

La transition énergétique coté production électrique

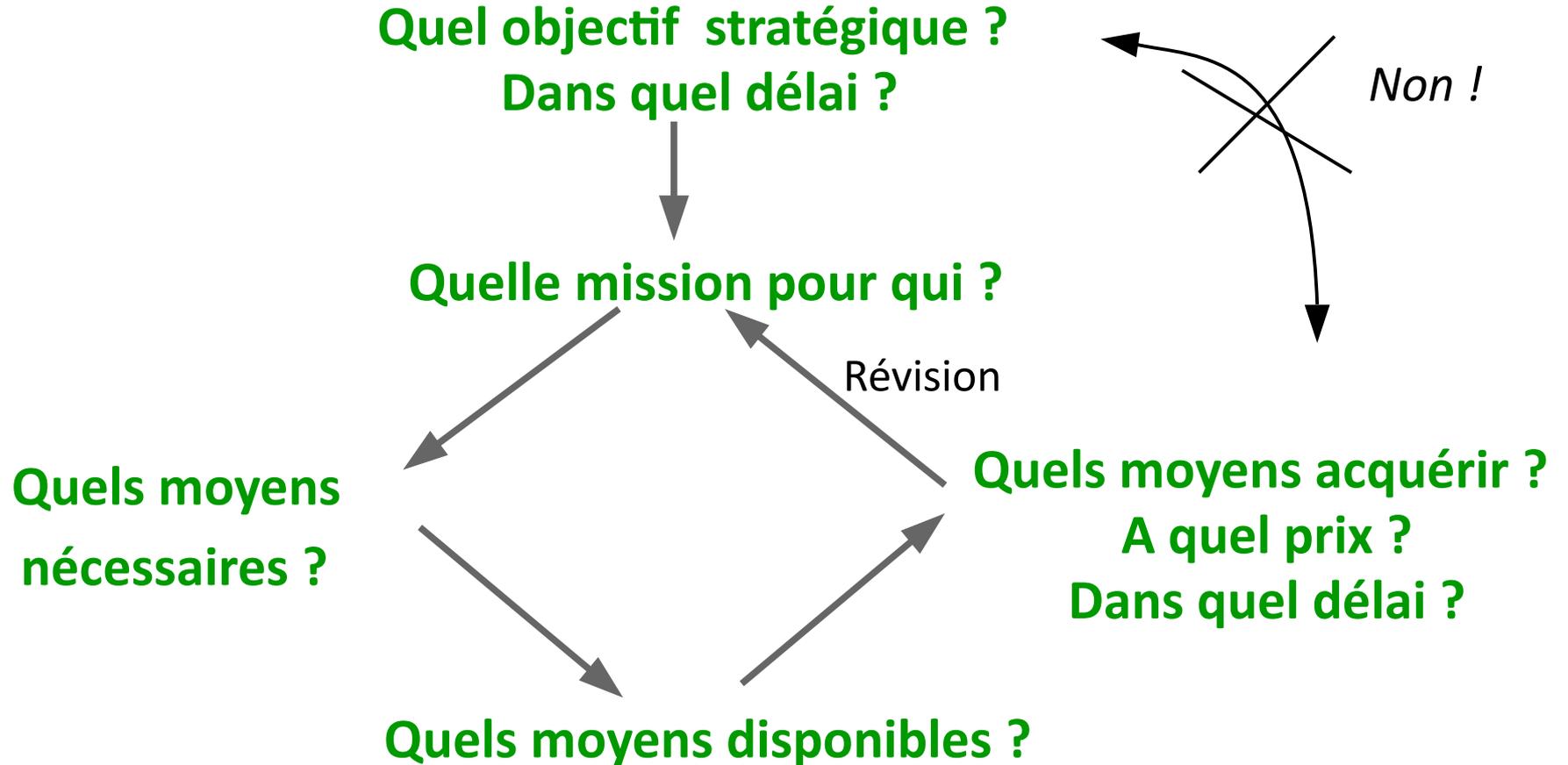
**Energies renouvelables vs. Nucléaire
Où en est-on ?**

Version achevée et améliorée après conférence
et en partie déconnectée du discours

**A force de souligner les problèmes,
on oublie de les résoudre**

... et on ressasse les données obsolètes ou toujours fausses.

Les moyens ne sont pas l'objectif !



Ricanons !

Soutien à la méthanisation pour :

- Mélange de méthane au gaz naturel
- Pour des véhicules ou des chaudières.

Soutien à l'hydrogène pour :

- Mélange d'hydrogène au gaz naturel et
- Synthèse de méthane
- Pour des véhicules ou des chaudières.

**Interdiction des ventes de chaudières
à combustion** en 2022 (F)
et de moteurs à combustion
en 2035 (UE)

Soutien aux biocarburants

Autre exemple : on décide d'abandonner le nucléaire ou de le réduire de 30 %, puis on se demande comment réduire malgré tout les émissions de CO₂.

Plan de l'exposé

- Rappel de quelques notions
- La dynamique actuelle
- Les aspects énergétiques (1) – Contrainte d'équilibre du réseau
- L'aspect climatique
- Les aspects énergétiques (2) – Impératifs et contraintes à court et long termes
- Les aspects économiques
- L'impact environnemental
- L'impact sanitaire
- Bilan – Quelle politique optimale ?

Rappel de quelques notions

L'**énergie (E)** d'un corps est une mesure de sa *capacité de modifier* un autre corps (son mouvement, sa température, sa forme, sa structure, sa composition, etc.).

Elle se mesure en **joules (J)**.

La **puissance (P)** est l'*énergie transférée en une unité de temps*.

Elle se mesure en **watts (W)**. $1 \text{ W} = 1 \text{ joule par seconde} = 1 \text{ J/s}$.

1 watt-heure = 3600 joules. C'est une unité d'énergie.

1 kW (kilowatt) = 1000 watts

1 MW (mégawatt) = 1 million de watts

1 GW (gigawatt) = 1 milliard de watts

1 TW (térawatt) = 1000 milliards de watts

1 kWh (kilowatt-heure) = l'énergie

transférée *en une heure* par un

système dont la puissance est 1 kW

1 MWh = " " " " " 1 MW.

Le **facteur de charge (Fc)** d'un générateur électrique est *le nombre annuel d'heures qu'il devrait fonctionner à pleine puissance pour donner la même quantité d'énergie*.

C-à-d $\text{Fc} = \text{Energie annuelle} / \text{Puissance nominale}$

La **fréquence (f)** d'une tension électrique est le nombre de ses oscillations par unité de temps.

Elle se mesure en **hertz (Hz)**. 1 Hz = une oscillation par seconde.

Le **rendement (η)** d'un système convertissant une énergie d'un certain type en une énergie d'un autre type est le rapport entre (quotient de) l'énergie sortante et l'énergie entrante.

Ce ne sont ni l'énergie ni la puissance sortantes !

Une **énergie primaire (E_{prim})** est une énergie ***disponible dans la nature*** (dans le pétrole, le gaz naturel, l'uranium, le rayonnement solaire, le vent, etc.)

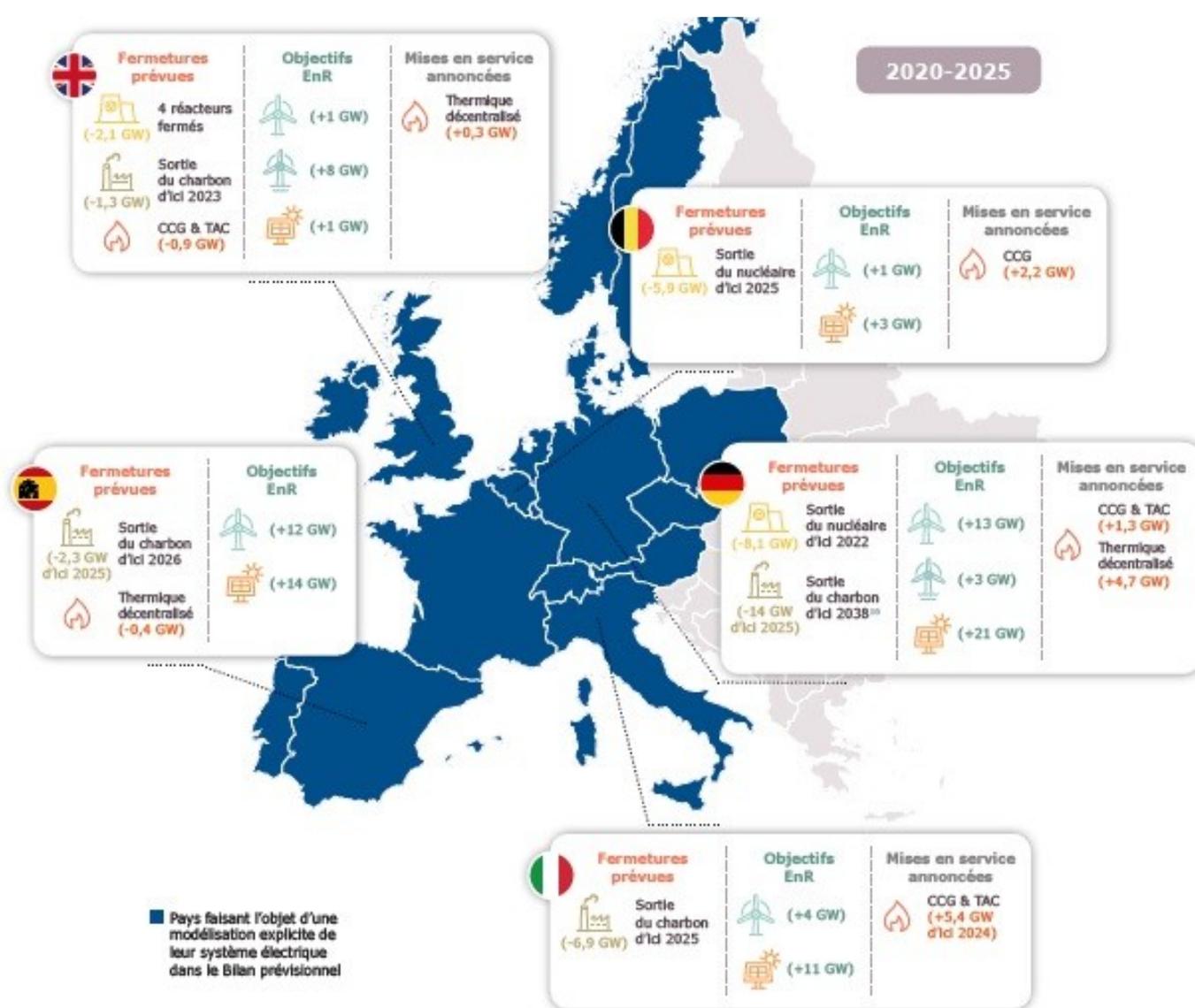
L'**énergie finale (E_{fin})** est celle qui ***arrive à l'utilisateur*** (électricité au compteur, carburant à la pompe) après conversions et pertes.

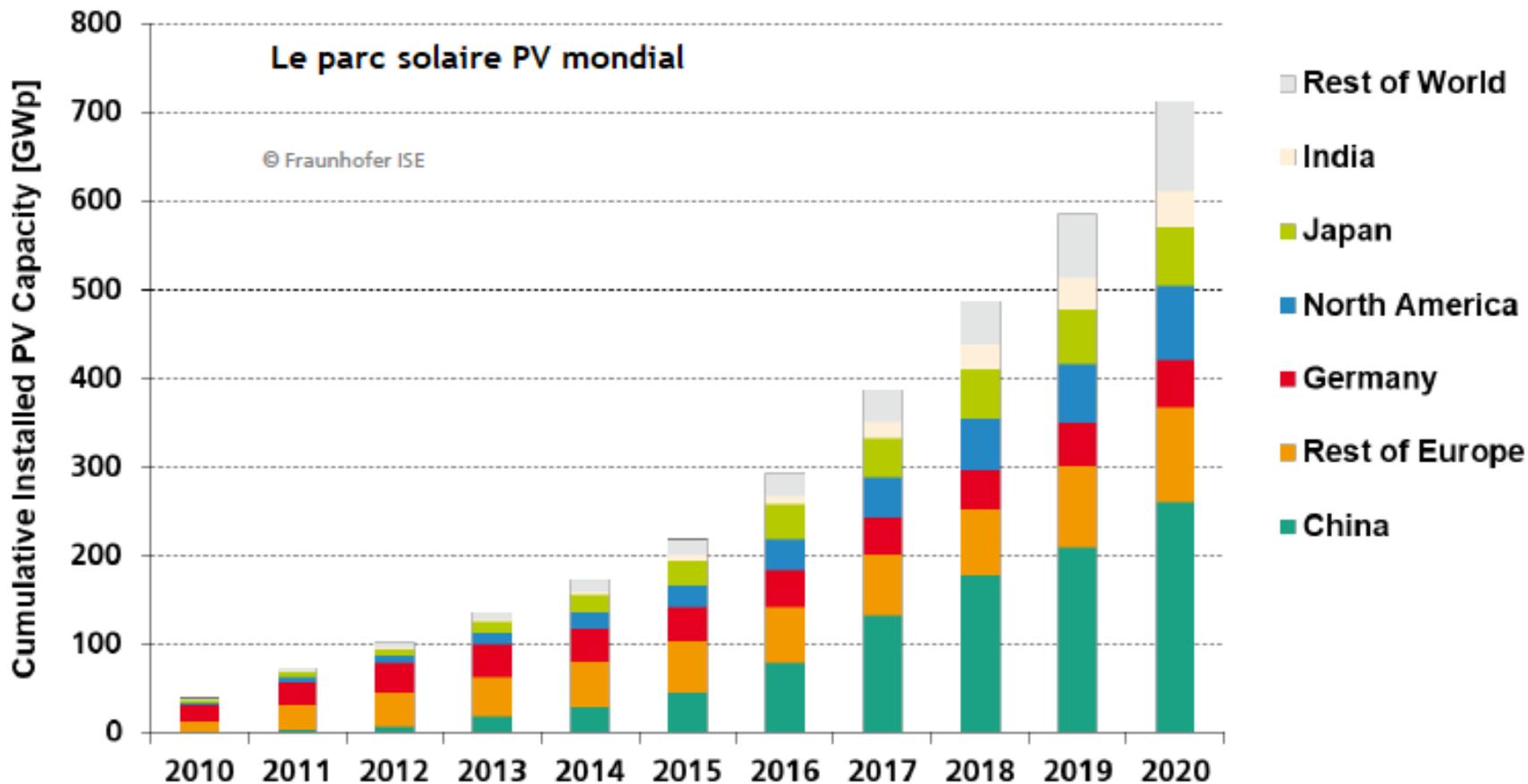
Une **énergie utile (utilisable)** est une énergie qui est ***sous la forme qui convient aux besoins*** de l'utilisateur (électricité pour un récepteur électrique ; combustible pour une chaudière ou un moteur thermique...)

