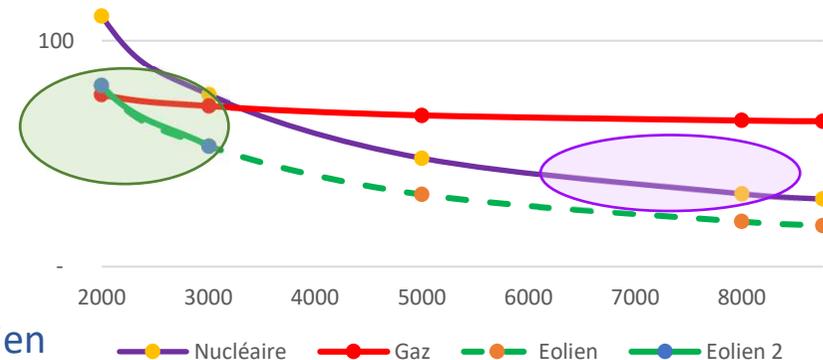
**Pour décider des investissements** on s'appuie normalement sur ces types de courbes en coûts complets mais ça devient inapplicable avec des ENRi  
**Il n'y a plus de logique économique décisionnelle !**

**En exploitation**, on appelle en priorité les moyens en fonction du coût marginal (~ combustible)

- ➔ Hydraulique fil de l'eau, éolien, solaire
- ➔ Nucléaire
- ➔ Charbon, Gaz , Fioul

sauf qu'on est pas sûr de disposer du solaire et de l'éolien

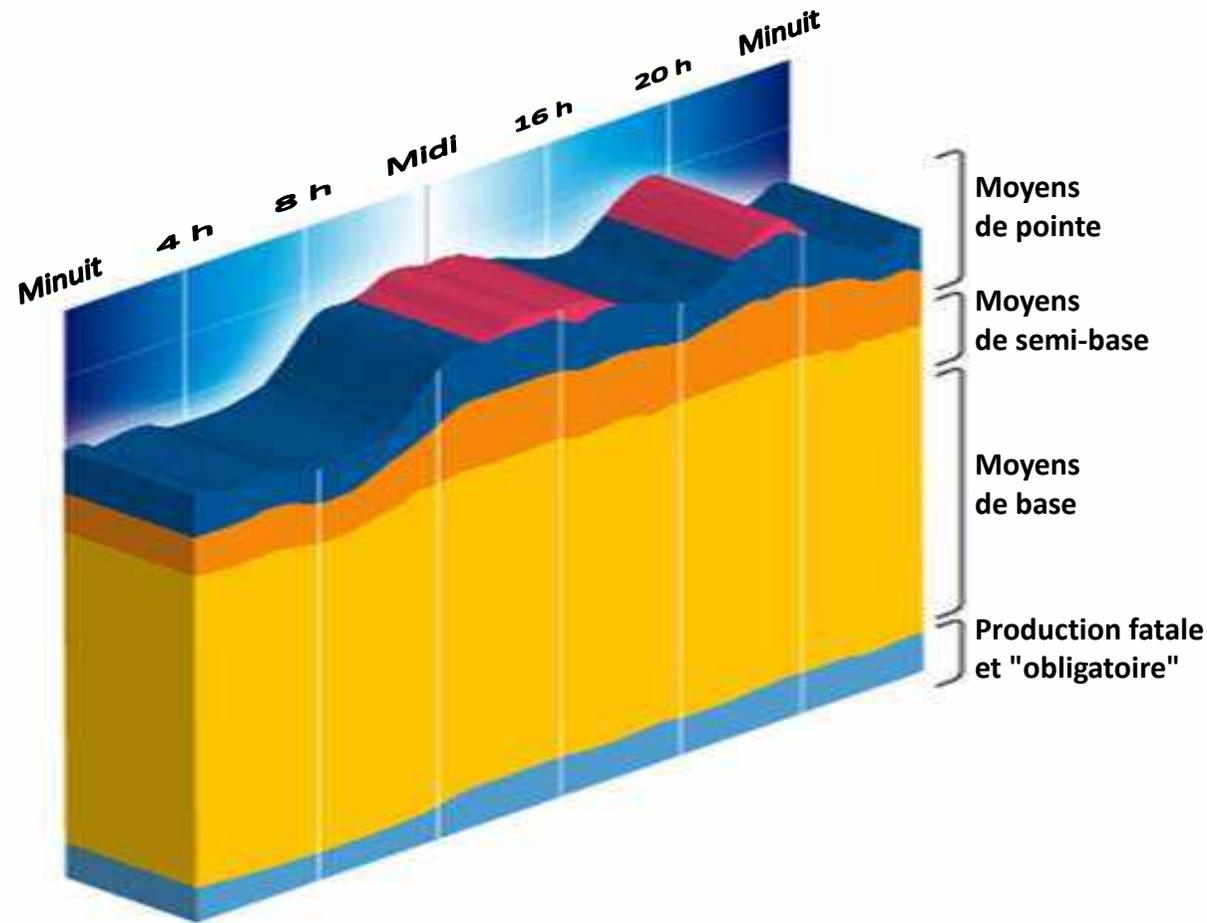
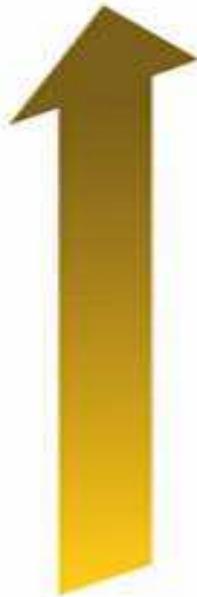
fonctions typiques de coût production (hors coûts système) zoom



# Empilement des moyens de production

## Exemple d'une journée de forte consommation en hiver

Coûts variables  
croissants /MWh  
(hors obligations)  
€



■ Turbine à combustion (TAC)  
■ Hydraulique de lac

■ Thermique à flamme (fioul et charbon)  
■ Nucléaire

■ Hydraulique (écluse et fil de l'eau),  
obligations d'achats (cogénération, éolien, ...)

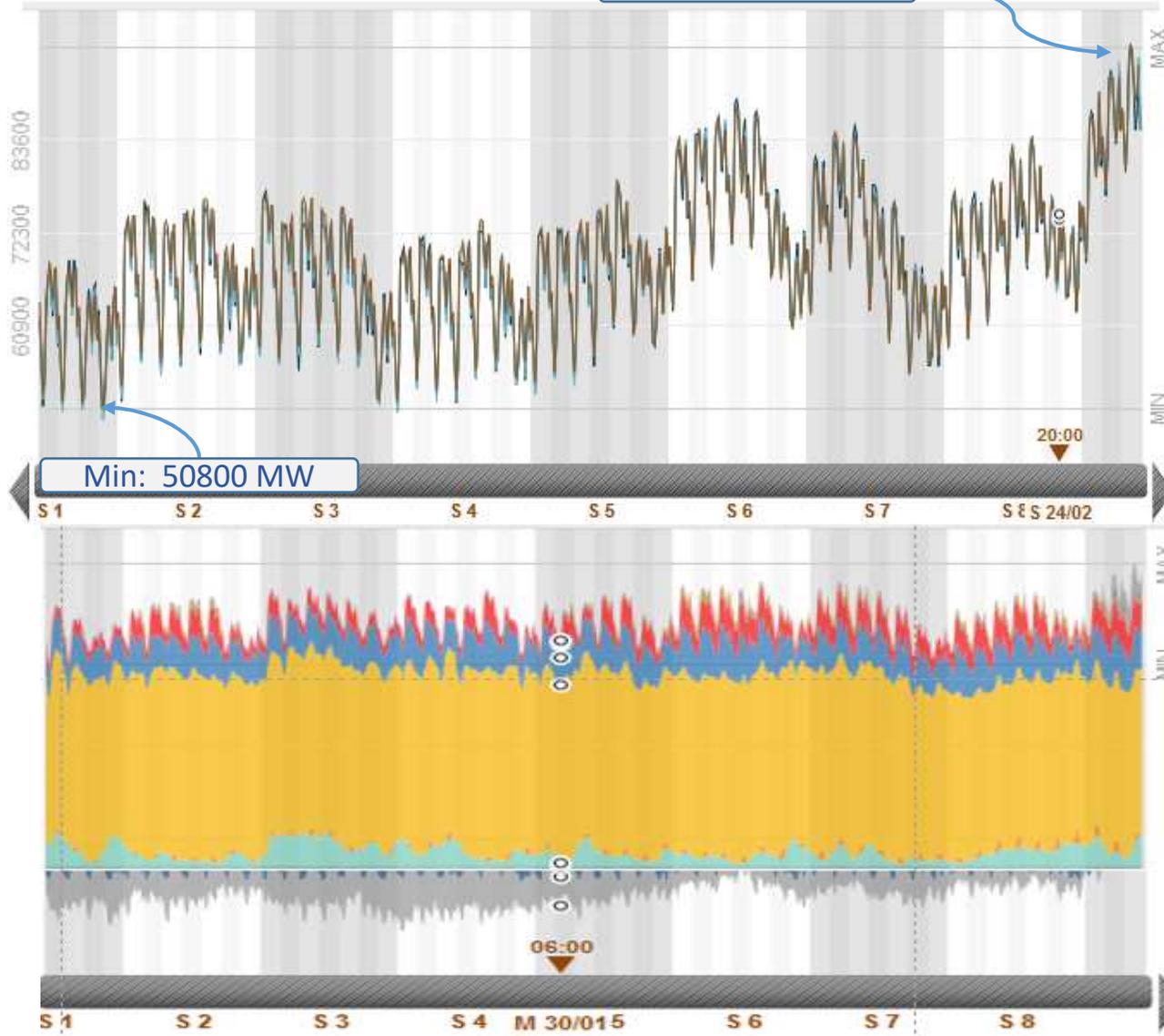
Consommation d'électricité pour la période du :