La dynamique actuelle

Europe occidentale :
 Politiques d'abandon du charbon et du pétrole...
 voire du nucléaire

Note : les réacteurs britanniques à fermer seront remplacés par des EPR et des réacteurs chinois

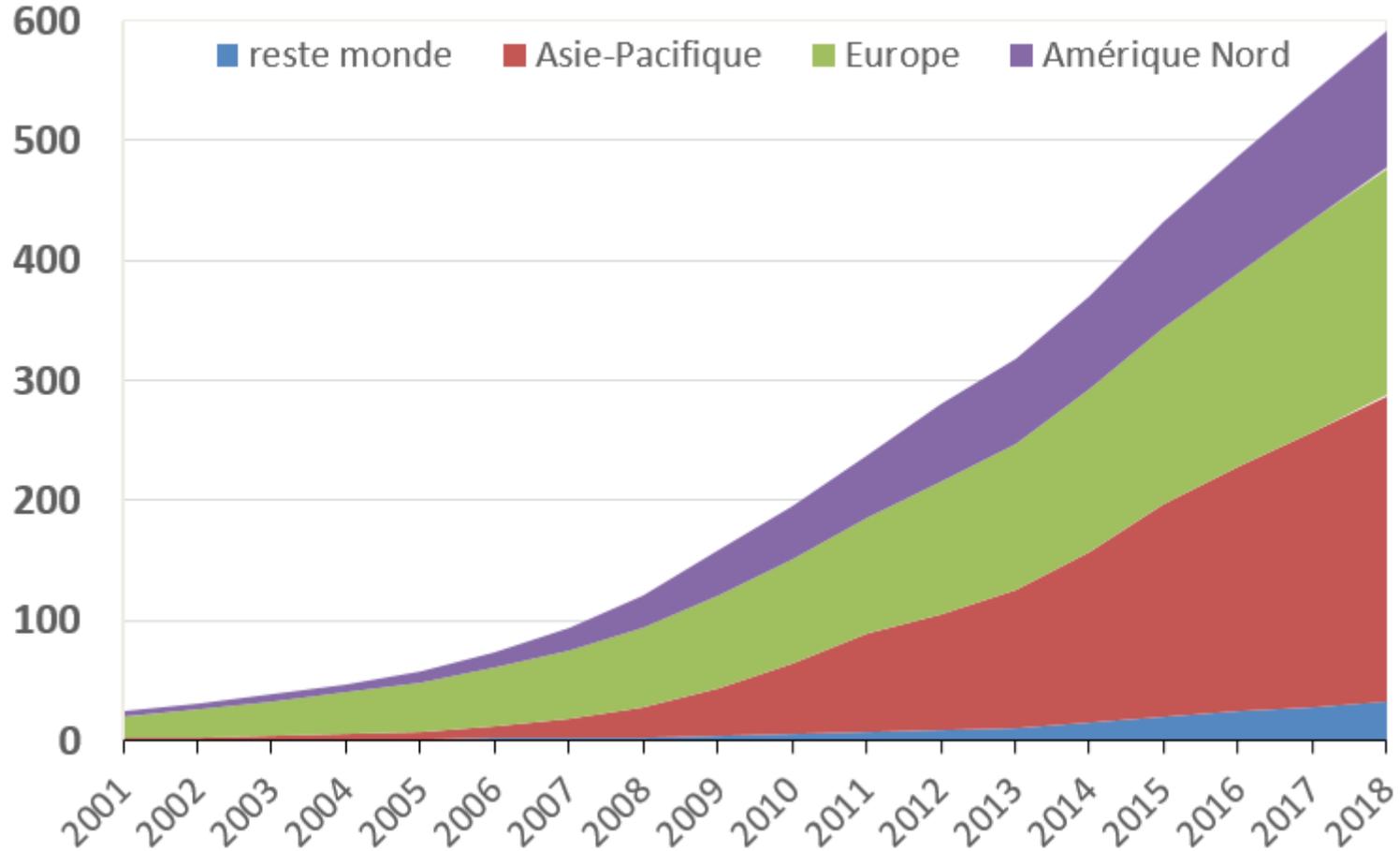




Ce n'est pas en Allemagne que le taux de croissance du solaire PV est grand.

Puissance nominale installée
(GW)

Le parc éolien mondial



Les USA étaient pionniers dans les années 1990, mais ont été supplantés par l'Europe puis la Chine

Du neuf dans le solaire : **l'agrivoltaïsme**



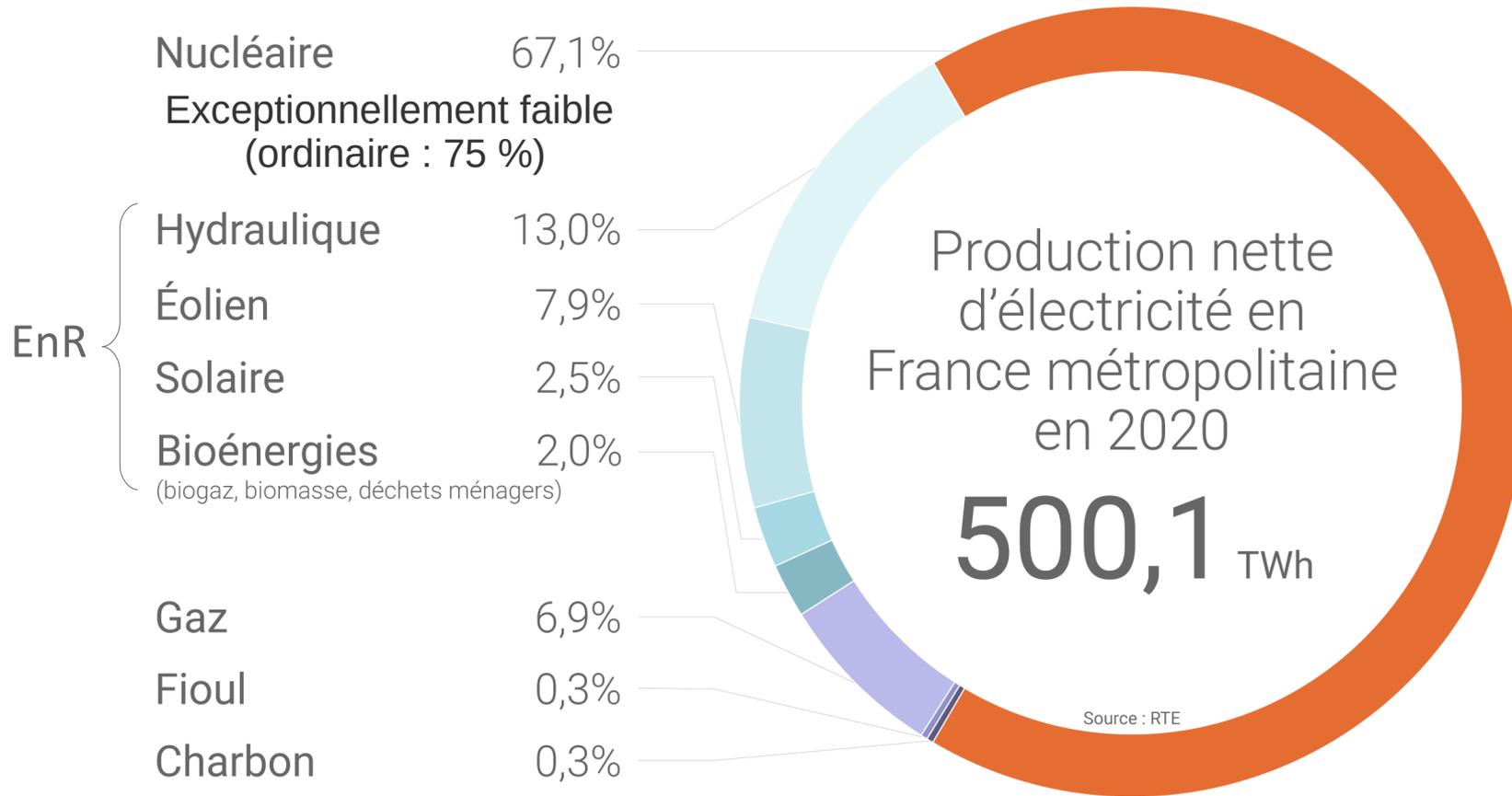
Aucune consommation d'espace naturel.

Amélioration de la productivité agricole (évite l'excès d'ensoleillement et réduit l'évaporation...) et complément de revenu pour l'agriculteur.

Mais l'administration française ne tolère que des expérimentations sous statut dérogatoire.

Encore du neuf : les **cellules PV en pérovskite** :

- rendement similaire au silicium ;
- **4 fois moins d'énergie consommée** pour la fabrication ;
- durée de vie encore à prouver.



Capacité (puissance nominale) installée : 136 GW
 (dont 61 nucléaire ; 26 hydro ; 18 éolien ; 9 solaire)

Consommation de pointe : 90 à 100 GW (grand max 105 GW)

Part des EnR dans l'ensemble de la consommation finale française d'énergie

17,2 %

Part des EnR* dans la consommation finale brute d'énergie en France en 2019

+ 84 %

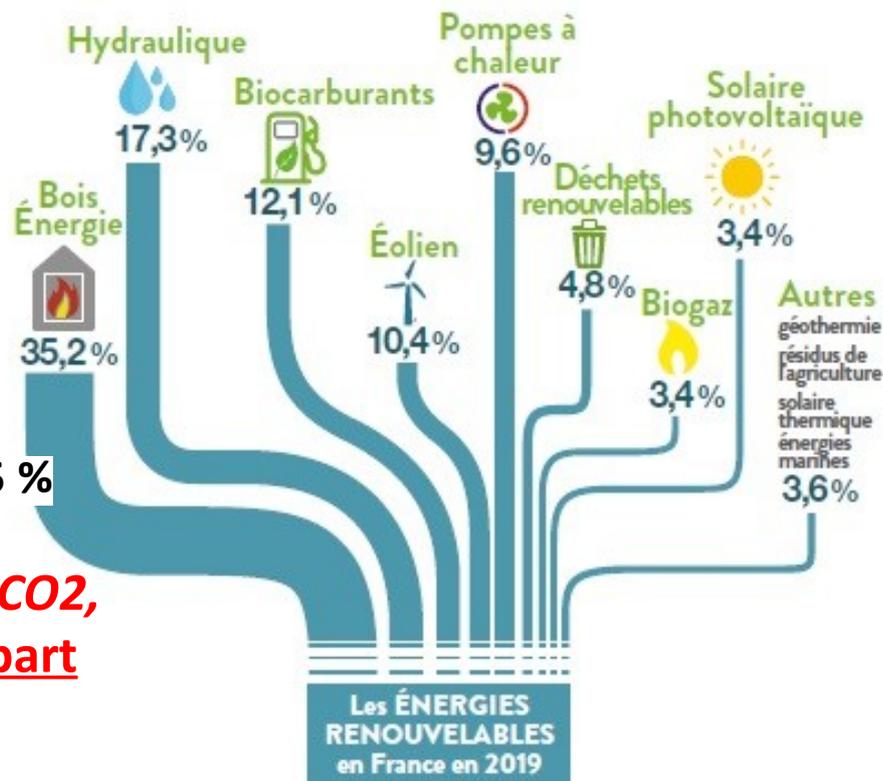
Évolution des EnR* de 1990 à 2019 en France métropolitaine

Les énergies renouvelables intermittentes (EnRI : solaire et éolien) couvrent

2,4 % de la consommation d'énergie primaire
($0,172 * (10,4 + 3,4)$)

Production électrique française déjà décarbonée à 95 %

→ *Si l'objectif est la réduction des émissions de CO₂, l'éolien et le solaire doivent servir à étendre la part de l'électricité dans la conso totale d'énergie.*



France : les objectifs PPE 2019 - 2028

Nucléaire : fermeture de 6 à 8 réacteurs (-5,4 à -7,2 GW)
(fermeture 14 réact./ -12,6 GW d'ici à 2035)
mise en service 1 EPR

Solaire PV : 35 à 44 GW (10 en 2021)

Eolien à terre : 34 GW (18 en 2021)

Eolien en mer : 5 à 6 GW (0 en 2021)

} *Production moyenne = 15 à 17 GW
mais intermittence (EnRI).*

Hydroélectricité : 26,5 GW (25,7 en 2021)

Développement de la conversion/stockage via l'hydrogène pour industrie et véhicules
(20 à 40 % H2 dans le gaz naturel de l'industrie)

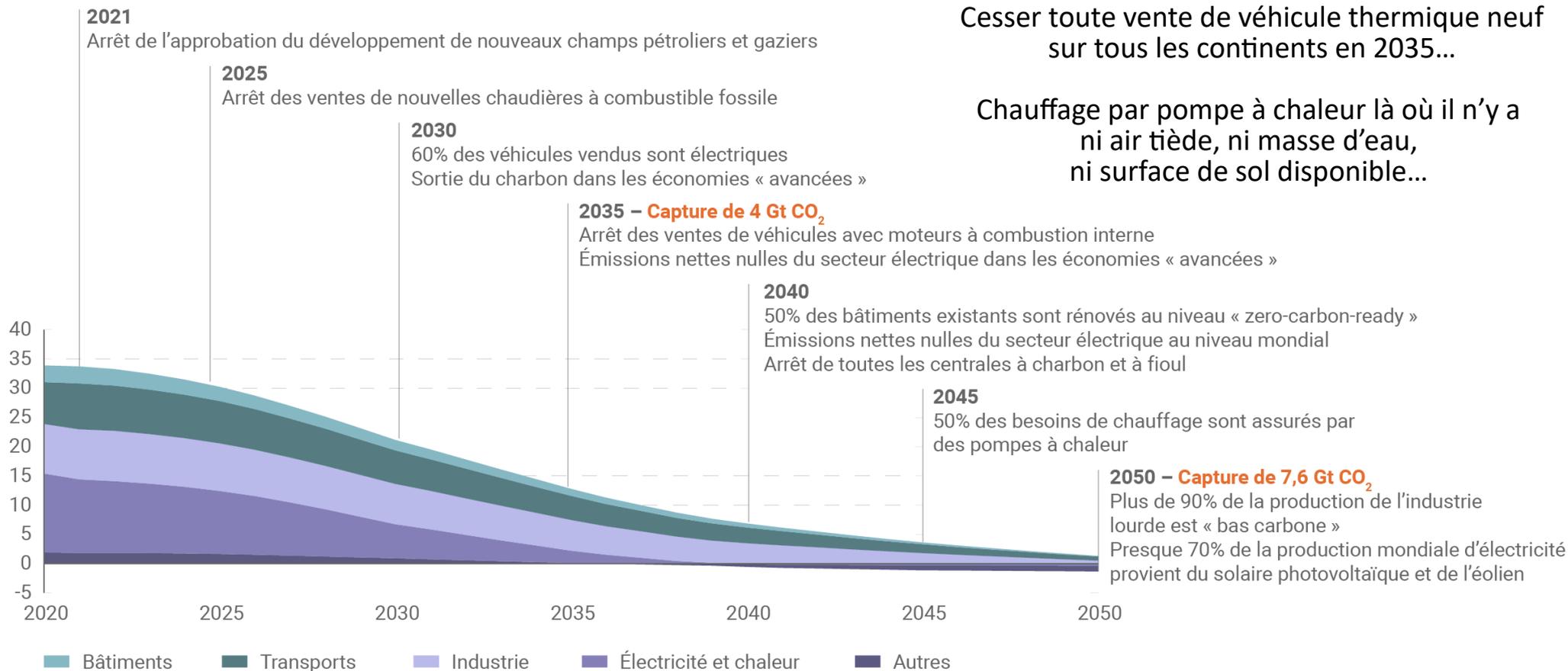
Irréalizable ! Il faudrait tripler la croissance des EnRI (solaire et éolien)

*Obstacles : adaptation du réseau + oppositions à l'éolien + fragilisation juridique des
parcs éoliens (ICPE) + opposition administrative au solaire au sol).*

L'objectif sera révisé cette année et fixé jusqu'en 2035.

Scénario mondial neutralité carbone en 2050.

Net Zero Les grandes étapes du scénario de l'AIE



Rêvons un peu...

Cesser toute vente de véhicule thermique neuf sur tous les continents en 2035...

Chauffage par pompe à chaleur là où il n'y a ni air tiède, ni masse d'eau, ni surface de sol disponible...

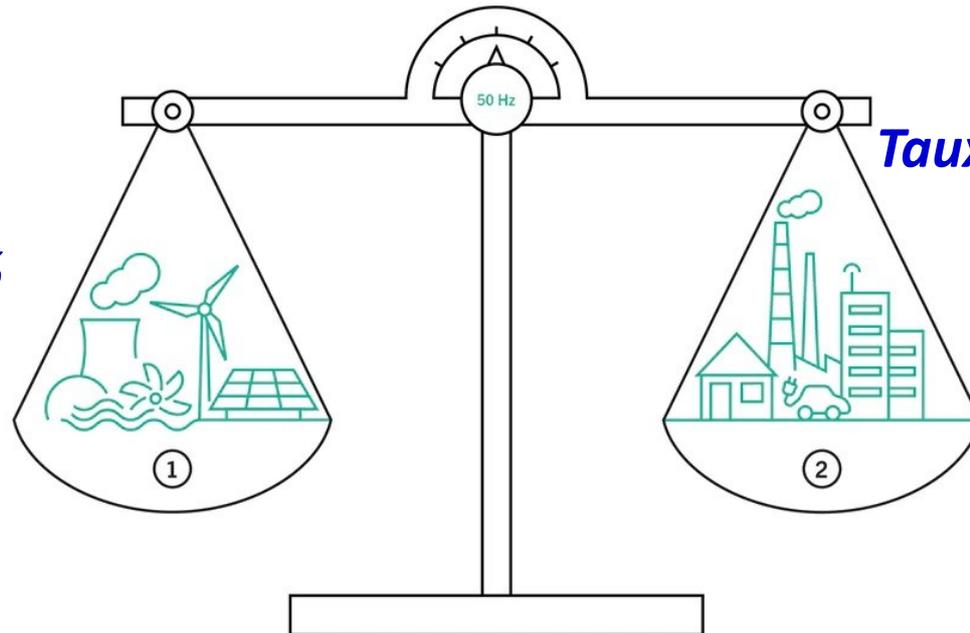
Les aspects énergétiques (1)

Contrainte d'équilibre du réseau
à très court terme (1 s à 1 an)

Puissance injectée = Puissance appelée

Freq = 50 Hz \pm 1 %

Tension = $U_{nom} \pm 5$ %

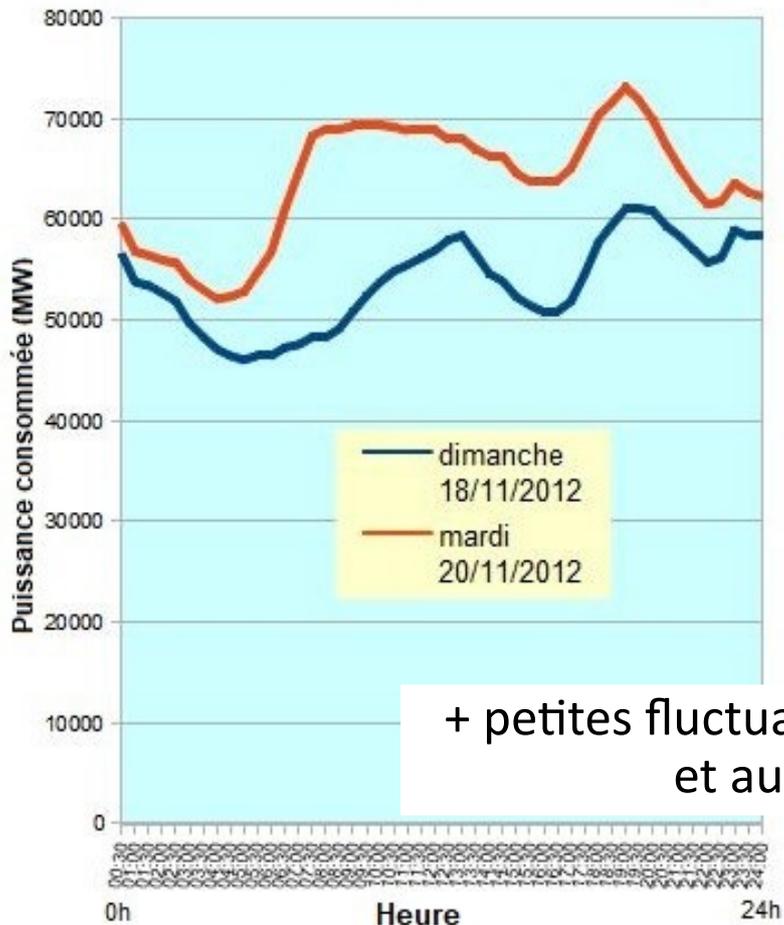


*Taux de défaillance moyen
des livraisons :*

*< 3 h/an
(0,034%)*

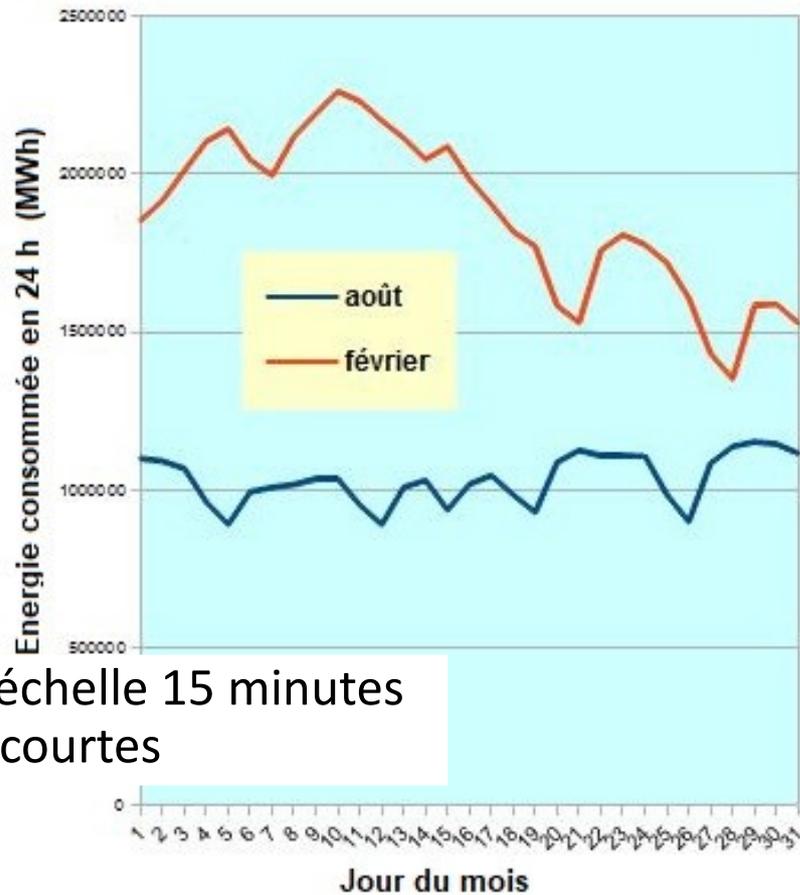
Variations de la consommation d'énergie électrique (France)

courbes de charge semaine et WE



+ petites fluctuations $\pm 1\%$ à l'échelle 15 minutes
et aux échelles plus courtes

consommation journalière hiver-été



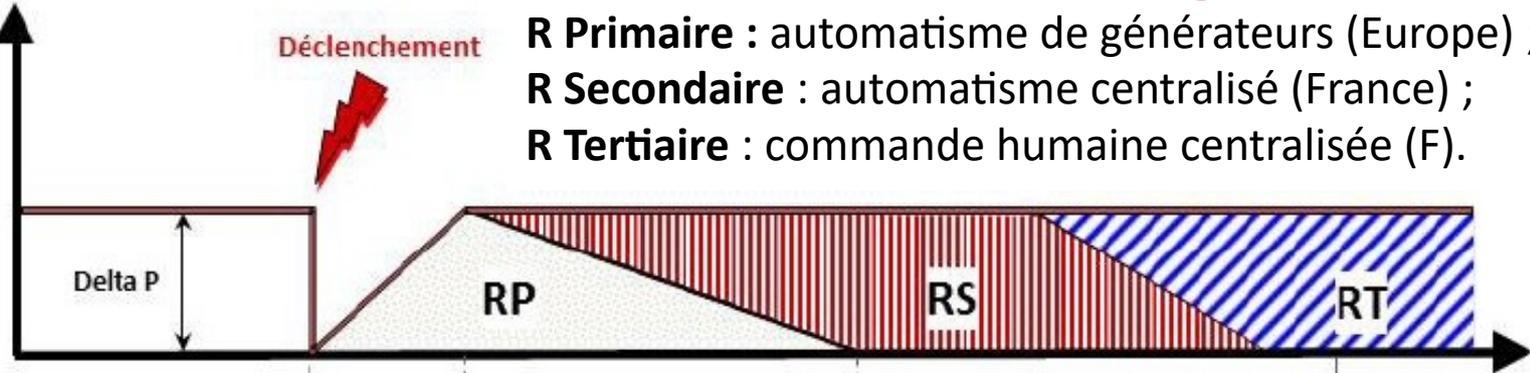
En cas de chute brutale de la production...

Les réserves sont constituées de générateurs fonctionnant *en dessous de leur capacité* (rés. Prim et Sec) ou en veille (rés. tertiaire).

La Rés. Prim. (3 GW) est répartie sur toute l'Europe.

Limitation par l'inertie des machines tournantes (alternateurs et moteurs synchrones)

Puissance Produite



Déclenchement des réserves désignées :
R Primaire : automatisme de générateurs (Europe) ;
R Secondaire : automatisme centralisé (France) ;
R Tertiaire : commande humaine centralisée (F).