Jeudi 04 janvier 2018 au Mercredi 28 février 2018

DONNÉES TEMPS RÉEL

Max: 94600 MW

Min: 50800 MW

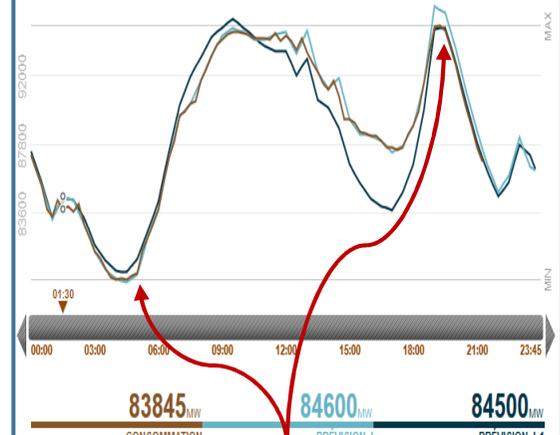


Consommation d'électricité pour la journée du :

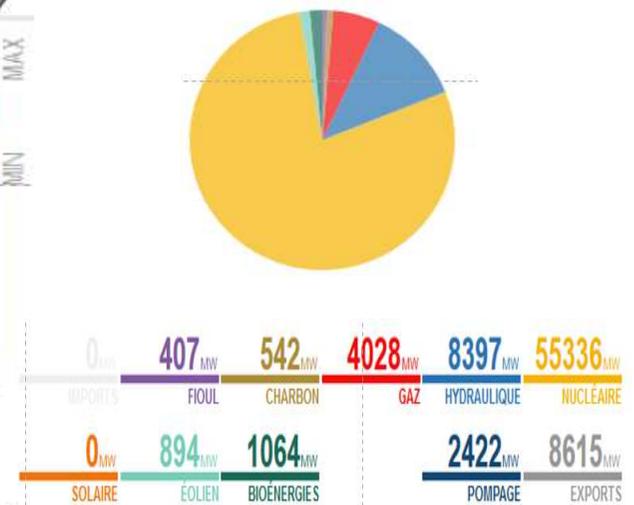
Mercredi 28 février 2018

DONNÉES TEMPS RÉEL

MINIMUM MAXIMUM



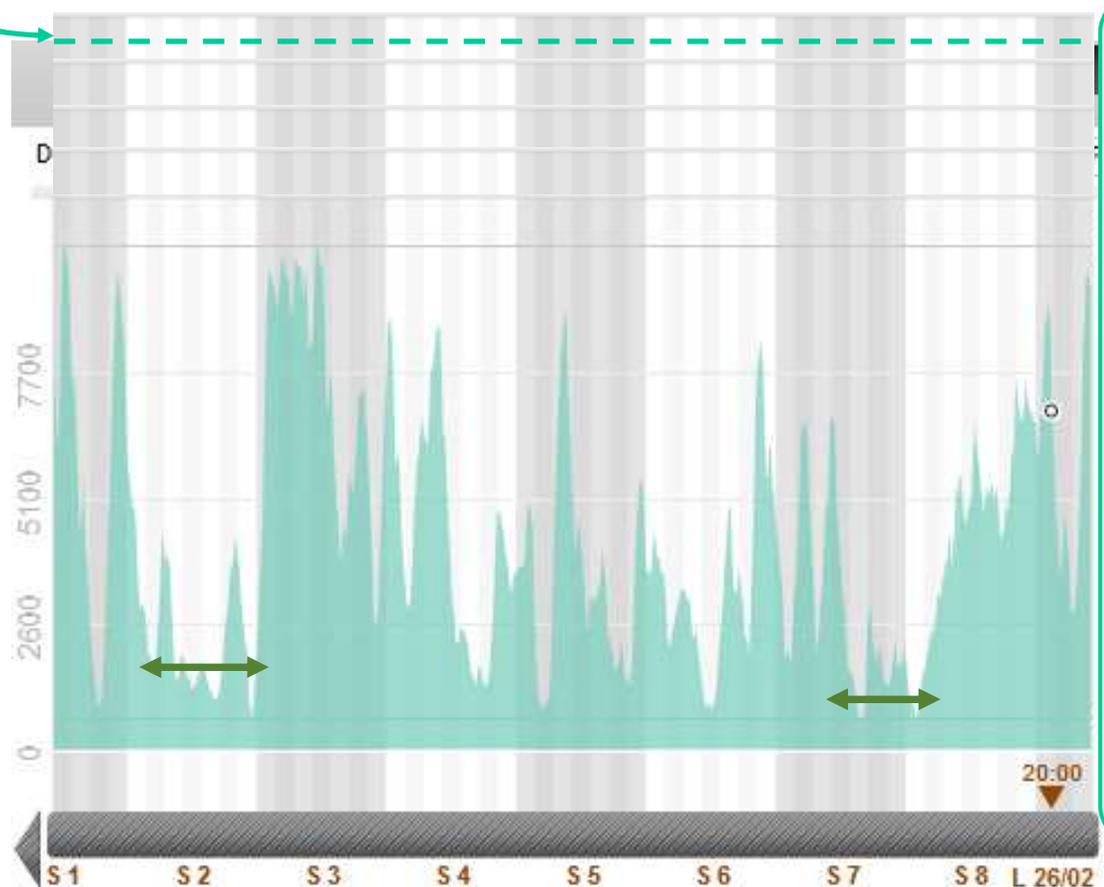
Amplitude journalière:  
15 à 16000 MW



# Zoom sur production éolienne

Période du 4 janvier au 28 février 2018

Puissance éolienne installée 13,5GW



**Max:**  
75% Pinst

**Moy:**  
35% Pinst

**Min:**  
5% Pinst

**les allemands**  
(qui ont beaucoup d'éolien)  
(et plus de vent que la France)

considèrent que la  
puissance "garantie"  
est  
1% Pinst

Les périodes de creux éolien peuvent durer plusieurs jours

## Eolien

Puissance installée croissante  
désormais significative

mais

une contribution en énergie  
qui reste modeste

## Eolien

15,7 GW ~11,9%

32TWh ~ 5%

Données 2019 provisoires

## Facteurs de charge moyens

Annuel: 19 à 21 %  
(en 2017-2018-2019)