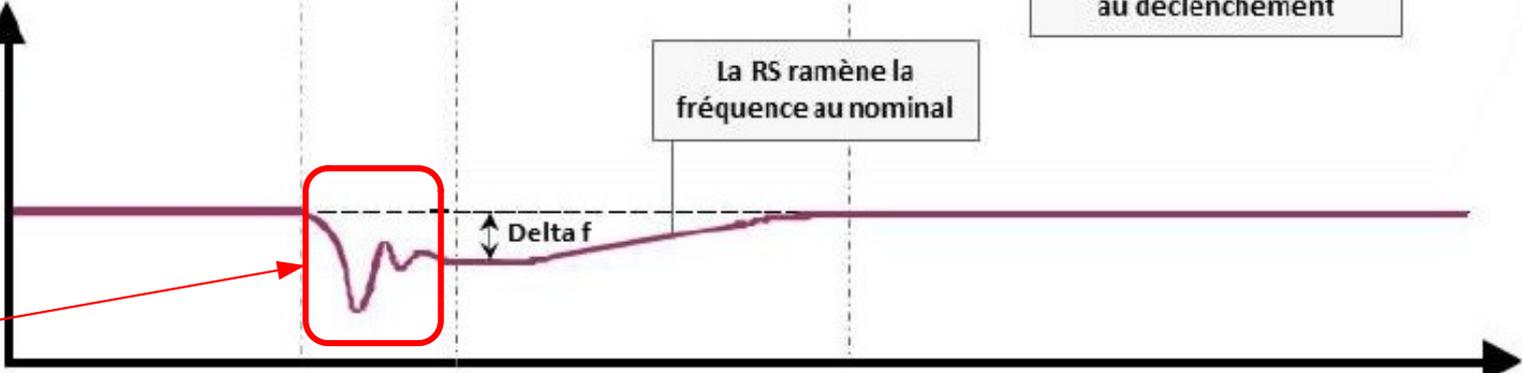
La tension baisse aussi

La RP reconstitue la puissance manquante en moins de 30 s

La RS ramène la fréquence au nominal

Seule la RT remplace durablement la puissance manquante suite au déclenchement

Fréquence réseau



30 sec max

15 min max

Les moyens de réserve secondaire et tertiaire

Rapidité de montée
en puissance

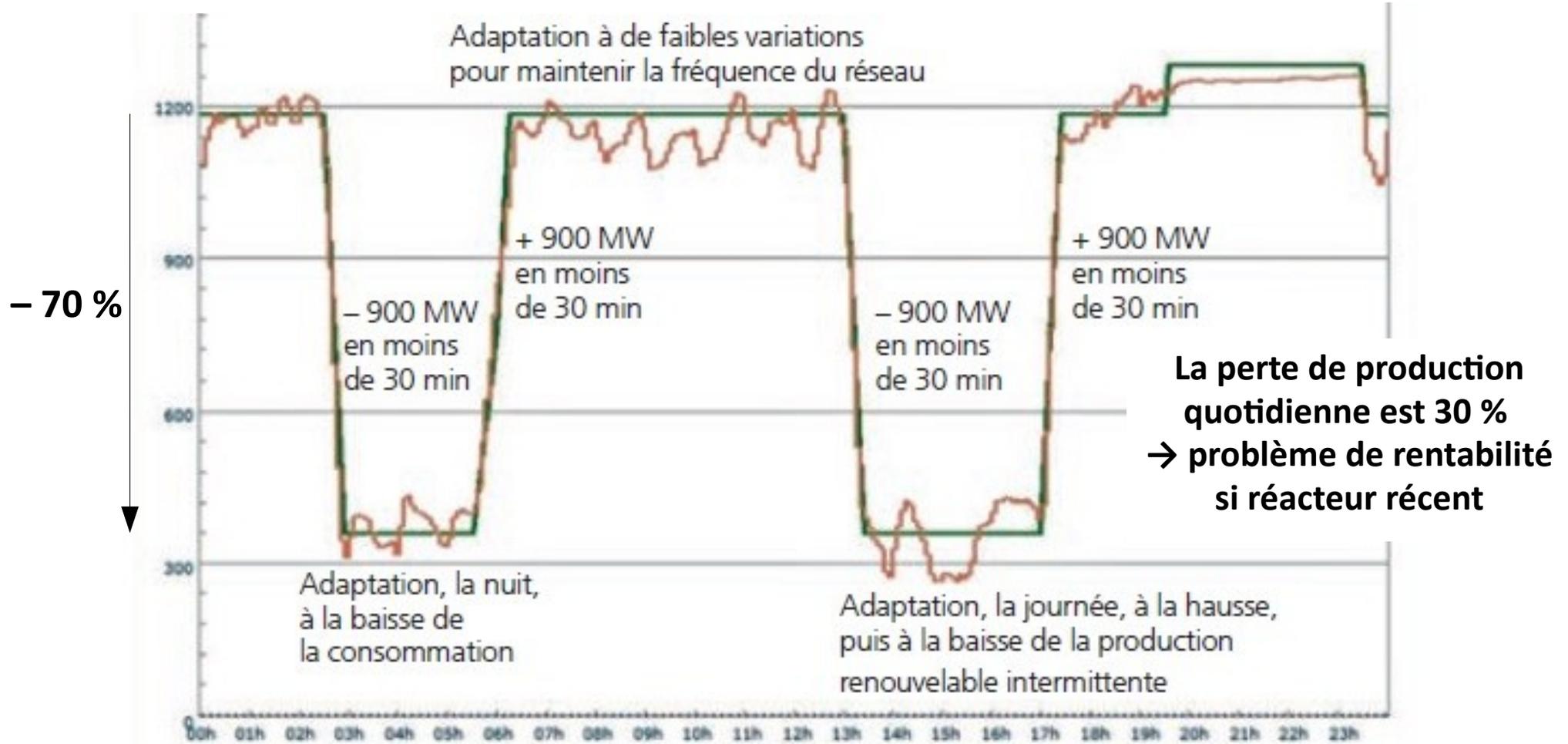
Souplesse

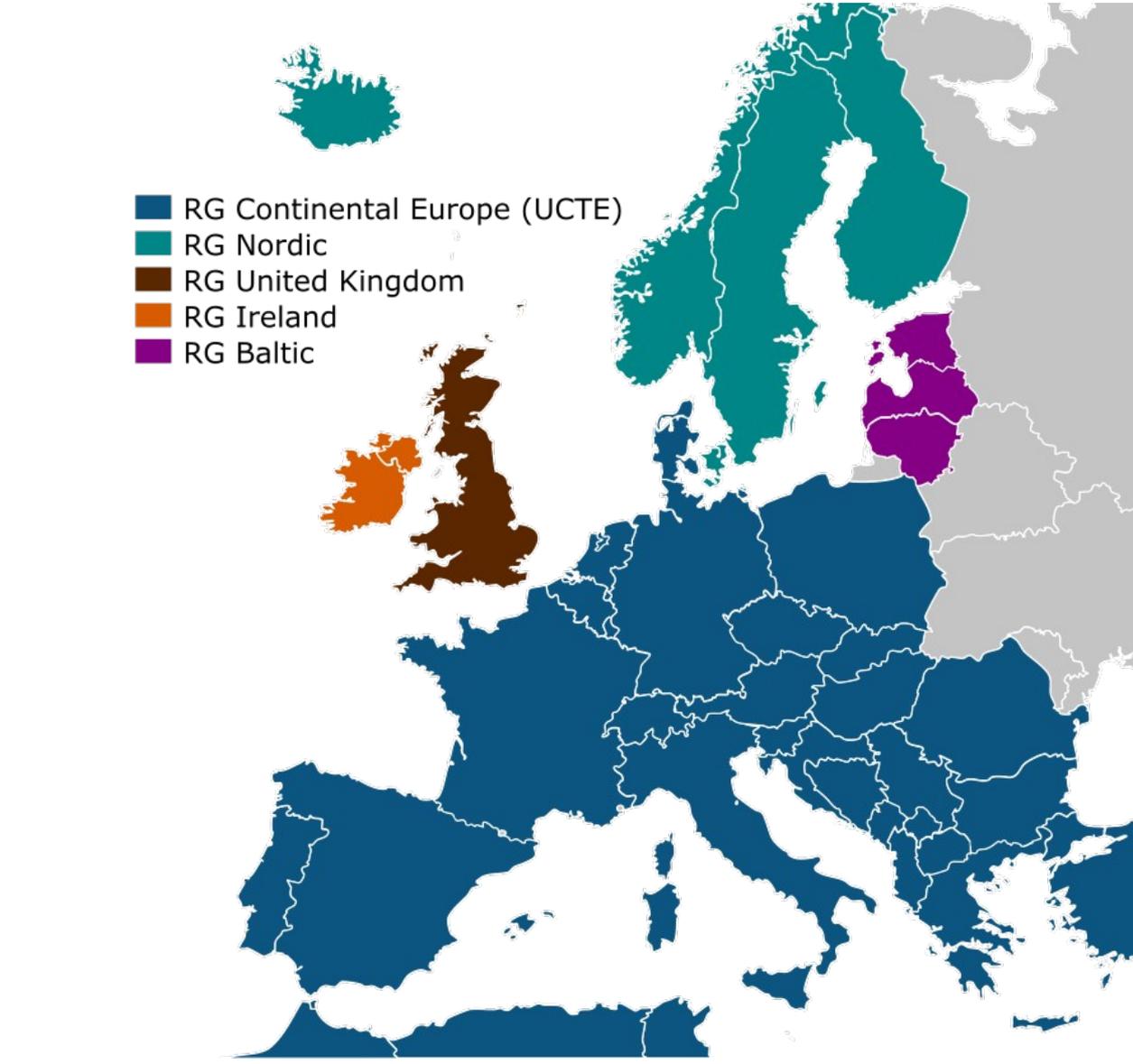
	Temps de démarrage	Variation maximale de la puissance en 30 s	Gradient maximal de puissance (%/min)
Turbine hydroélectrique	5 min	100%	40%/min
Turbine à gaz à cycle ouvert (OCGT)	10-20 min	20-30%	20%/min
Turbine à gaz à cycle combiné (CCGT)	30-60 min	10-20%	5-10%/min
Centrale à charbon	1-10 h	5-10%	1-5%/min
Centrale nucléaire	2 heures-2 jours	Jusqu'à 5%	1-5%/min

Un préavis est nécessaire si la réserve thermique n'est pas « tournante ».

Une journée de production de la centrale nucléaire de Golfech ($P_{\text{nominale}} = 1300 \text{ MW}$)

$P_{\text{max}} < P_{\text{nominale}}$ donc réserve



- 
- RG Continental Europe (UCTE)
 - RG Nordic
 - RG United Kingdom
 - RG Ireland
 - RG Baltic

Les 5 réseaux de transport d'électricité européens.

Ils sont *interconnectés*.

Stabilisation commune de la fréquence (Rés. Prim.).

Possibilité (limitée) d'utiliser les moyens de réserve tertiaire des autres.

Mais tous les pays ne peuvent pas être importateurs ou exportateurs en même temps !

Les problèmes spécifiques à l'éolien et au solaire PV

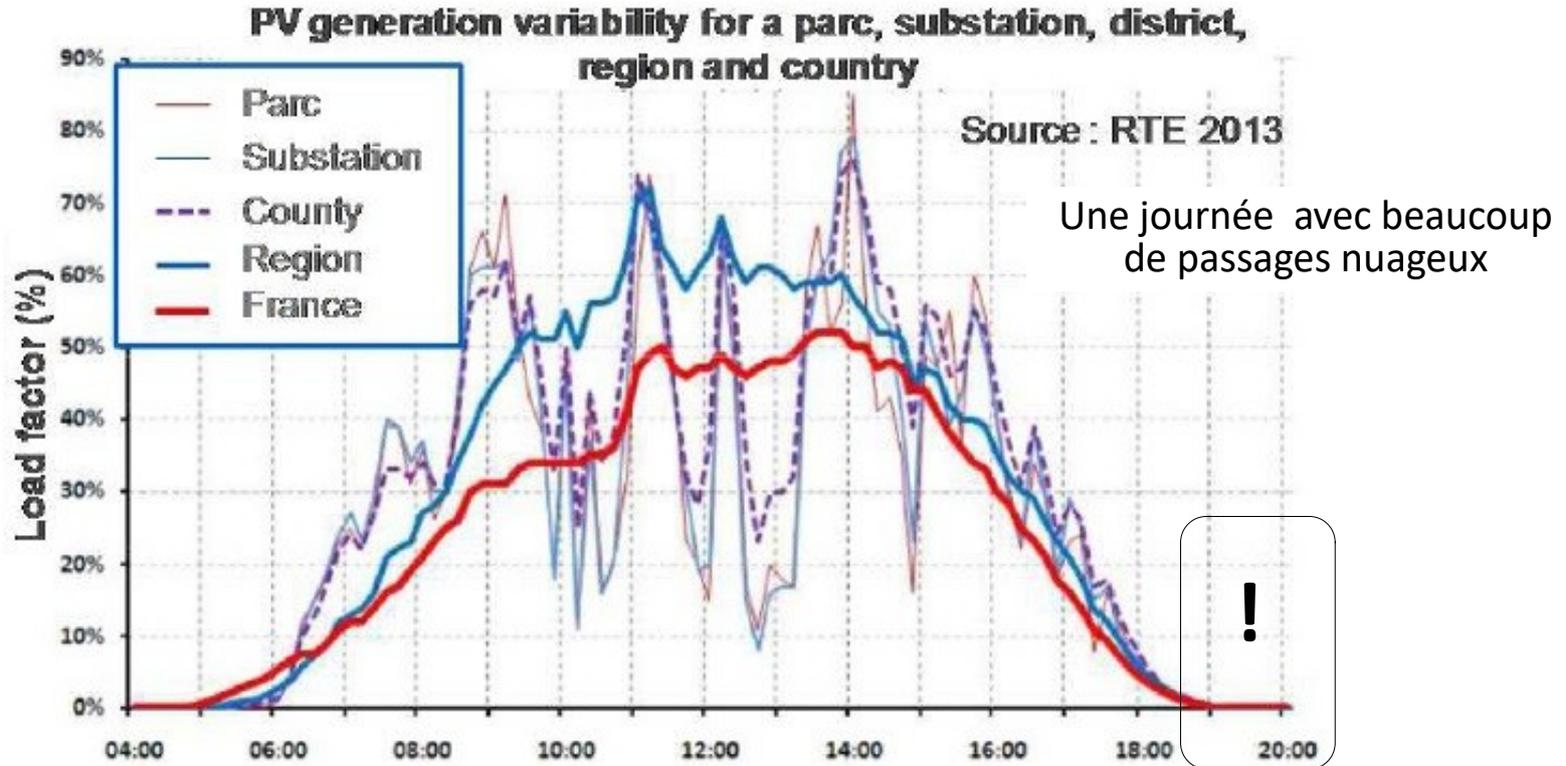
1) Ce sont des énergies :

- **Intermittentes (EnRI)** (fluctuation non-maîtrisable du débit d'énergie primaire – vent ou rayonnement solaire – et annulation possible), d'où *manque/excès d'offre de puissance récurrents*, engendrant surtension/sous-tension, fréquence trop haute/trop basse, voire coupure de courant sur un grand territoire pour protéger ;
- **Fatales** : *l'énergie primaire est perdue si on interrompt ou bride la production.*

2) Les unités de production n'ont **pas d'inertie électromécanique** (l'onduleur suit le réseau en tension et fréquence). Donc elles *ne peuvent pas amortir les variations de la fréquence et de la tension* causées par les déséquilibres offre-demande, *sauf astuces techniques récentes déjà utilisables (tension) ou en cours d'expérimentation (fréquence)* avec surcoût.

Intermittence solaire

Lissage des variations de puissance par foisonnement



Problèmes

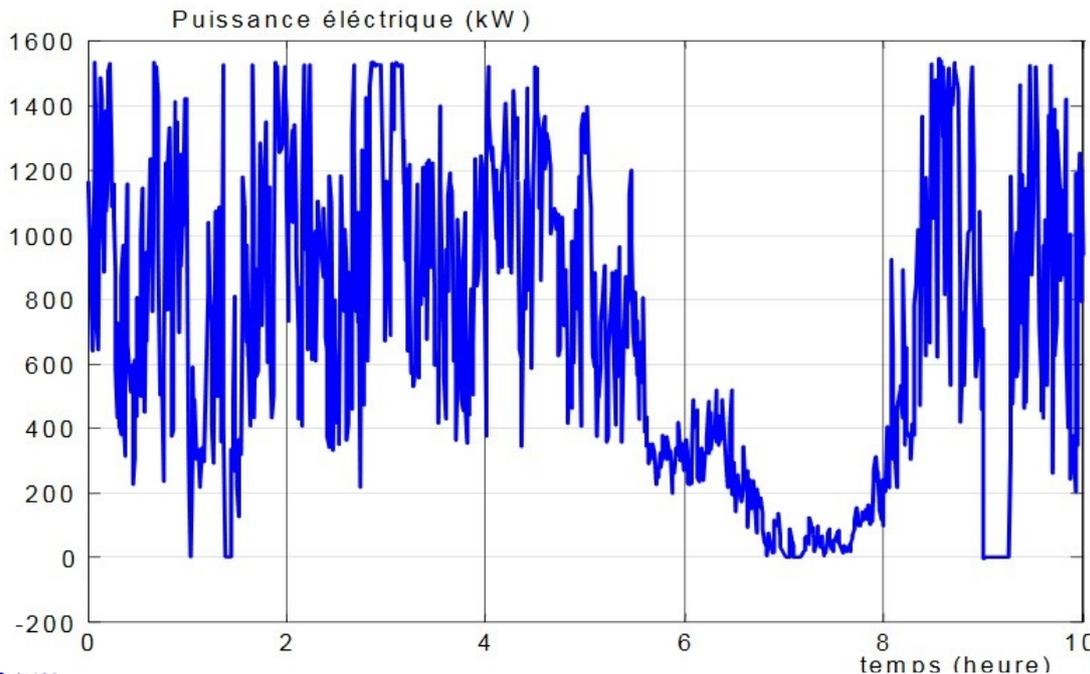
- pas de production à la pointe de consommation de début de soirée ;
- possibilité 5 % de Pattendue pendant une semaine sur toute la France ;
- possibilité d'augmentation/diminution brutale de 10%P_{nom} en 30 min.

L'intermittence éolienne

Pas d'effet de foisonnement ?

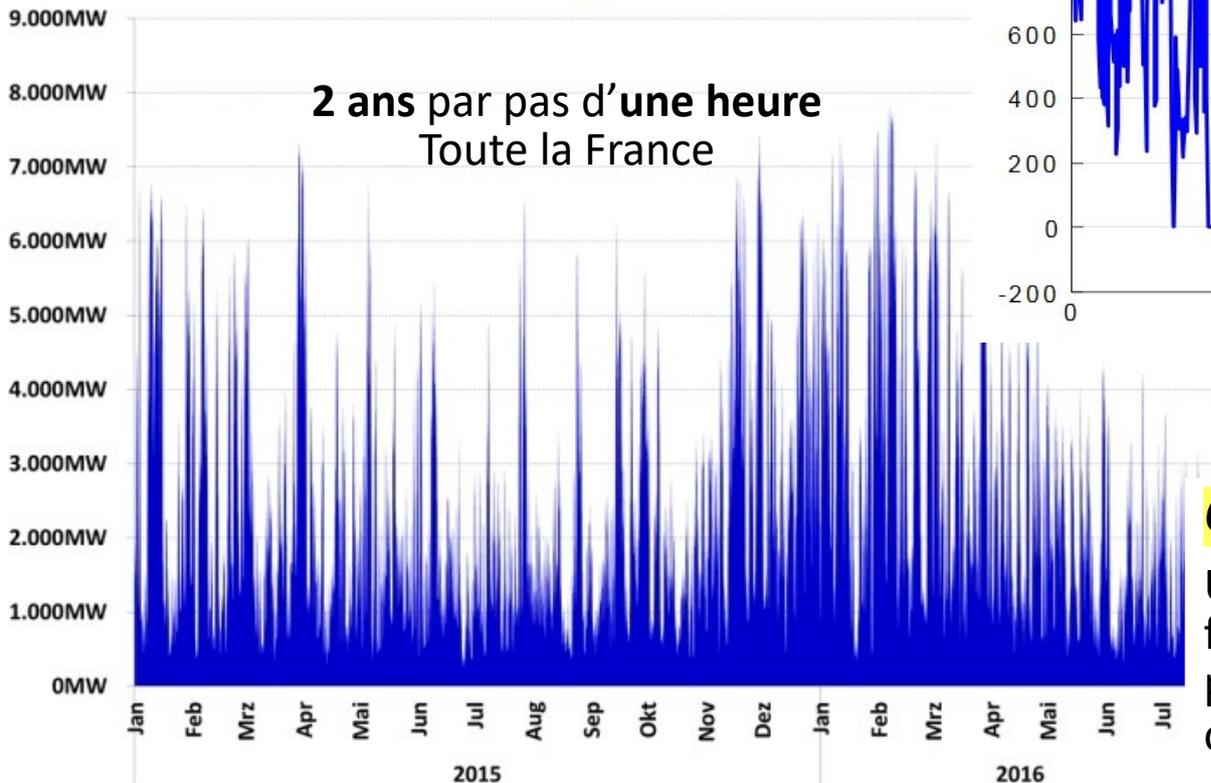
(Sauvons le climat, S&PS...)

... vraiment ?



10 h par pas de 5 min
1 seule éolienne 1,5 MW

2 ans par pas d'une heure
Toute la France

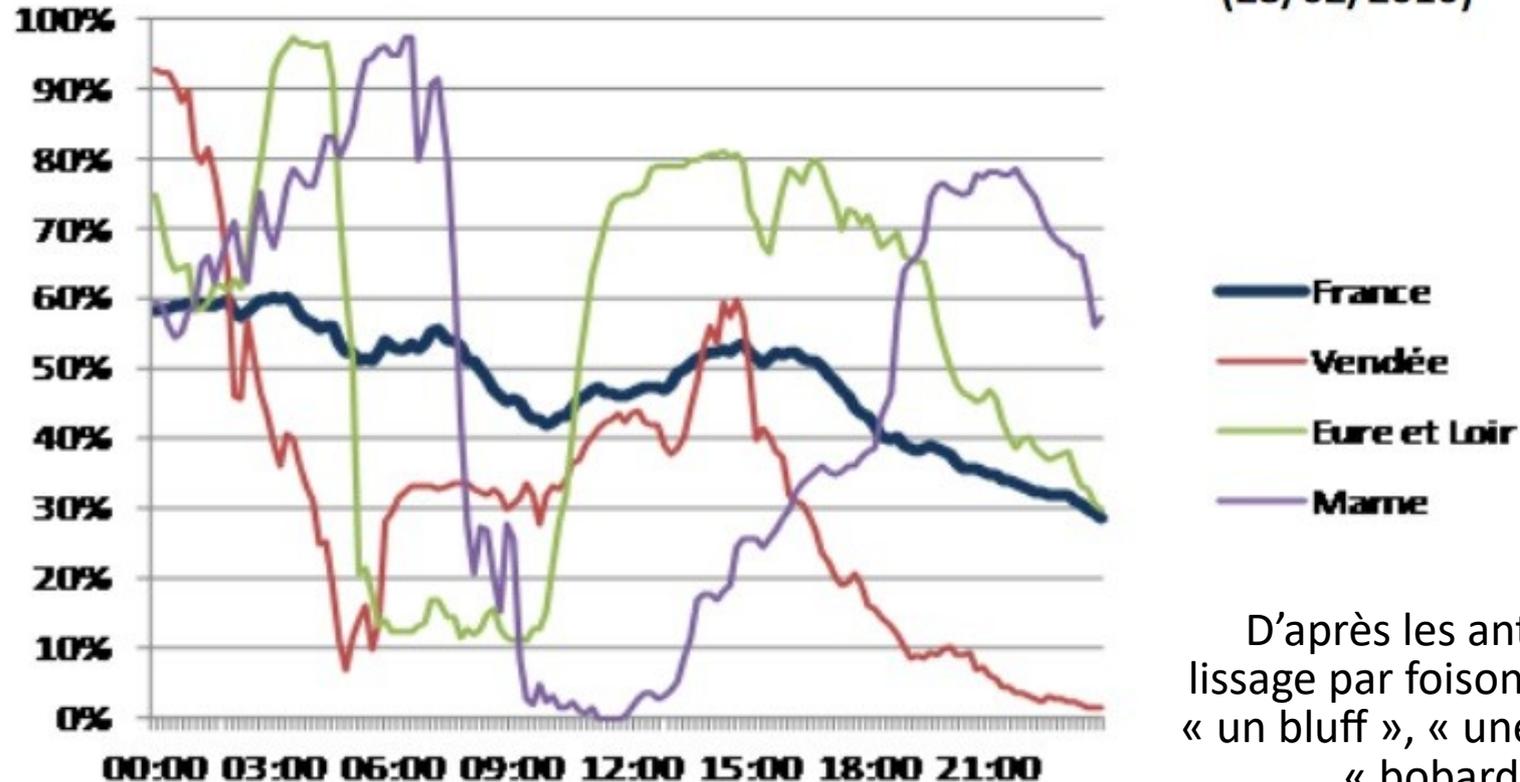


Comparer ce qui est comparable !

Un zoom sur 10 h aurait donné une courbe fortement lissée à l'échelle de la France et plus encore à l'échelle de l'Europe occidentale (interconnexion).

Lissage par foisonnement à l'échelle de la France

Production éolienne en France le jour du passage de la tempête Xynthia
(28/02/2010)



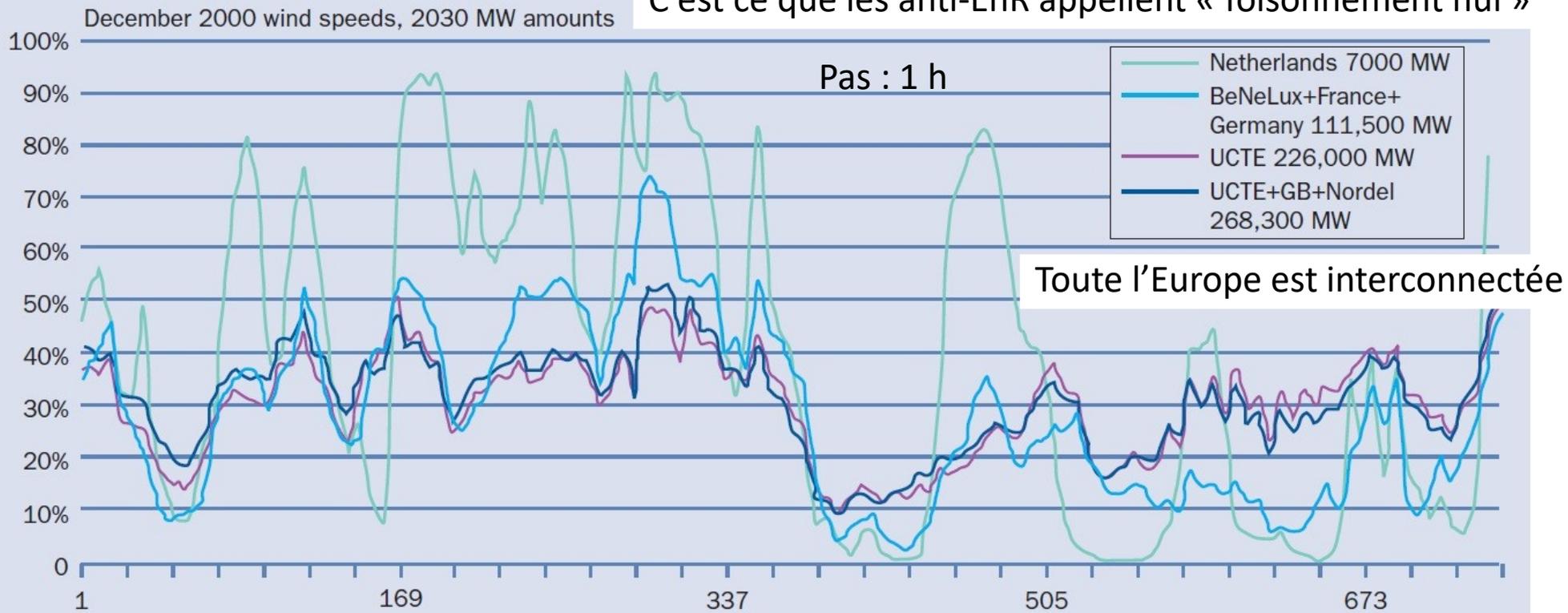
Source : RTE

Pas : 15 min

D'après les anti-EnR, le lissage par foisonnement est « un bluff », « une farce », un « bobard »...

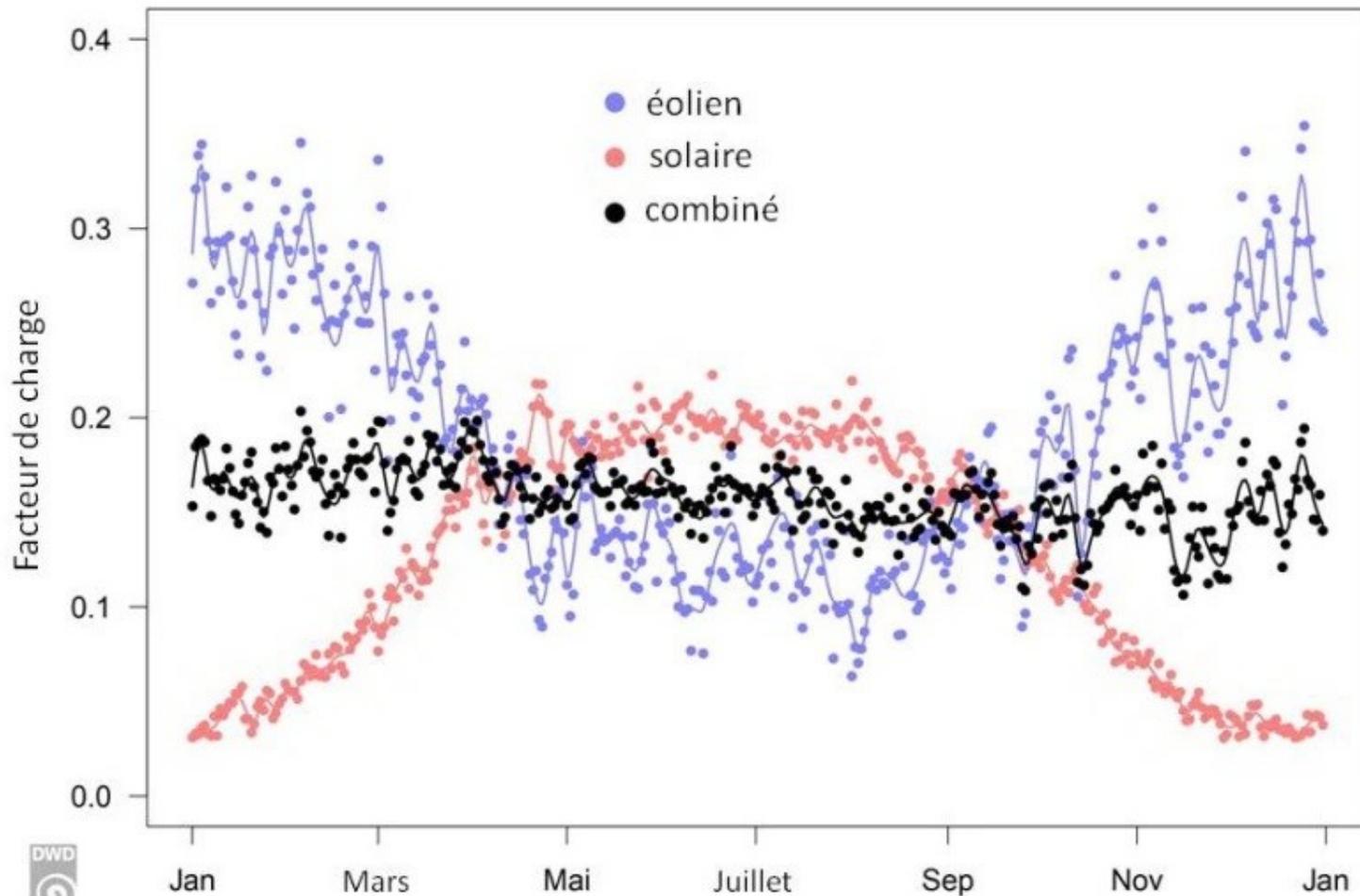
Lissage par foisonnement à l'échelle de l'Europe sur un mois de décembre

C'est ce que les anti-EnR appellent « foisonnement nul »



Note: The figure compares the hourly output of wind power capacity in four situations, calculated with simulated wind power. The simulations are based on December 2000 wind speeds and wind power capacity estimated for 2030.