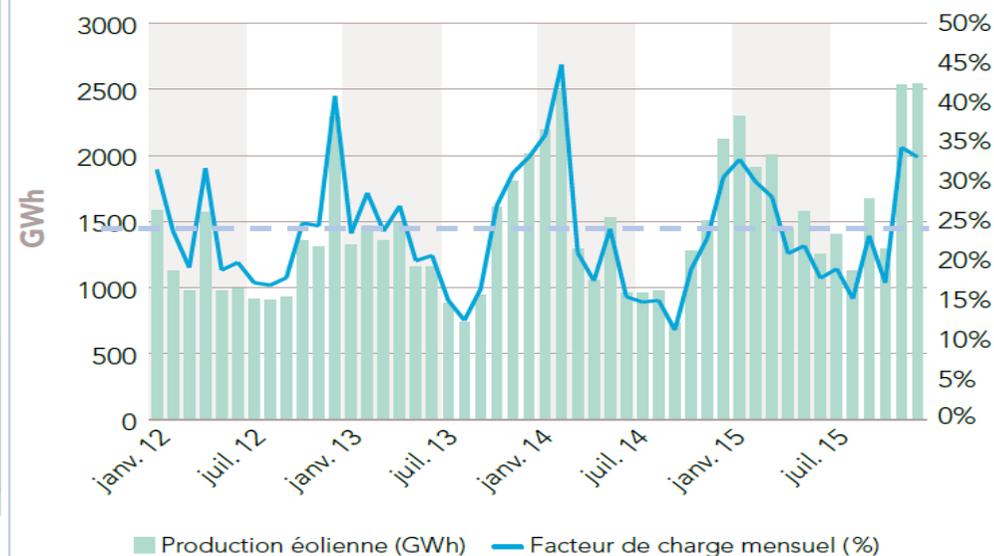
Été: 17%

Hiver: 30%

### Evolution de la puissance éolienne raccordée (MW)



Figure 10 - Evolution de la puissance éolienne raccordée en France depuis 2003  
Figure 11 - Production et facteur de charge mensuel de l'énergie éolienne mensuelle en France depuis 2012



## Photovoltaïque

Puissance installée croissante  
encore modeste

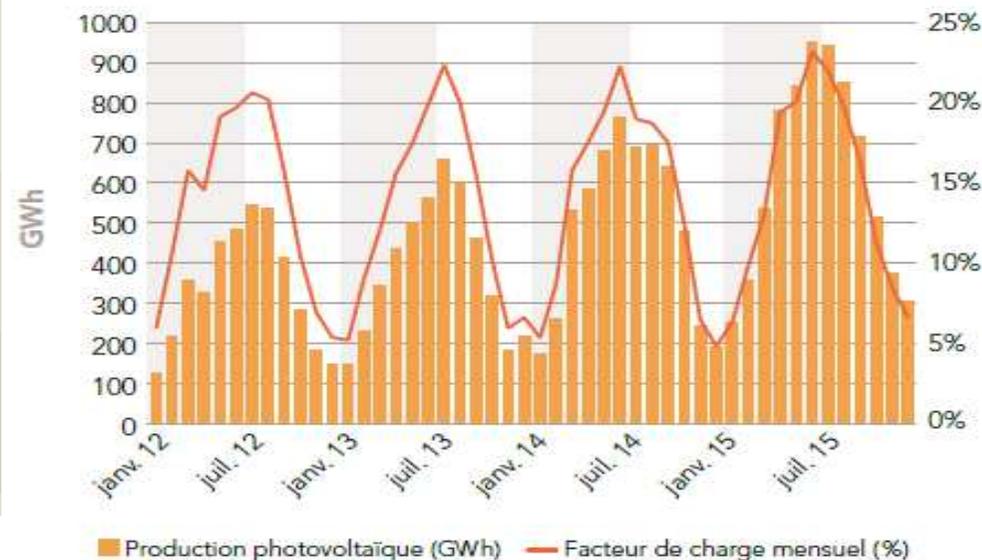
et

une contribution en énergie  
qui reste globalement marginale

Evolution de la puissance solaire raccordée (MW)



Figure 3.8 : Facteur de charge mensuel moyen et production photovoltaïque moyenne en France depuis 2012



## Photovoltaïque

10,2 GW ~6,8 %

8,5 TWh ~1,9 %

(données 2018)

## Facteurs de charge moyens

Annuel: 13,7 %  
(en 2017)

Été: 20 %

Hiver: 6 %

## Avec des éoliennes (en complément de l'hydraulique)

*(cas d'école purement théorique pour illustrer les problématiques)*

Apparemment simple (si on raisonne en énergie seule): il suffit d'accroître le parc éolien

Production France 560 TWh

en supposant 20% par hydraulique et biomasse (non intermittent/non aléatoire)

- 80 % à assurer avec de l'Eolien soit  $\sim\sim 430$  TWh
- intermittent/aléatoire, facteur de charge 20-21% (2017-2018)

→ Puissance à installer:  $\sim\sim 240$  GW  $\sim\sim 60\ 000$  éoliennes (4MW)  $\sim\sim 1200$  parcs de 50 éoliennes

Investissement:  $\sim\sim 360$  milliards €

Etat actuel: 15,9 GW 24TWh

Mais  $P_{installée} \gg P_{conso\ max}$  → Ecrétage + P supplémentaire → nb éoliennes et coûts ↗↗  
en pratique non viable physiquement (déséquilibre croissant)

ou

→ très grande capacité de stockage\* → faisabilité ? et coûts ↗↗  
( $\sim\sim 150$ GW ? - 20-30TWh ?)

\* Capacité et durée au moins hebdomadaire



Parc éolien au Danemark

## Parcs éoliens aux USA



Parc de 25 éoliennes de 75 m de haut en Camargue (©photo)



## Avec du photovoltaïque

(cas d'école purement théorique pour illustrer les problématiques)

Apparemment simple (si on raisonne en énergie seule): il suffit d'accroître le parc photovoltaïque

Production France 560 TWh

en supposant 20% par hydraulique et biomasse (non intermittent/aléatoire)

- 80 % à assurer avec du solaire soit  $\sim\sim 430$  TWh
- intermittent/ un peu aléatoire: Facteur de charge 14% (2018)

Puissance à installer:  $\sim\sim 350$  GW  $\sim\sim 350\ 000$  ha de panneaux  $\sim\sim 2000$  parcs «CESTAS»

Investissement:  $\sim\sim 700$  milliards €

(Etat actuel: 9,1 GW 10 TWh plan EDF: 30 GW en 2030 ?)

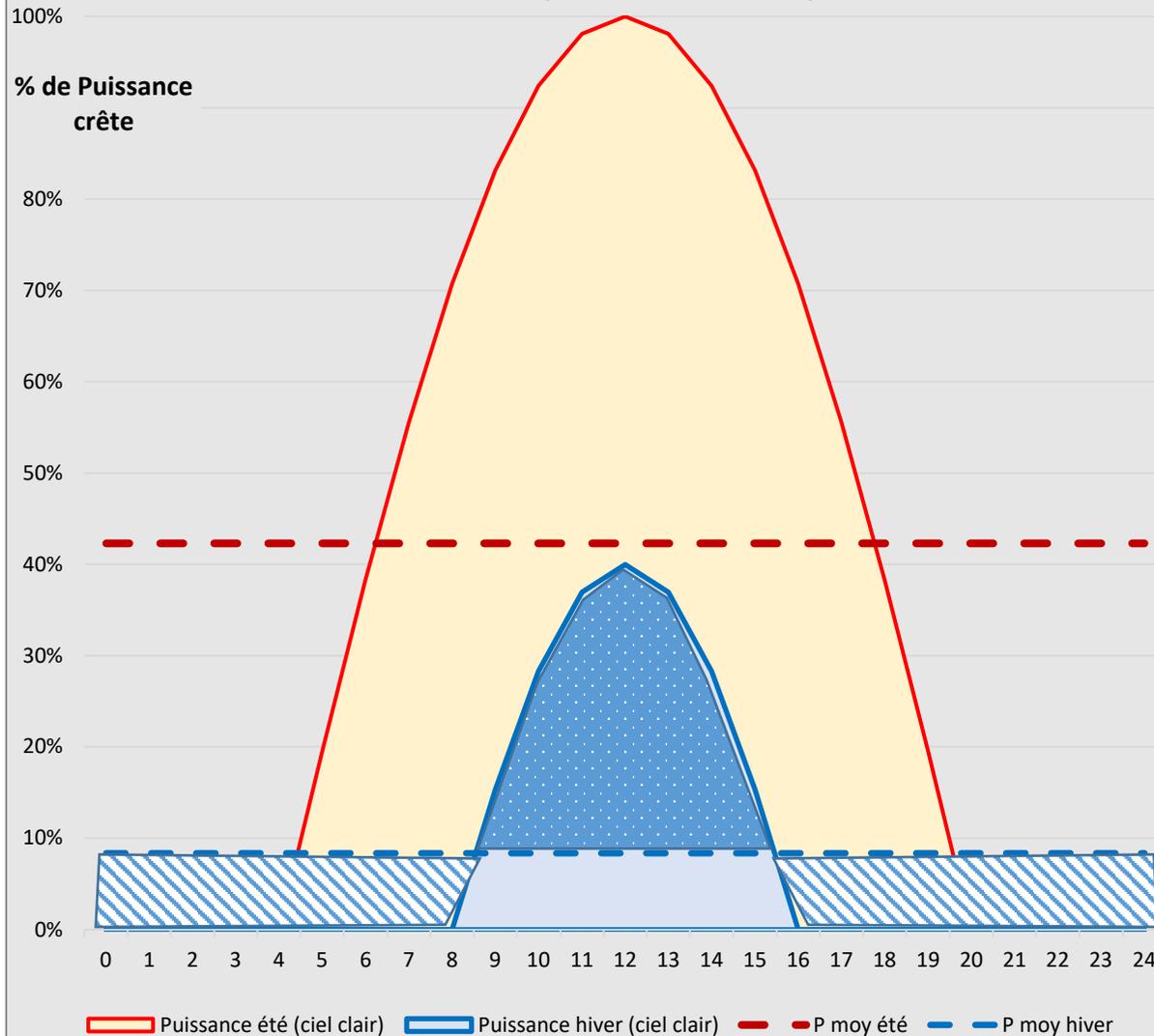
Mais  $P_{installée} \gggg P_{conso}$  → Ecrétage + P supplémentaire → panneaux et coûts ↗↗  
en pratique non viable physiquement (déséquilibre croissant)