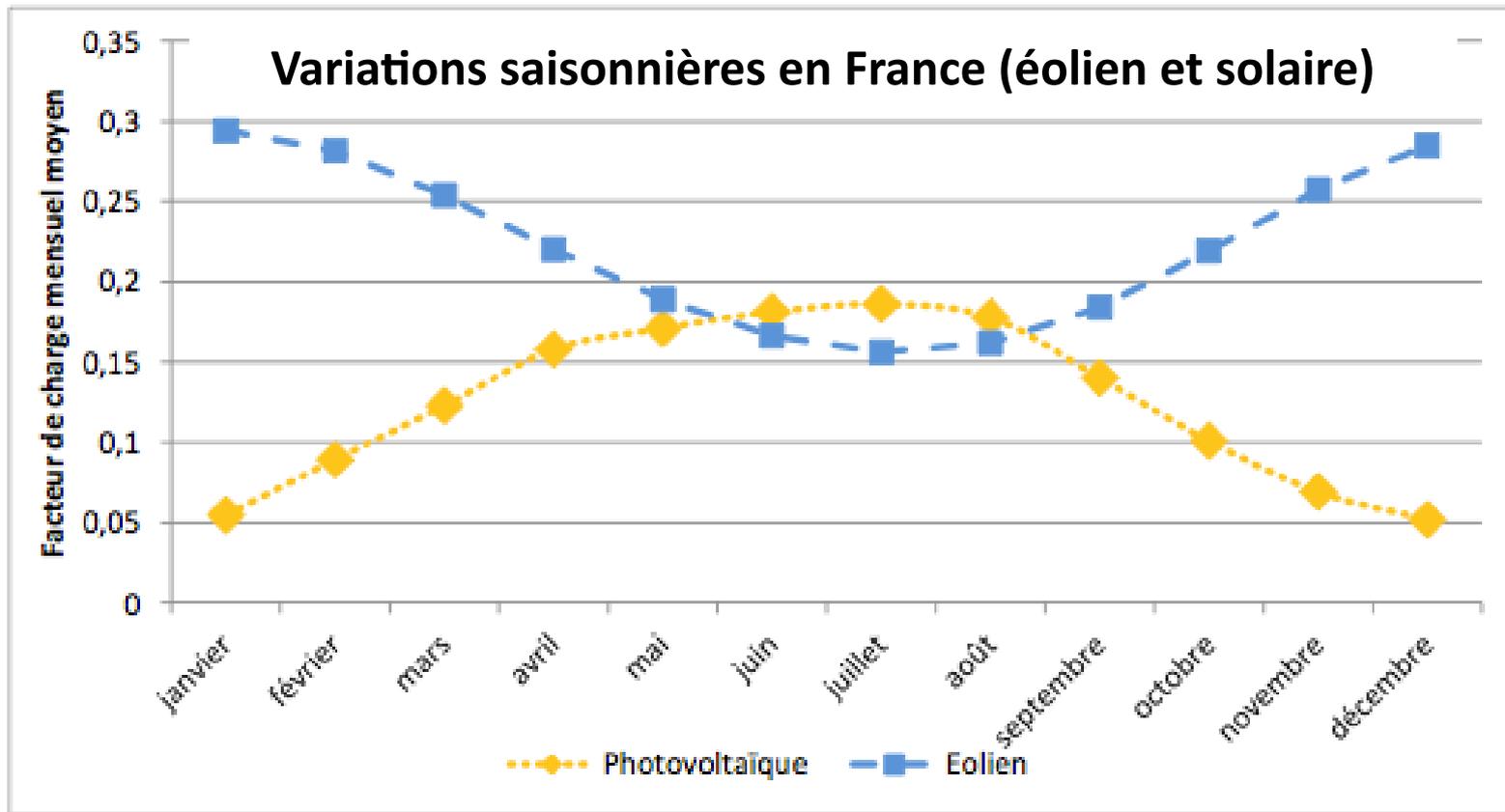
**Puissance horaire assurée avec 90 % de probabilité : 17 % de la puissance nominale.
Mais seulement 8 % pour F+D+B+NL+L**



Bilan quotidien solaire+éolien en Allemagne 2017

Puissances installées
 $P_{\text{solaire}} \approx P_{\text{éolienne}}$

Atténuation des
variations
de jour à jour
et surtout
de mois à mois.



Fort peu de fluctuations saisonnières si mêmes puissances installées ($P_{\text{solaire}} \approx P_{\text{éolien}}$)

Mais stabilité ou hausse de la puissance totale en hiver si $P_{\text{solaire}} \leq P_{\text{éolien}}$

Eviter une trop forte croissance du solaire...

ou stockage saisonnier (été pour hiver) ou bridage du solaire en été.

L'éolien et le solaire contribuent à la garantie de puissance aussi à la pointe

Garanties de capacité (puissance minimale) certifiées par RTE pour l'année 2021

Batterie 95.7 MW

Lac 5745.6 MW

Autre 18113.1 MW

Biomasse 454.3 MW

Éolien onshore 3171.4 MW

Nucléaire 46515.5 MW

Pompage hydraulique 4023.2 MW

Eclusée 2080.2 MW

Solaire 391.8 MW

Fil de l'eau 2835.7 MW

Multi filière 2098.2 MW

Déchets industriels 46.3 MW

Effacements 2804.8 MW

Pétrole /Fioul 66.2 MW

Inclut du solaire et de l'éolien

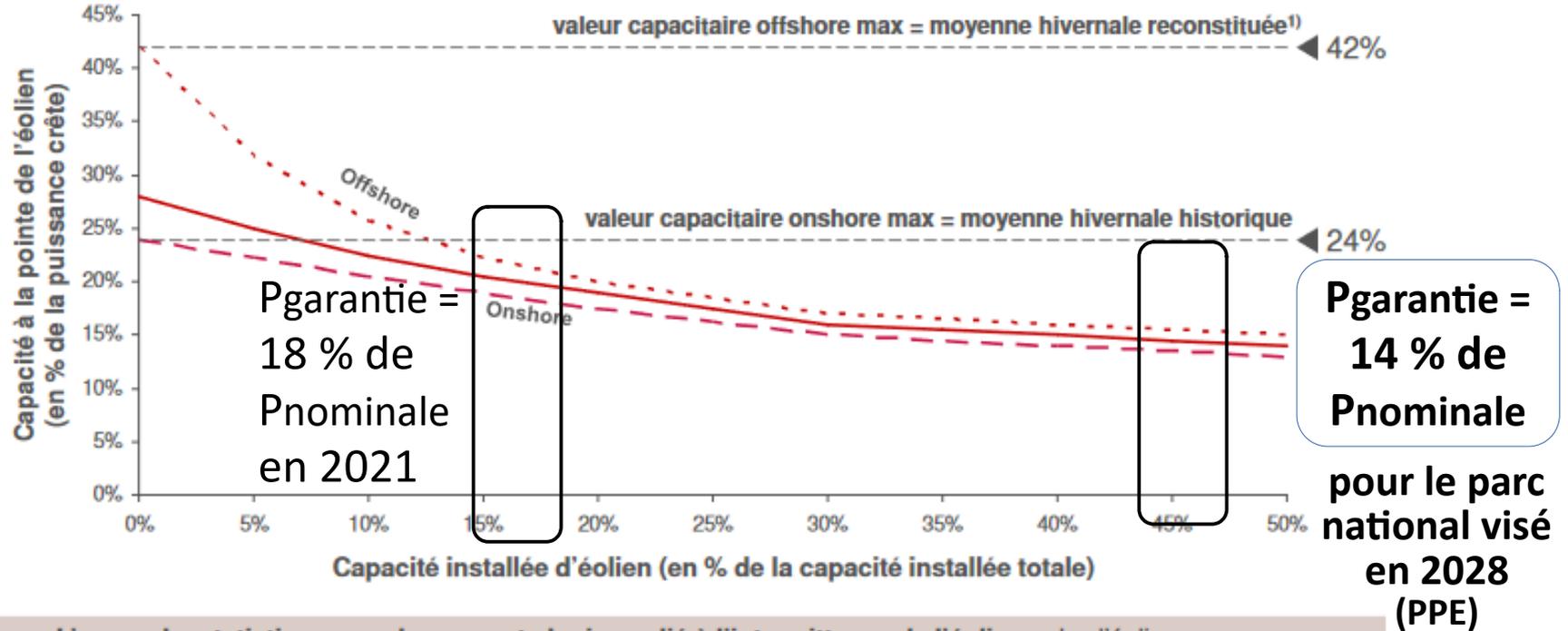
Eolien : 18 % de la puissance nominale installée au 31 déc. 2020
Ce n'est pas 5 % !

Solaire : 3,6 % de la puissance nominale installée au 31 déc. 2020.
Ce n'est pas zéro !

Ces puissances sont **garanties à la plus haute pointe de consommation** avec la probabilité exigée par RTE.

Mais la probabilité exigée par RTE augmente quand la part d'éolien et solaire augmente dans le mix électrique national.

CREDIT CAPACITAIRE EN FONCTION DE LA PART DE L'EOLIEN DANS LE MIX ENERGETIQUE



L'approche statistique prend en compte le risque lié à l'intermittence de l'éolien : plus l'éolien représente une part significative du mix énergétique, plus ce risque est important au regard du critère de défaillance et donc plus le crédit capacitaire de l'éolien est réduit

1) Facteur de charge moyen offshore (35%, moyenne du parc Belwind et du rapport Comop 10 du Grenelle) avec la même disparité hiver/été que pour l'onshore

Comment stabiliser fréquence et tension du réseau avec beaucoup de solaire et d'éolien ?

Retardateur aléatoire du démarrage des gros récepteurs, asservi à la fréquence du réseau

($\Delta t \propto (50-f)$ avec coefficient fixé en partie aléatoirement par le constructeur) posé sur fours, congélateurs, climatisation, machine à laver, pompes, recharge de batteries...). **Existe déjà, très peu coûteux mais inusité.**

Disperser de nombreux moteurs synchrones tournant « à vide » sur le réseau. Surcoût

Technique déjà utilisée sur certains réseaux.

Onduleurs ajoutant/retirant brièvement de la puissance active en modifiant le déphasage U/I.

Technique déjà appliquée à certains parcs éoliens (obligatoire au DK pour nouveaux parcs).

Stockage court par volant d'inertie sur chaque parc éolien ou centrale solaire. Surcoût.

Onduleurs simulant l'inertie d'un turboalternateur, en pilotant l'éolienne ou le point de fonctionnement des panneaux solaires, le déphasage et la fréquence en fonction précise de l'état du réseau (f et U).

Requiert une réserve, donc **bridage** de l'installation et surcoût. Réactions ultrarapides.

Problème de surréaction → oscillations. *Anticiper* la réaction du réseau.

Algorithmes testés en laboratoire. Intelligence artificielle en cours de développement.

Tests sur réseau à grande échelle indispensables. Délai **10 ans ?** Surcoût de l'onduleur.

Les solutions onduleur et volant d'inertie sont inapplicables au solaire résidentiel (surcoût).

Comment ajuster l'offre et la demande en présence d'éolien et solaire ?

Moyens de production modulable (réserve) : Turbines à gaz, hydro de lac, nucléaire.

Surdimensionnement du parc éolien et solaire (calibrer sur ensoleillement hivernal et vent estival)

Stockage-déstockage élec-élec :

- pompage-turbinage d'eau (STEP) ;
- air comprimé en cavité géologique (CAES) ;
- batteries électrochimiques (lithium, sodium-soufre, b. à circulation...) ;
- hydrogène : électrolyse de l'eau + recombinaison H₂-O₂ dans centrales thermiques ou piles à combustible ;
- pompage thermique (SEPT/PHES).

Retrait/bridage de la production éolienne et solaire

Modulation de la consommation :

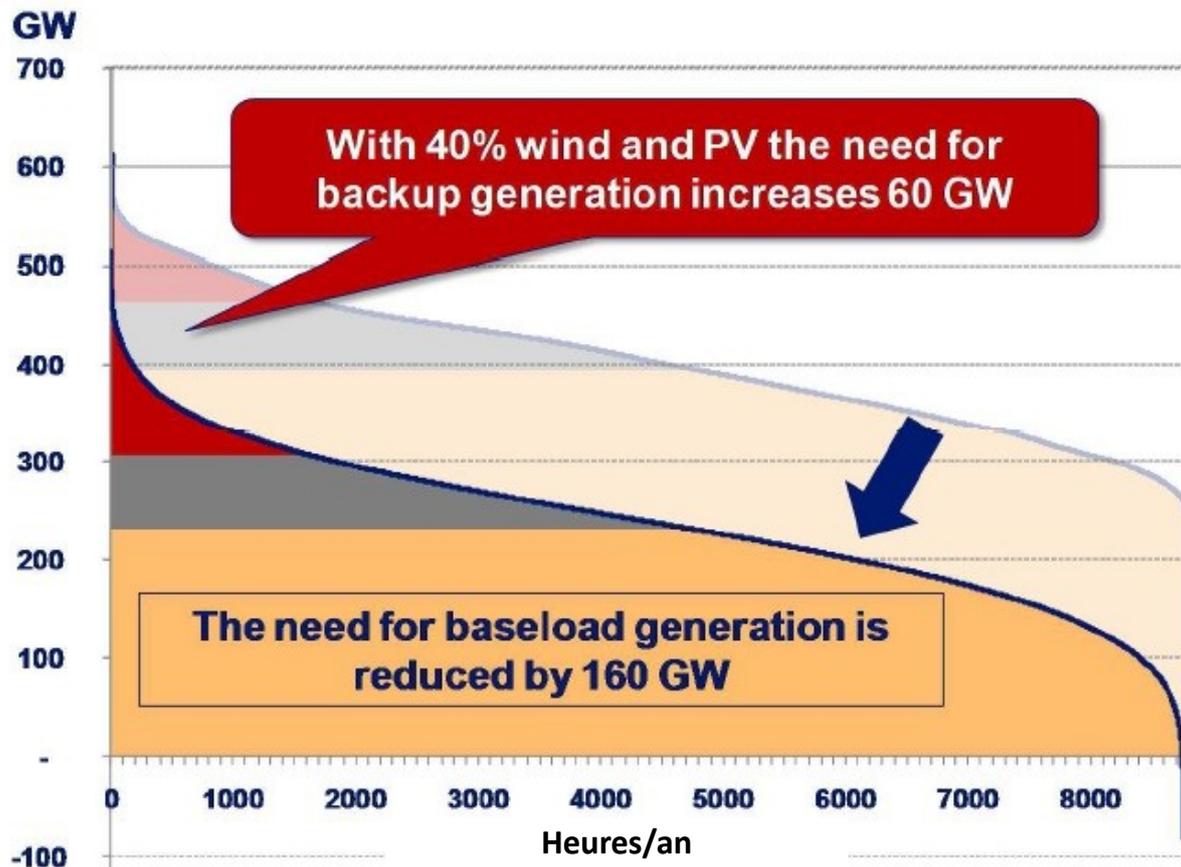
- Retarder ou suspendre la recharge des véhicules électriques ;
- Suspendre la production d'hydrogène (quelques heures ou jours) ;
- Retarder/suspendre/avancer le démarrage des chauffe-eau électriques ;
- Retarder/suspendre les pompes à chaleur (chauffage, clim) (quelques minutes) ;
- Suspendre le fonctionnement de gros équipements industriels ne produisant pas en continu ;

Effacement de consommation



Synthèse de combustible : méthanation de l'hydrogène à partir du CO₂ émis par des entreprises (cimenteries, sidérurgie...) ou par les turbines à gaz de réserve ; synthèse de kérosène...

Scénario européen 60 % énergies renouvelables (40 % intermittentes) (simulation RTE et homologues)

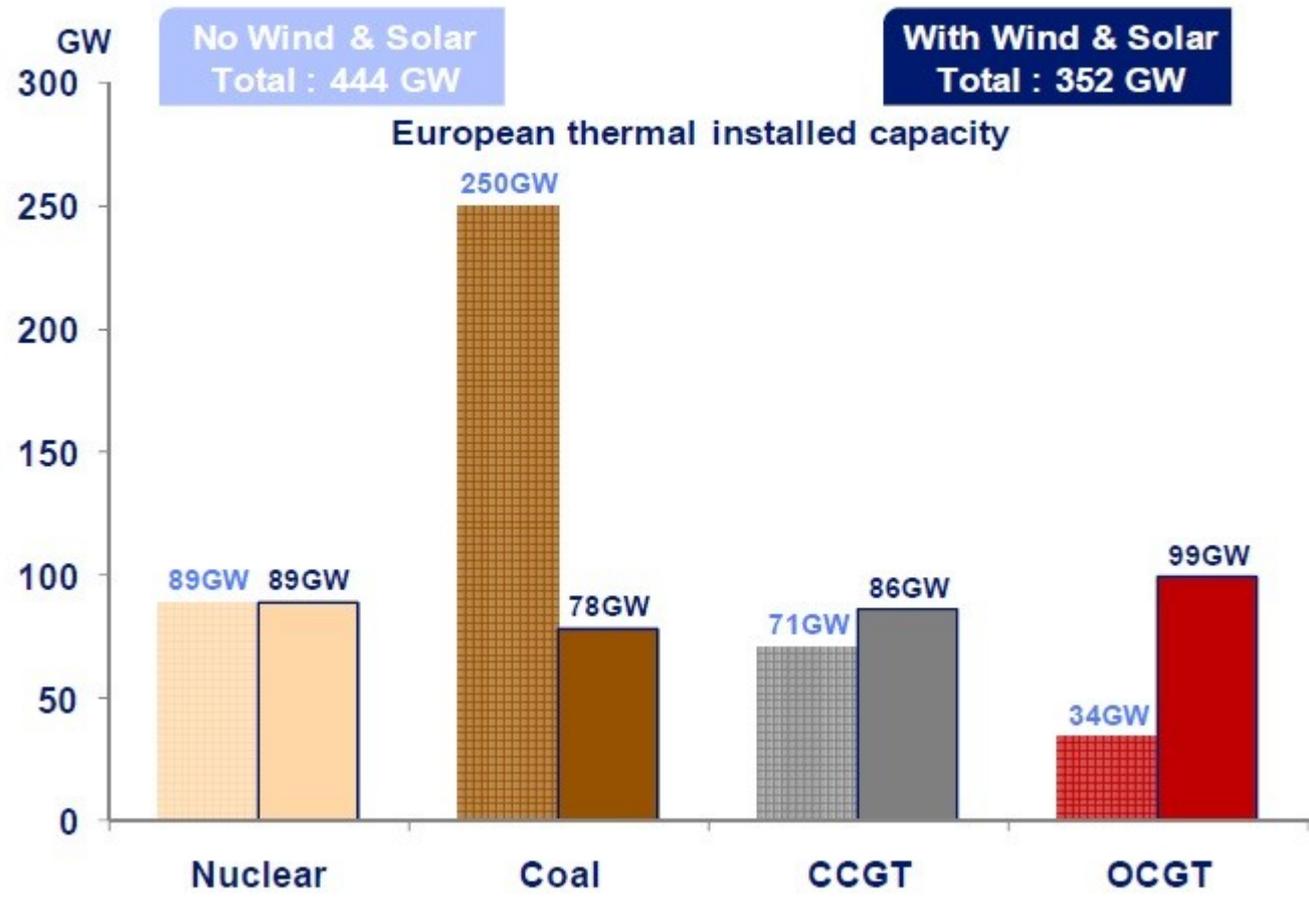


L'installation de 500 GW
d'éolien et solaire en UE demande
60 GW de réserves souples en plus,
mais
**évite 160 GW de capacité de
production en base**
(c-à-d à puissance constante garantie à 90 %)

Immédiat :
Basculement du parc de centrales
thermiques vers la réserve souple
et suppression des chaudières à
charbon et pétrole.

: STRUCTURE OF THE GENERATION MIX WITH AND WITHOUT WIND AND PV GENERATION

EnRI = énergies renouvelables intermittentes



Résultat obligatoire des EnRI :

- Fermeture de centrales à charbon (*coal*) et
- création de centrales à turbine à gaz (GT), surtout les plus souples (OCGT) + stockage

Les EnRI n'empêchent pas l'abandon du charbon : elles le provoquent !

C'est l'abandon du nucléaire qui retarde celui du charbon.
(besoin de réserve)

Augmenter/maintenir le nucléaire (modulable) pour supprimer rapidement le charbon et limiter le gaz.

Surdimensionner le parc solaire+éolien en fonction de la capacité de stockage et tolérer une perte d'énergie annuelle par bridage !

Surdimensionnement du parc solaire+éolien nécessaire pour :

- **compenser les pertes dans les systèmes de stockage** (15 à 75 % de pertes → surdimensionner de ~ 15% si 10 % de la production EnRI passent par le stockage)
- **recharger rapidement les stocks** dès la fin d'une décharge, pour être prêt à compenser le déséquilibre suivant (ne pas se contenter de prélever sur les heures de surproduction d'un parc dimensionné au plus juste) ; et
- **éviter en grande partie le recours au stockage ou à la réserve thermique :**
si $P_{\text{installée solaire}} = \text{puissance max consommée en hiver le jour}$ et si $P_{\text{installée éolienne}} = \text{puissance max consommée en été}$, peu de stockage nécessaire, mais fort gaspillage d'énergie (bridage ou débranchement) en période de forte production.

Surdimensionnement ⇒ gaspillage d'énergie ⇒ **fort surcoût.**

Faire un compromis économique entre :

- **taille du parc producteur,**
- **puissance du parc de stockage,**
- **énergie du parc de stockage et**
- **taille du parc de réserve thermique.**

Exemple californien
PIB > 130 % France
ensoleillement de l'Espagne

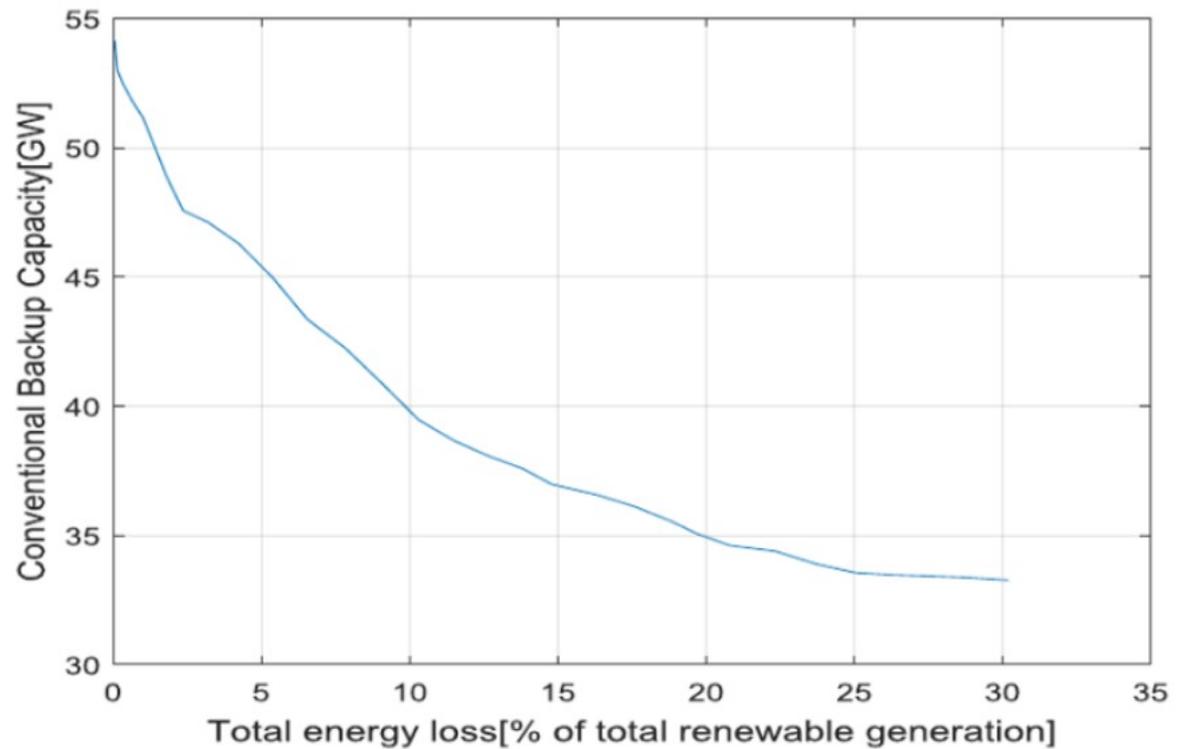
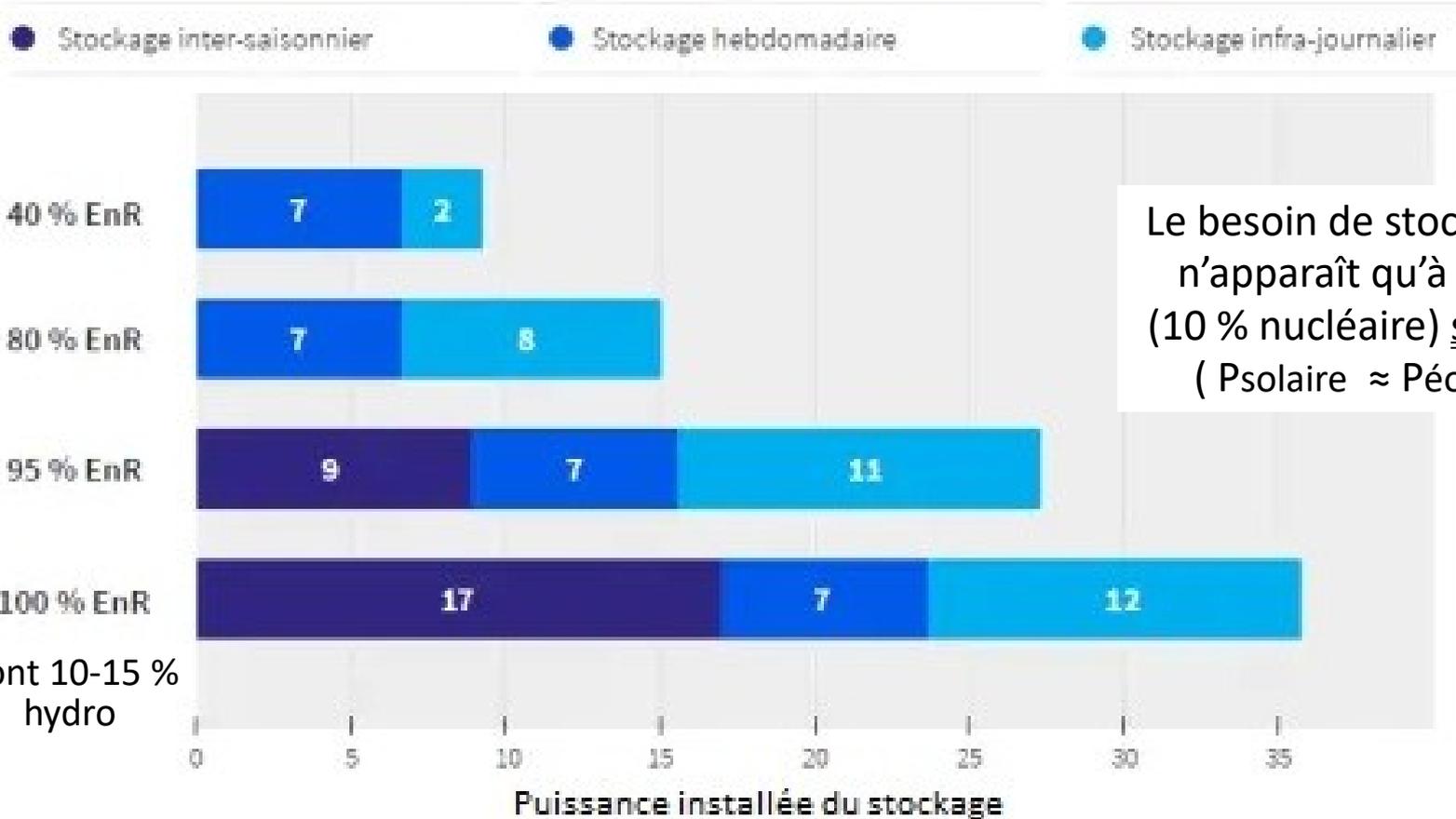


Figure 2. Balancing capacity per total energy loss for 186 GWh storage of California. One type of generic storage is applied.

Pour une capacité de stockage d'un certain type de 186 GWh (14 % de la conso française quotidienne), accepter le gaspillage de 10 % de l'énergie primaire solaire+éolienne (surdimensionnement de 11 % du parc en plus de la compensation des pertes dans le stockage) permet de réduire de 14 GW la puissance de réserve thermique nécessaire (-11 à -15 réact. nuc.).
En tolérant 20 % de gaspillage, on réduit la réserve nécessaire de 19 GW.

Besoin de puissance de stockage en France selon taux de pénétration des énergies renouvelables dans la production d'énergie élec.

Le scénario « 50 % nucléaire + 50 % EnR » correspond à 35-40 % solaire et éolien + 10-15 % hydro

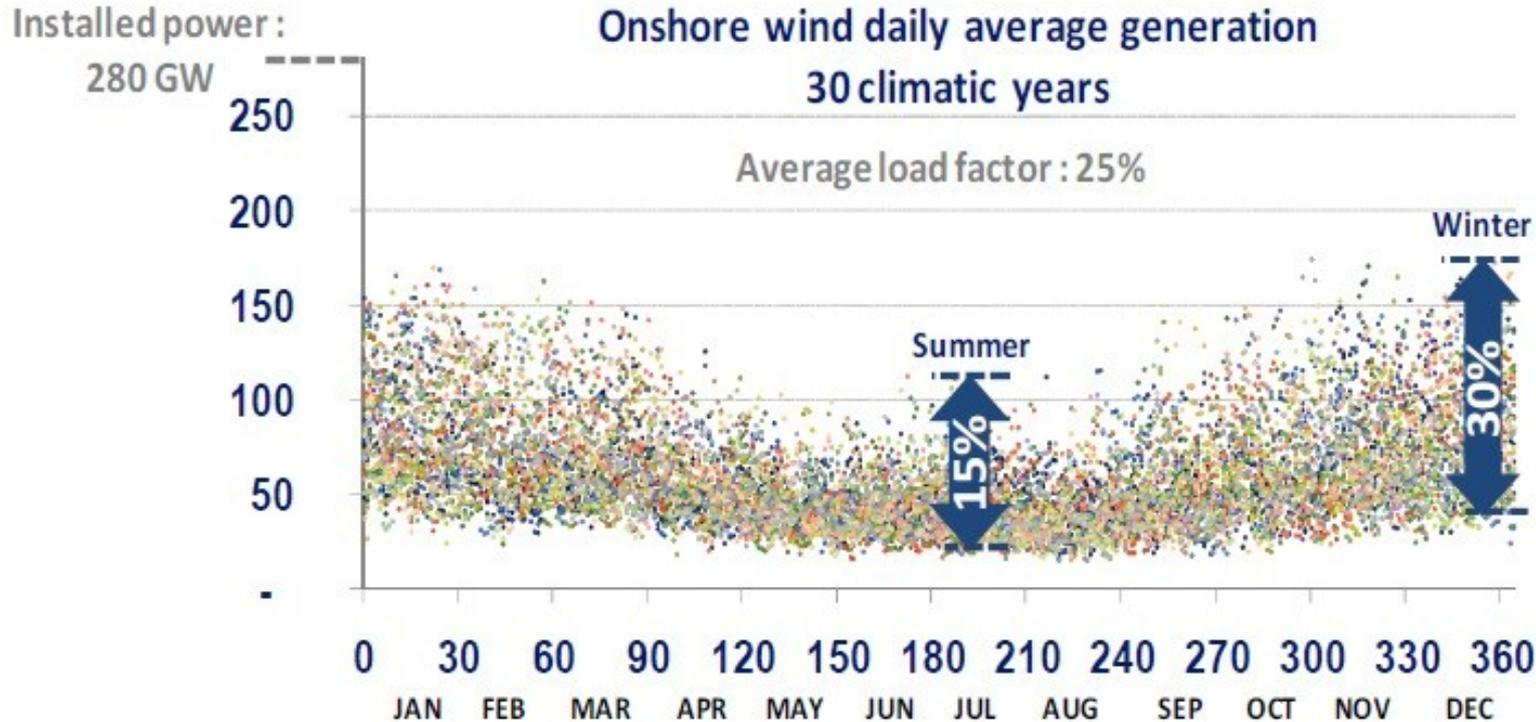


Le besoin de stockage intersaisonnier n'apparaît qu'à partir de 90 % EnR (10 % nucléaire) si on limite le solaire (P solaire ≈ P éolienne installées)

Mais les fluctuations interannuelles ?