ou

→ grande capacité de stockage\* → faisabilité ? et coûts ↗↗  
( $\sim\sim 250$  GW ? - 6-15 TWh ?)

\* Grande capacité de stockage mais sur rythme journalier ? Reste la problématique transfert été ↔ hiver

## Productible photovoltaïque: été / hiver



### En été

**Durée du jour/soleil longue**  
**Pleine puissance au midi solaire**

### En hiver

**Durée du jour/soleil courte**  
**Puissance réduite même à midi**

**Rendement été ~30 à 40%**

**Rendement hiver ~5 à 10%**

**Pour garantir 1000 MW**  
**avec stockage journalier**

**Il faut a minima**

\* 10 000 MW de panneaux

\* 16 000 MWh de stockage @

\* 2500 MW de panneaux

\* 9000 MWh de stockage

@ environ 16 000 000 batteries voiture  
(85Ah = ~ 1kWh)

# Centrale solaire photovoltaïque

**CESTAS**

**300 MWc**

**350 GWh = rend<sup>t</sup> ~13%**

**~1 000 000 panneaux**

**~2 000 000 m<sup>2</sup>**

**260 ha**

**360 M€**

**1200€/kW<sub>crête</sub>**

**105 €/MWh (prix rachat par EDF)**



Même échelle	
<b>Gravelines</b> 31 000 GWh	<b>CESTAS</b> 350 GWh



# Centrale solaire photovoltaïque

- Surface des panneaux  
2'240 m<sup>2</sup>
- Production d'électricité  
800'000 kWh/an
- Investissement estimé  
2 M€ (~10k€/kW)



Première mondiale sur le lac des Toules à Bourg-Saint-Pierre (Suisse), le premier parc solaire flottant en milieu alpin est entré en service le 3 décembre 2019.

Etudes en cours pour déterminer la viabilité de ce type d'installation à grande échelle, son rendement énergétique, et économique ainsi que l'impact possible du solaire sur le phytoplancton de ce lac de barrage.



## Il ne suffit pas de raisonner en énergie, il faut aussi raisonner en puissance

- Puissance à fournir à chaque instant
- Puissance garantie
- Marges et réserves face aux aléas (pannes, maintenance, ...)

Quelle que soit la puissance installée

**"solaire + éolien"**

La P "garantie" est quasi nulle:

**" 0% + qq% "**

Donc il faut des moyens de sécurité,  
disponibles à la demande,  
couvrant la quasi-totalité (en puissance)  
de la base et des pointes

- Hydraulique
- Biomasse ou équivalent
- Charbon, gaz, fioul
- Nucléaire
  
- Stockage restituable à la demande
- Importation (?)
- Effacement

# Il ne suffit pas de raisonner en énergie, il faut aussi raisonner en puissance

- Puissance à fournir à chaque instant
- Puissance garantie
- Marges et réserves face aux aléas (pannes, maintenance, ...)

Quelle que soit la puissance installée

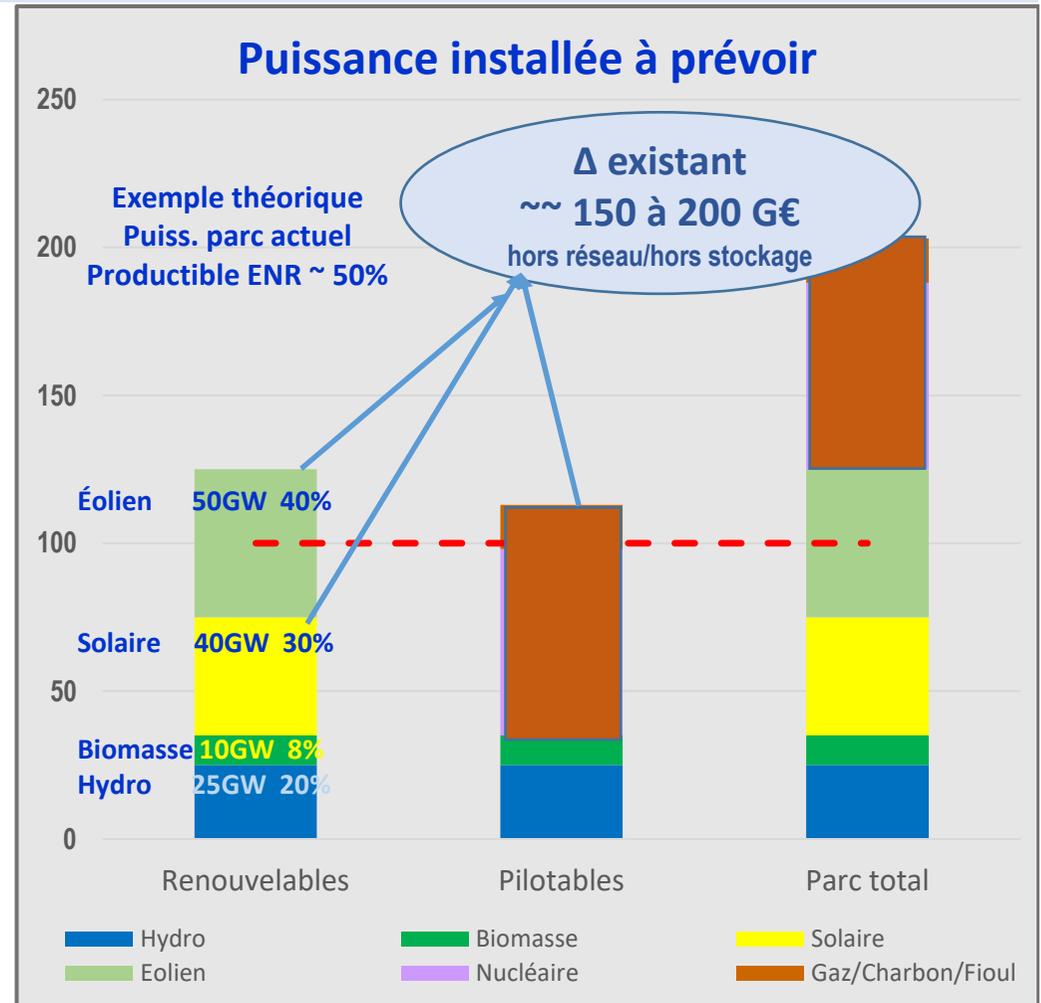
**"solaire + éolien"**

La P garantie est quasi nulle:

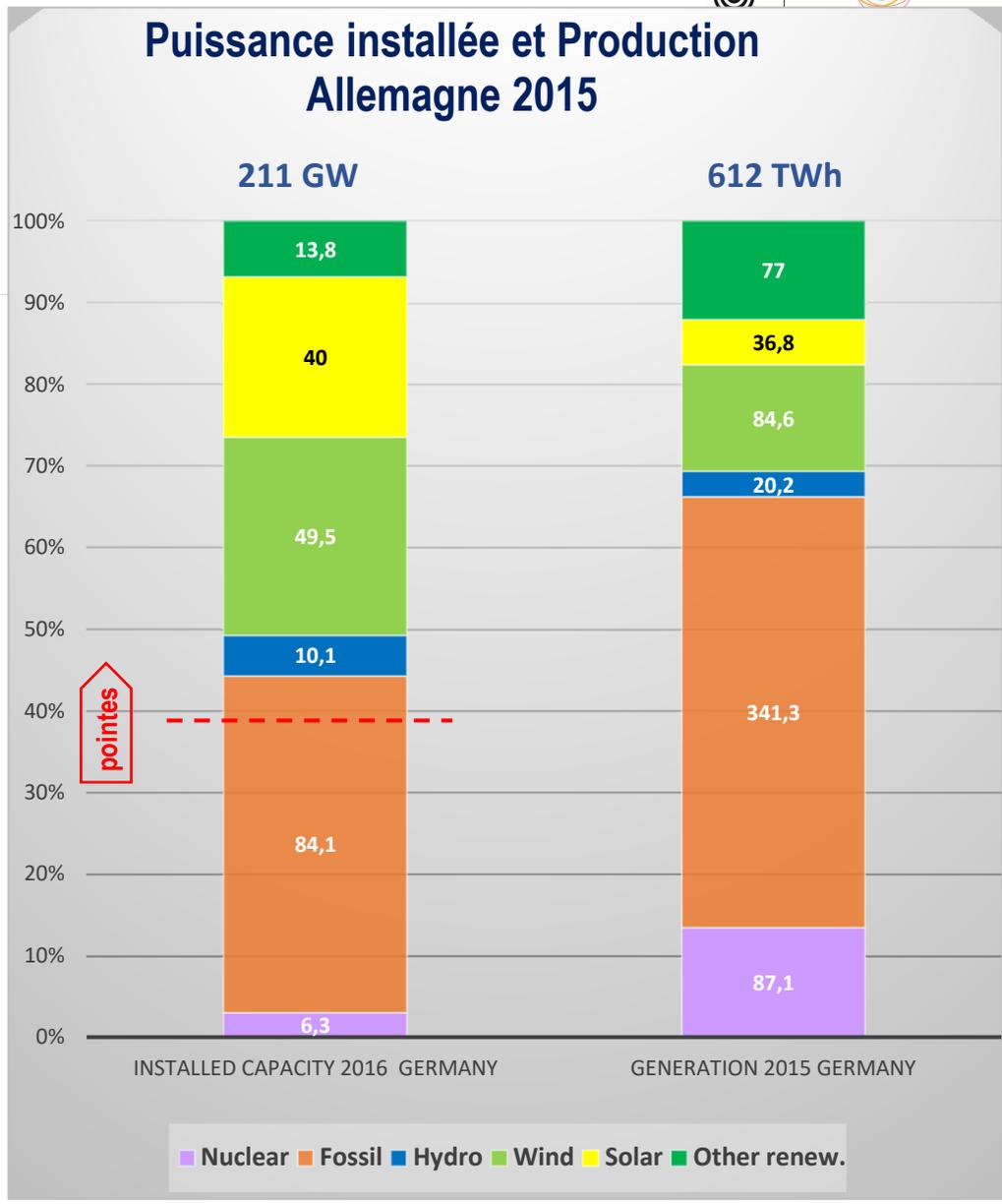
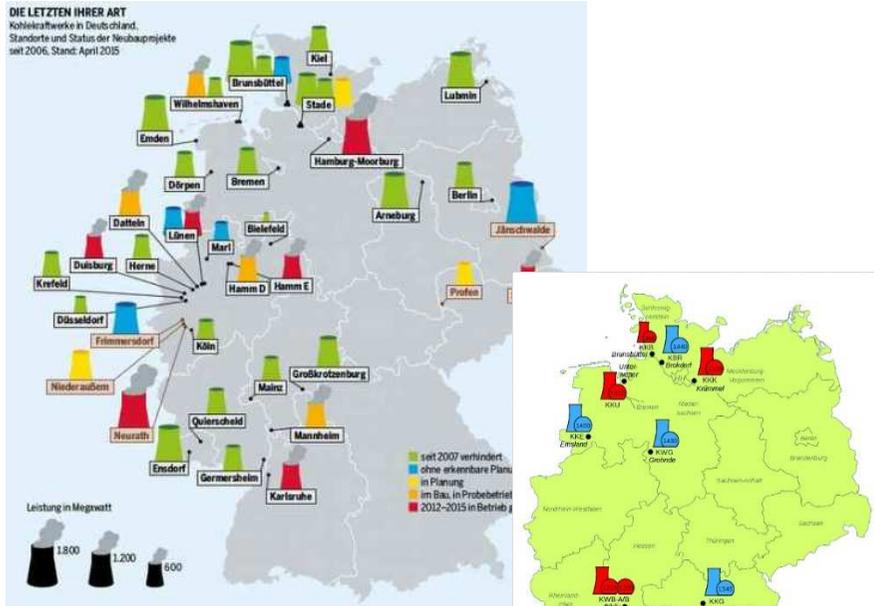
**"0% + qq%"**

Donc il faut des moyens de sécurité,  
disponibles à la demande,  
couvrant la quasi-totalité  
de la base et des pointes

- Hydraulique
- Biomasse ou équivalent
- Charbon, gaz, fioul
- Nucléaire
  
- Stockage restituable à la demande
- Importation (?)
- Effacement



# Le Parc de production Allemagne



**Un parc charbon/lignite et ENR,  
(en fait 2 parcs)  
Réduction / arrêt du nucléaire,  
Mais ...  
Une efficacité discutable  
(coût, CO2,...)**

# L'Allemagne dispose d'un parc thermique backup confortable pour suppléer aux carences des EnRi

Puissance électrique nette installée fin 2016



Solaire

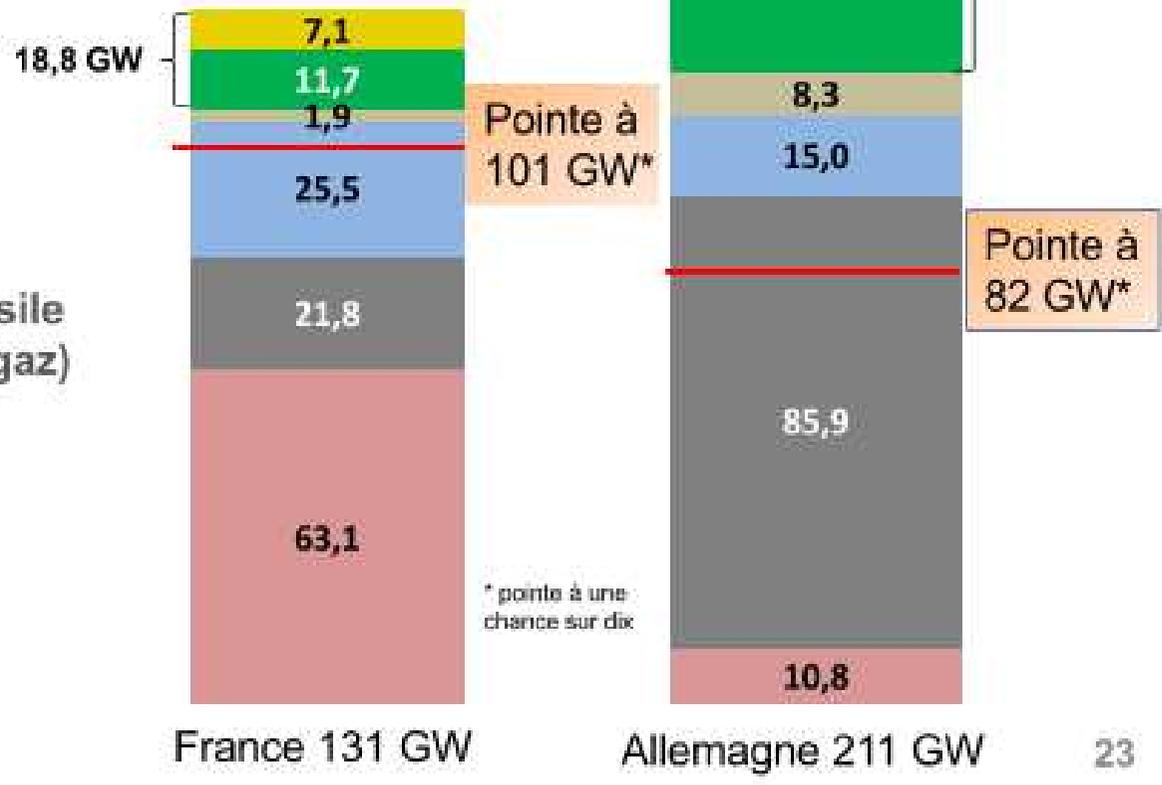
Eolien

Bioénergies

Hydroélectricité y compris STEP

Thermiques à combustible fossile (charbon, fioul, gaz)

Nucléaire

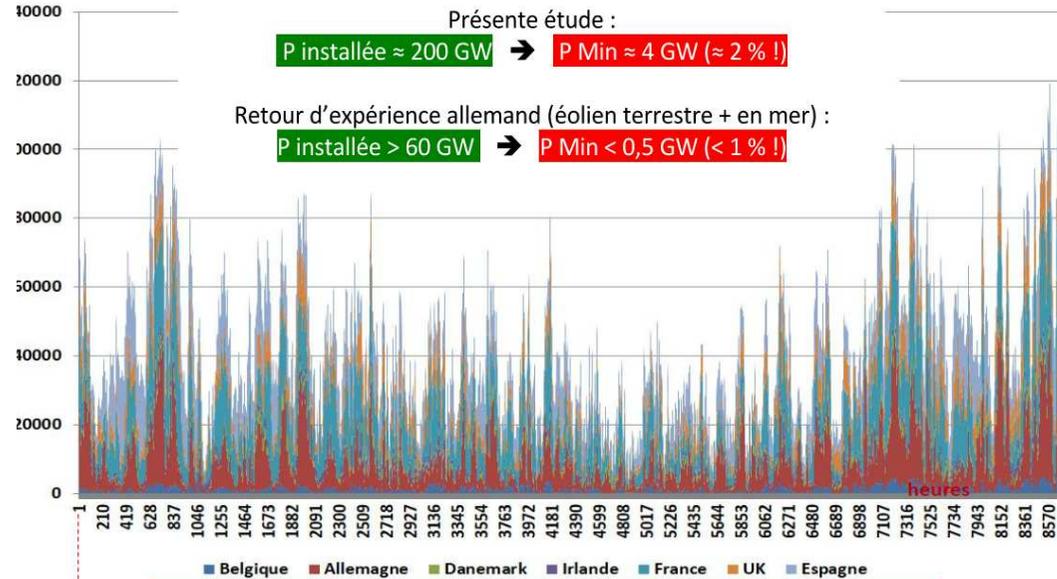


Source: RTE Bilan électrique 2016  
BnetzA 2017

Dr.-Ing. Hartmut Lauer

– Un **risque SYSTEMIQUE de MODE COMMUN** à l'échelle de l'Europe :  
**La focalisation sur l'éolien et le photovoltaïque (1/2)**

**Le « FOISONNEMENT » des productions éoliennes européennes : une... ILLUSION !**



[3] : Techniques de l'ingénieur (2014) - Hubert FLOCARD ; Jean-Pierre PERVÈS ; Jean-Paul HULOT

**Hypothèse :** la demande la plus élevée n'arrive pas en même temps dans les pays permettant, à tout instant, d'optimiser l'utilisation des moyens de production à l'échelle européenne

**Fait :** L'effet de compensation réel demeure limité, les pointes sont très souvent concomitantes.

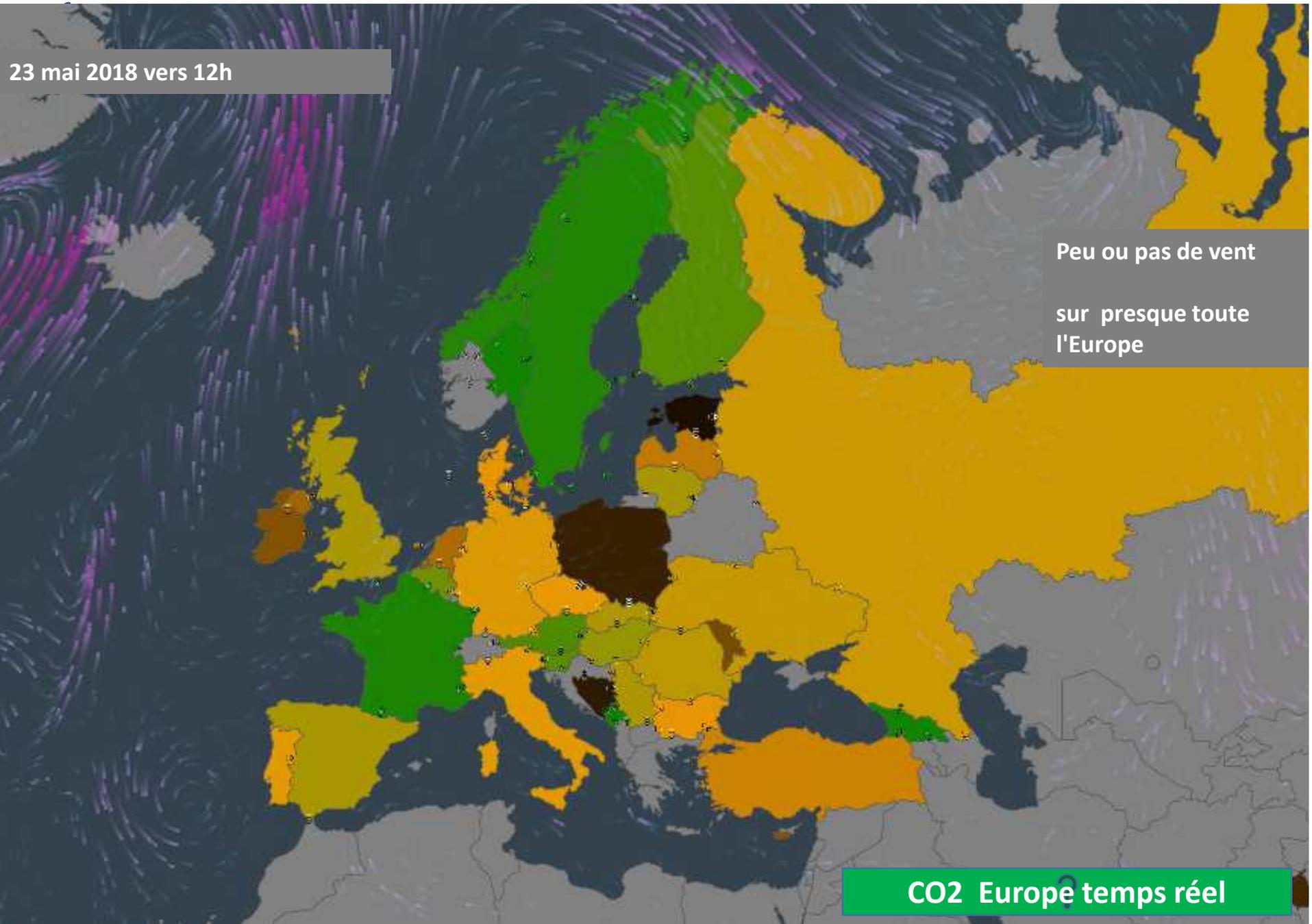
Le foisonnement ça existe ...  
 ... mais pas aussi souvent que certains le prétendent ou le souhaitent

Solaire: nuits communes et pointes souvent la nuit  
 Éolien: régime de vent parfois (souvent) à l'échelle de l'Europe

Tableau: coincidence des pointes de la consommation électrique en Allemagne et pays limitrophes

Jahr	DE FR	DE AT	DE BE	DE CH	DE CZ	DE DK	DE IT	DE LU	DE NL	DE PL
2006	96,8	99,7	99,8	95,9	98,5		97,9	99,7	99,6	98,5
2007	96,8	99,6	99,2	99,3	98,9		96,7	99,9	97,8	99,0
2008	98,6	99,6	99,8	98,7	99,4		97,5	99,8	99,9	98,6
2009	97,7	99,7	99,3	99,1	99,4		98,9	99,7	99,9	99,1
2010	97,1	99,8	100,0	99,7	99,5	100,0	97,0	99,9	100,0	99,3
2011	98,9	99,6	98,4	99,3	99,4	99,5	97,1	99,5	99,8	99,6
2012	100,0	99,6	99,5	99,7	99,7	99,8	98,6	100,0	99,6	99,8
2013	96,2	99,6	99,6	99,4	99,5	99,5	97,4	100,0	99,1	99,9
2014	99,3	99,8	100,0	99,7	99,7	99,6	99,8	99,9	100,0	99,5

23 mai 2018 vers 12h



Peu ou pas de vent  
sur presque toute  
l'Europe

CO2 Europe temps réel

12 janvier 2020 (dimanche)  
vers 16h

Peu ou pas de vent sur le Sud de l'Europe

Nettement plus venté sur le Nord

Faible consommation (dimanche)

Allemagne  
Prod. dominée par Eolien  
mais P  $\sim$  50% Pinst

Suède  
Prod. 1/3 nuc; 1/3 hydro; 1/3 éolien  
avec P  $\sim$  78% Pinst pour éolien

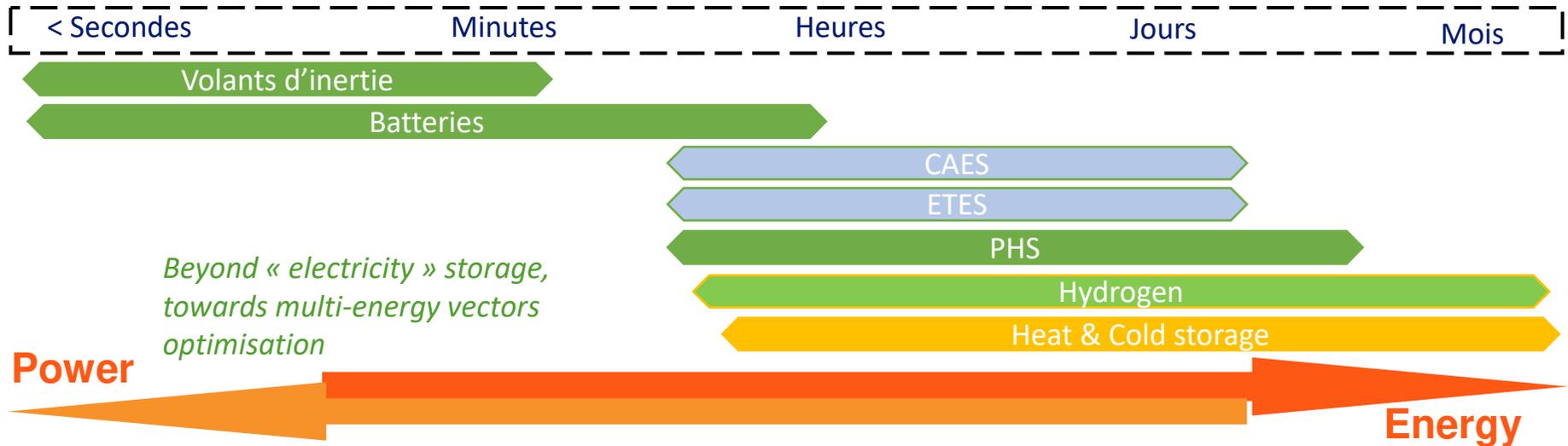
France  
Prod. 75% nuc  
avec P  $\sim$  30% Pinst pour éolien

CO2 Europe temps réel

# Stockage d'électricité

## face à la variabilité/intermittence des ENRi

# Stockage d'électricité des technologies complémentaires et/ou concurrentes



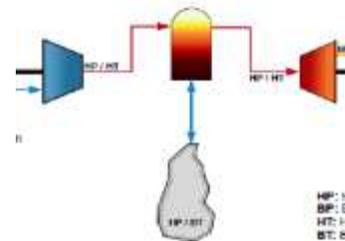
Volants d'inertie



Batteries



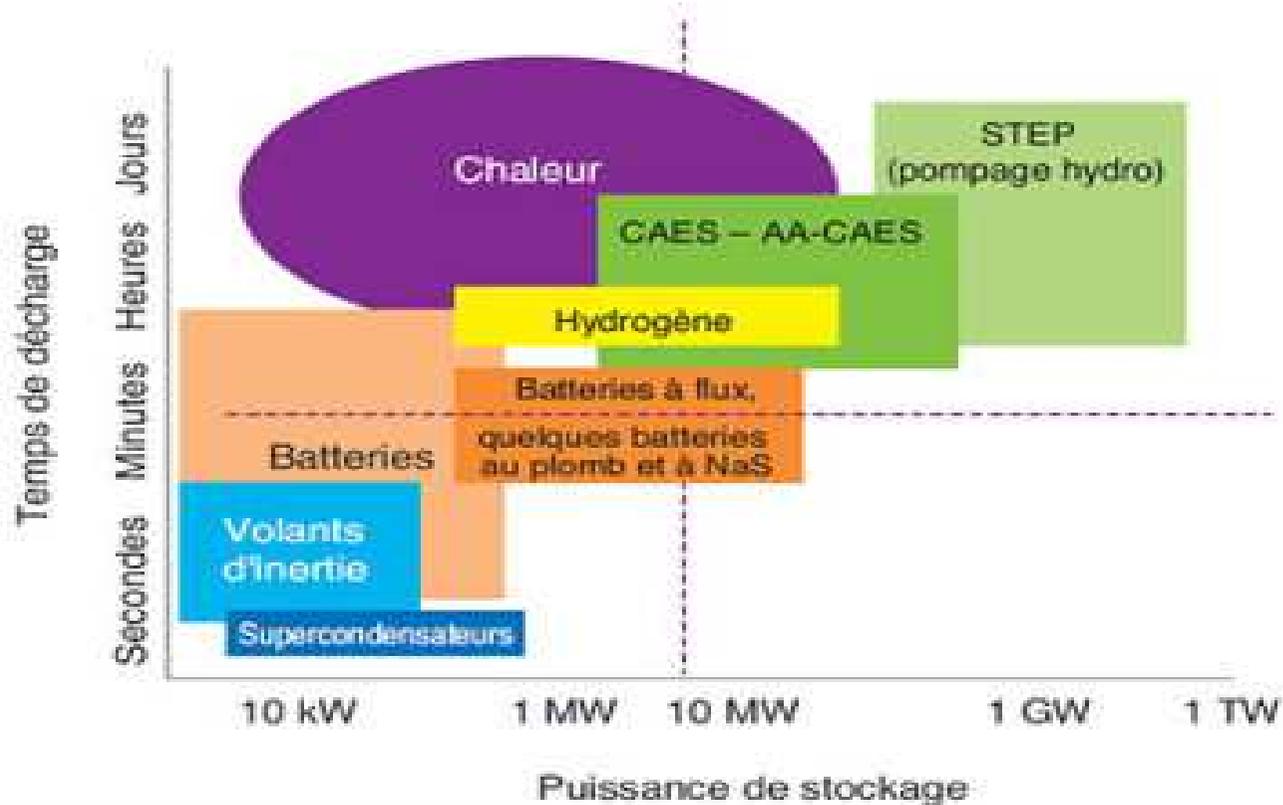
Air comprimé



Pompage



## Les différentes technologies de stockage en fonction de leur puissance et du temps de décharge (autonomie)



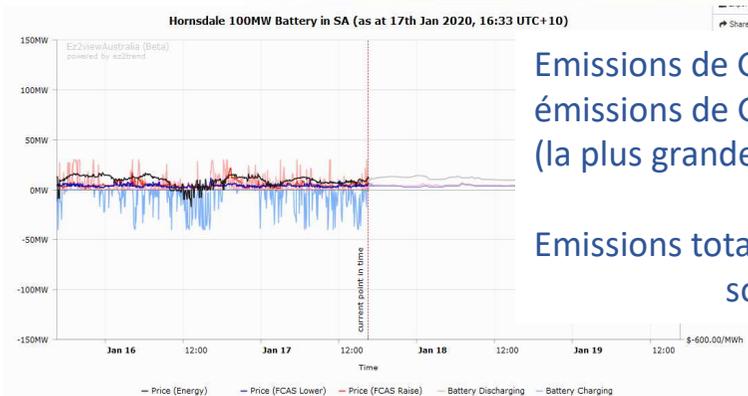
Source : IFPEN d'après diverses sources

Un stockage se caractérise par:

- Puissance (charge/décharge)
- Capacité (quantité stockée)
- Réactivité
- Rendement
- Capacité de cyclage
- Autonomie

- **6 GW en "base" # batterie 4h => pour 6GW et 24 GWh**
  - volume approximatif en nombre de containers 20 pieds (en incluant la partie électronique de puissance de conversion) : 13 000 containers en 2018, (hypothèse d'amélioration de 30 %) à 10 ans 8 400 containers
  - emprise au sol approximative (en tenant compte des espaces entre les containers) : 1.2 km<sup>2</sup> à 800 000 m<sup>2</sup> dans 10 ans
  - coût approximatif : **8.2 Mds \$ en 2018, et 3.9 Mds \$ en 2030**
  - durée de vie estimée (sur la base d'1 cycle par jour) : 12 ans en 2018 / 25 ans en 2040
- **2 GW de "réserve rapide" # batteries 35 minutes => pour 2 GW et 1,2 GWh :**
  - volume approximatif en nombre de containers 20 pieds (en incluant la partie électronique de puissance de conversion) : 5 300 containers en 2018 à 4 100 containers en 2030
  - emprise au sol approximative (en tenant compte des espaces entre les containers) : 450 000 m<sup>2</sup> 2018 à 350 000 m<sup>2</sup> 2030
  - coût approximatif : **2.5 Mds\$ en 2018 à 1.3 Mds en 2030**
  - durée de vie estimée (sur la base de 2 à 3 cycles par jour) : 15 ans en 2018 / 30 ans en 2040

# Batteries : quelques ordres de grandeur...



Emissions de GES (cycle de vie) du parc éolien : **30 g de CO<sub>2</sub> / kWh.**  
 émissions de GES (cycle de vie) associées au système de stockage : **300 g CO<sub>2</sub> / kWh**  
 (la plus grande installation de batteries au lithium-ion au monde - fabriquée par Tesla)

Emissions totales du système "éolien + stockage": **330 g de CO<sub>2</sub> / kWh...**  
 soit multipliées par 11 ! (quasiment au même niveau que le Gaz)

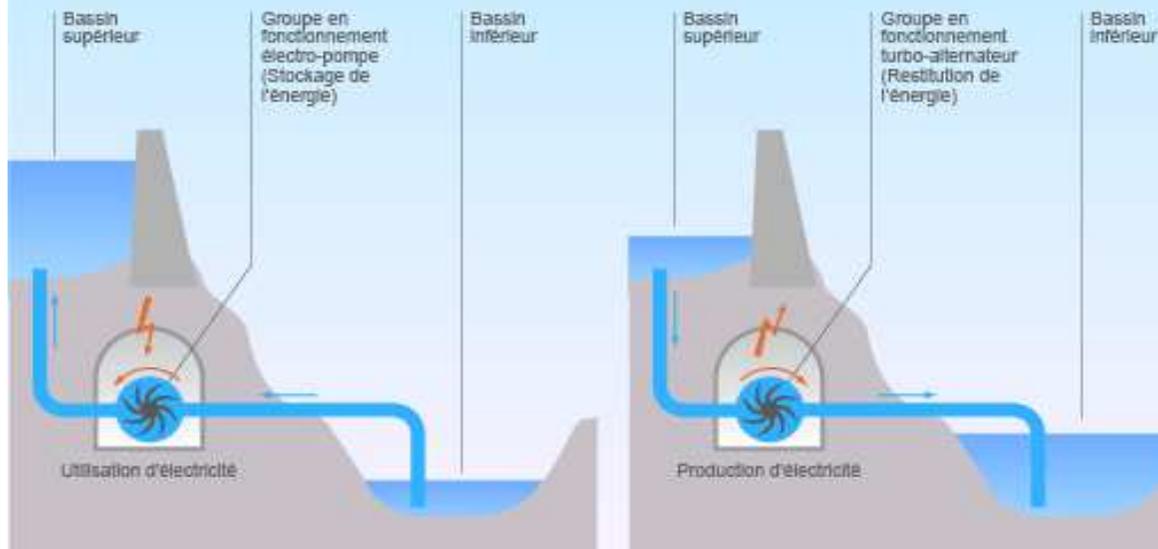
estimées par le National Renewable Energy Laboratory (NREL)

# Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)

## Principe de fonctionnement d'une centrale STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage)

### Phase de stockage d'énergie

### Phase de restitution d'énergie



## Grandmaison

La plus puissante en Europe

1820 MW (12 turbines de 150MW)

Productible annuel moyen: -300GWh (1420GWh- 1720GWh)

Capacité unitaire: 130 millions m<sup>3</sup>; 0,3TWh ; 5à7 j théoriques

## Comparaison des différentes technologies de stockage de l'électricité (Données DGEC et EPRI)

Technologie	Capacité	Puissance	Délais de réaction	Coûts des investissements (€/kW)	Durée de vie (nb de cycles)	Usage	Commentaires
STEP	1 à 10 GWh	0,1 à 2 GW	10 min	600 à 1 500	11 000	Réseau	99 % des capacités de stockage d'électricité Besoin de sites compatibles
CAES	10 MWh à 10 GWh	15 à 200 MW	1 min	400 à 1 200	11 000	Réseau	2nd génération et technologies adiabatiques en cours de développement Besoin de sites compatibles
Hydrogène	10 kWh à 10 GWh	1 kW à 1 GW	100 ms	3000 à 5 000	25 ans	Industrie Particuliers	Flexibilité d'usage de l'hydrogène produit Possibilité de valoriser la chaleur produite Découplage de la puissance de l'énergie stockée
Batteries (électrochimiques et à circulation)	1 kWh à 10 MWh	0,01 à 10 MW	1 ms	300 à 3 000	500 à 4 000	Industrie Particuliers	Forte réactivité Les batteries à circulation nécessitent un maintien en température
Volants d'inertie	0,5 à 10 kWh	2 à 40 MW	5 ms	3 000 à 10 000	> 10 000	Réseau	Très forte réactivité Faible capacité en énergie
Super condensateurs	3 kWh	Tension : 2,5 V	3 s		> 10 000	Réseau Industrie	Très forte réactivité
Stockage d'énergie magnétique supraconductrice	0,3 à 30 kWh		8 ms		> 10 000	Réseau Industrie	

## Le stockage:

- ne produit rien; il consomme
- répond essentiellement à des besoins de court terme, voire très court terme
- pour des lissages importants de moyen/long terme, il faudrait des moyens gigantesques (STEP, H2, ...)
- En réalité on ne sait pas faire du stockage intersaisonnier
- Investissements lourds et très peu valorisables
- très difficile d'imputer correctement un coût sur des KWh, car très dépendant de l'usage qui en est fait
- des moyens de production pilotables sont plus efficaces et plus économiques

# Quelques conclusions et considérations personnelles

# Qui doit supporter ou payer les coûts système et le coût de l'intermittence ?

- In fine c'est toujours les clients/consommateurs qui payent<sup>(\*)</sup>
- Mais
  - l'addition peut être plus ou moins salée selon les choix faits
  - des distorsions fortes entre types de consommateurs selon usages (#coûts/kWh)
- Un "*tout (très) Renouvelables*" (intermittents) induit des (sur)coûts systèmes très importants
- Les surcoûts augmentent beaucoup plus vite que la part des ENRi, dès qu'elle devient significative ( $> \sim 40-50\%$ )
- L'optimum est un mix équilibré, qui ne doit pas être piloté par le seul coût apparent de tel ou tel mode de production pris isolément, il faut intégrer les coûts système
- Le "Marché", concurrence biaisée, ne tend pas vers une optimisation "Système"
- Le critère doit aussi être l'efficacité CO<sub>2</sub>/GES, en considérant le système dans son ensemble

<sup>(\*)</sup> Sauf à en faire supporter une partie par les contribuables

# Qui doit supporter ou payer les coûts système et le coût de l'intermittence ?

- Si l'objectif est bien de "décarboner", le critère doit aussi être l'efficacité CO2/GES
- Augmenter la part d'ENR, en espérant remplacer du nucléaire, ne diminue pas les émissions de CO2
- Pour le futur (nouvelles constructions) réduire la proportion du nucléaire est pertinent au sens optimisation économique (~60%); le 50% "décrété" n'a pas de fondement ni climatique, ni économique
- Fermer prématurément des centrales nucléaires existantes revient à jeter l'argent par les fenêtres sans aucun gain CO2/GES (et même en aggravant les émissions)
- L'objectif 50% nuc / 50% ENR (si maintenu) doit (devrait) plutôt être réalisé en augmentant la conso élec totale par transfert d'usages fossiles (transport, habitat, ...),
- **Car c'est l'électricité qui peut être le vrai vecteur de décarbonation de l'énergie**

Merci de votre attention

Discussion Questions ?