Simulation RTE pour un scénario moyen de consommation

Ne pas oublier la fluctuation interannuelle du vent !



Europe :
Scénario
**60 % renouvelables
dont 40 %
éolien+solaire
en 2030**

Différence max
quotidienne
le même jour de
2 années différentes :
30% de P installée
= 65 à 95 réacteurs
nucléaires
(13 réact. en France)

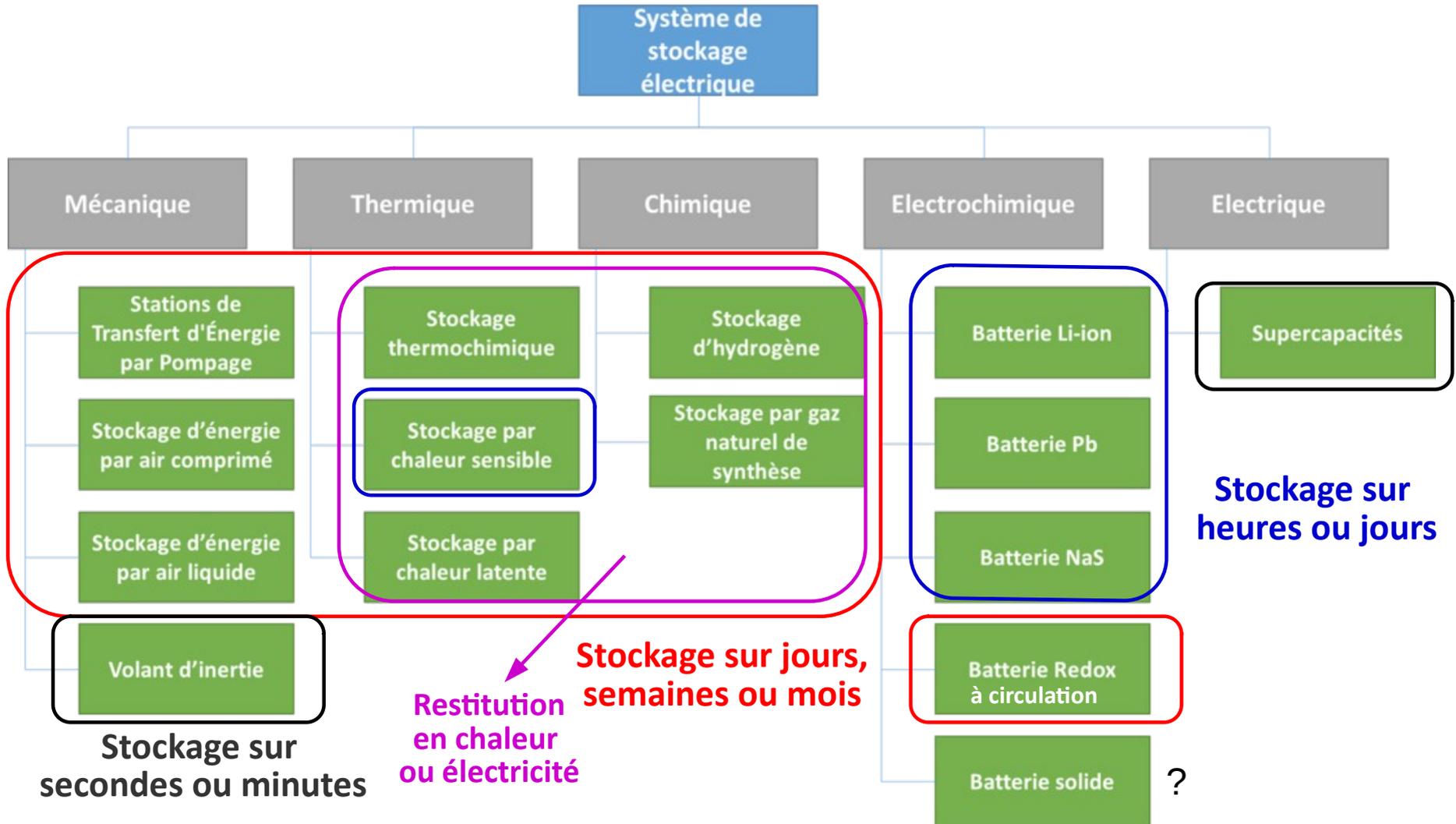
Enorme besoin de puissance de réserve dormante ou de stockage interannuel

(non rentable car rarement utilisée → créer un gros complément de rémunération)

Ou avoir un gros parc nucléaire fonctionnant en dessous de sa capacité et limiter les EnRI

Centrales thermiques à gaz mises sous cocon ? A condition que la météo soit capable de prévoir une année faiblement ventée ou ensoleillée 6 mois à l'avance

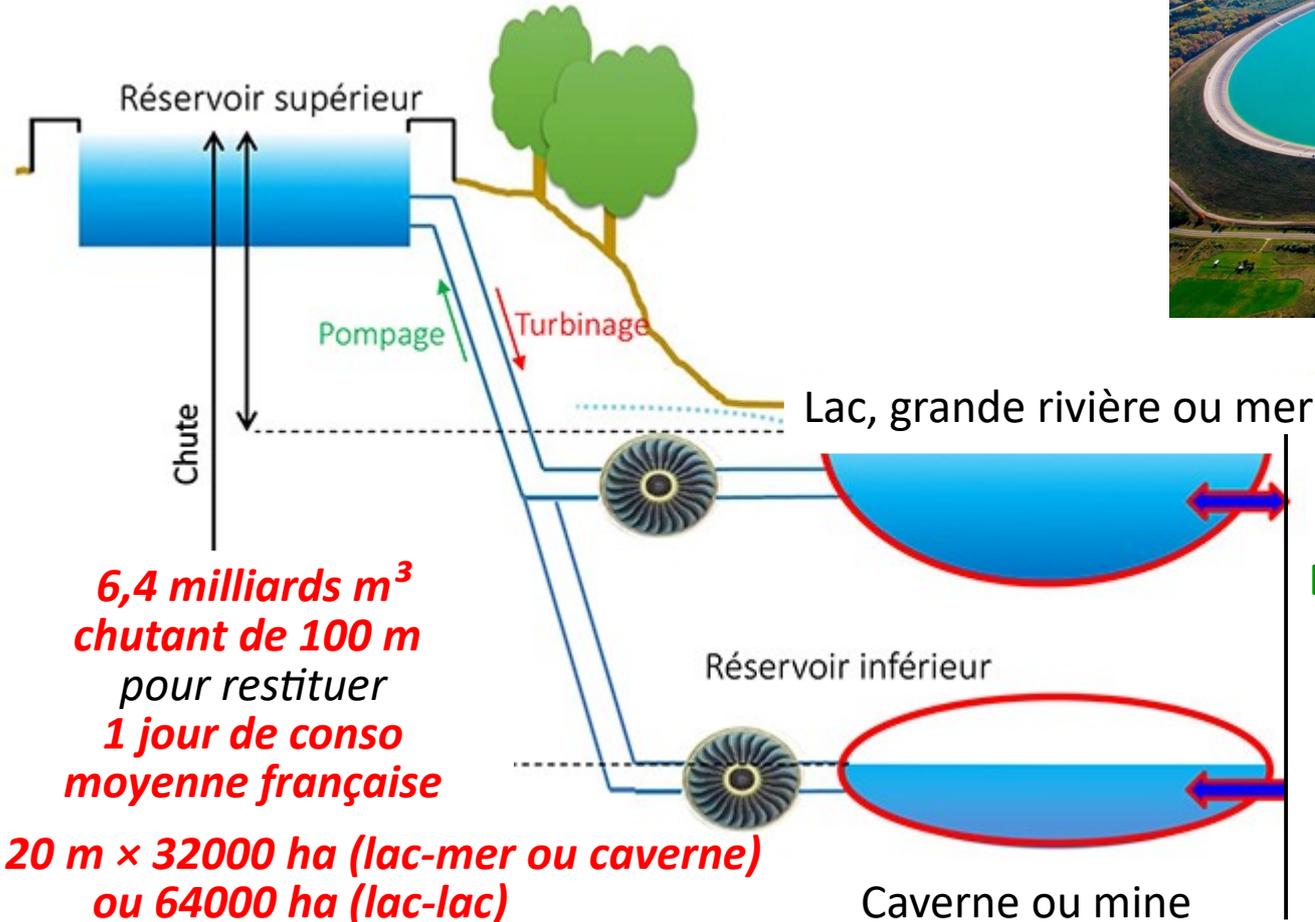
Diversité des moyens de stockage d'énergie électrique



Stockage par pompage-turbinage d'eau (STEP)

(journalier et hebdomadaire voire saisonnier)

Rendement = de 75 % à plus de 80 %



1000 m³/s

chutant de 100 m pour 760 MW

**6,4 milliards m³
chutant de 100 m
pour restituer
1 jour de conso
moyenne française**

**20 m × 32000 ha (lac-mer ou caverne)
ou 64000 ha (lac-lac)**

**Développement possible en France :
+2 à +4 GW stockant 0,4 à 4 TWh =
0,3 à 3 jours de conso moyenne**

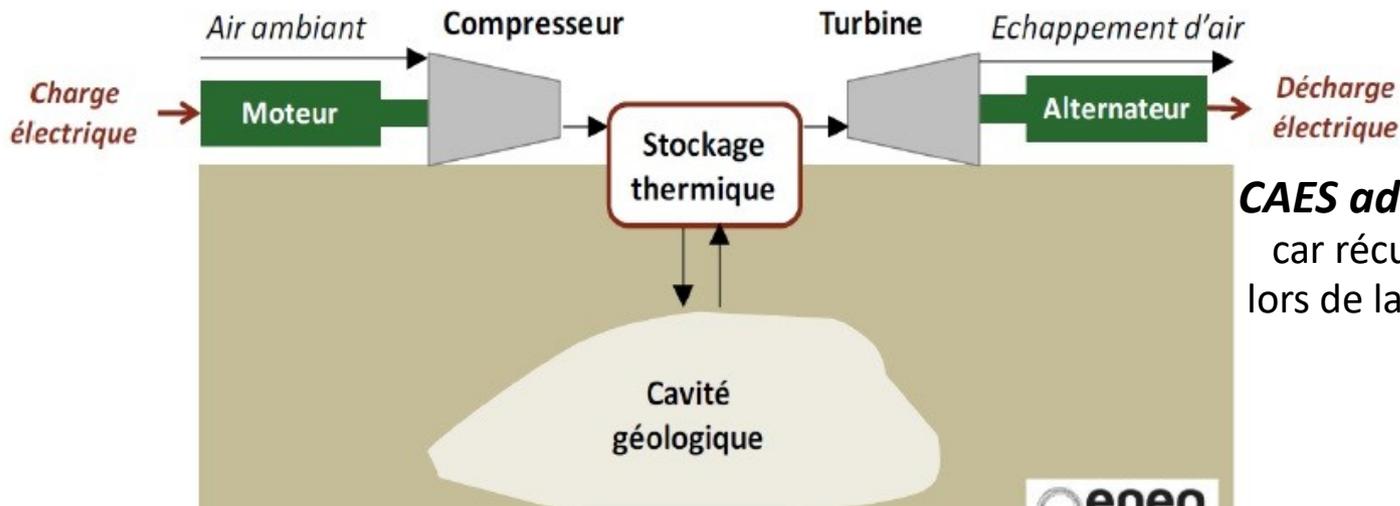
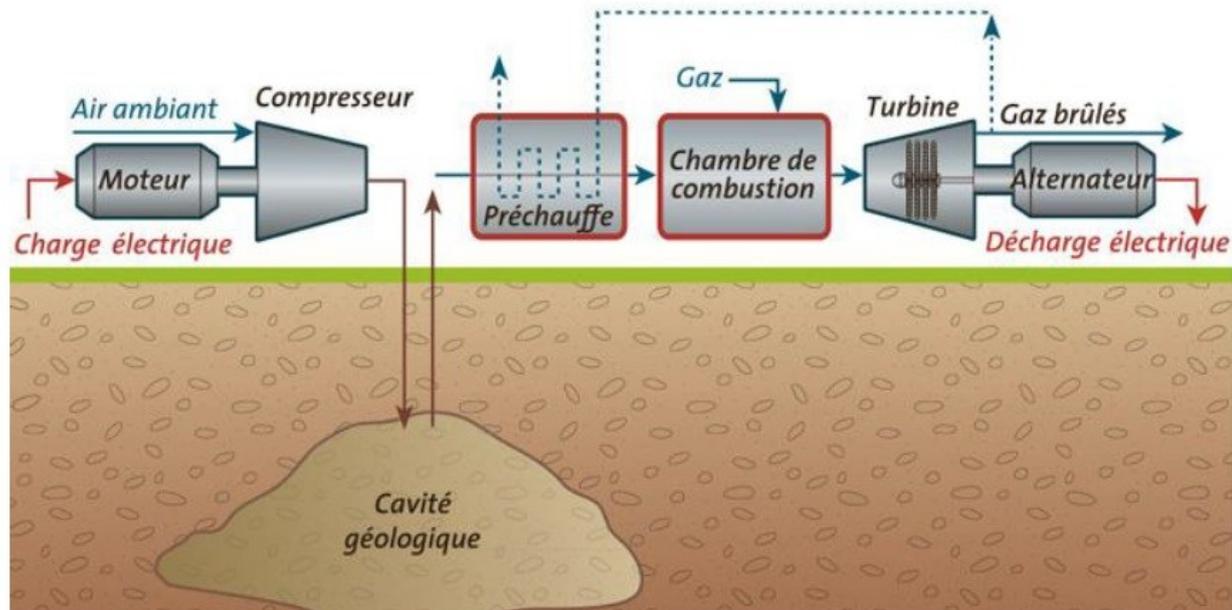
**Très insuffisant pour compenser les
variations saisonnières ou
interannuelles des EnRI.**

Stockage par air comprimé (CAES)

journalier et hebdomadaire
voire saisonnier avec pertes supérieures

CAES classique : rendement 45-50 %
car **combustion de gaz** pour réchauffer l'air
avant détente

La cavité = vraie cavité (mine de sel) ou
couche de roche poreuse (aquifère,
gisement de gaz naturel épuisé...) ou
réservoir artificiel sous-marin.



CAES adiabatique : rendement 65-70 %
car récupération et stockage de la chaleur
lors de la compression, puis restitution à l'air
avant détente.

Encore à développer.

Stockage par pompage thermique (SEPT/PHES) (heures, jours ou semaines)

Fluide circulant : gaz argon
Solide accumulateur : galets de basalte...

Rendement : $\geq 70\%$

Autodécharge : $0,5\%/j \Rightarrow$ durée ≤ 20 jours

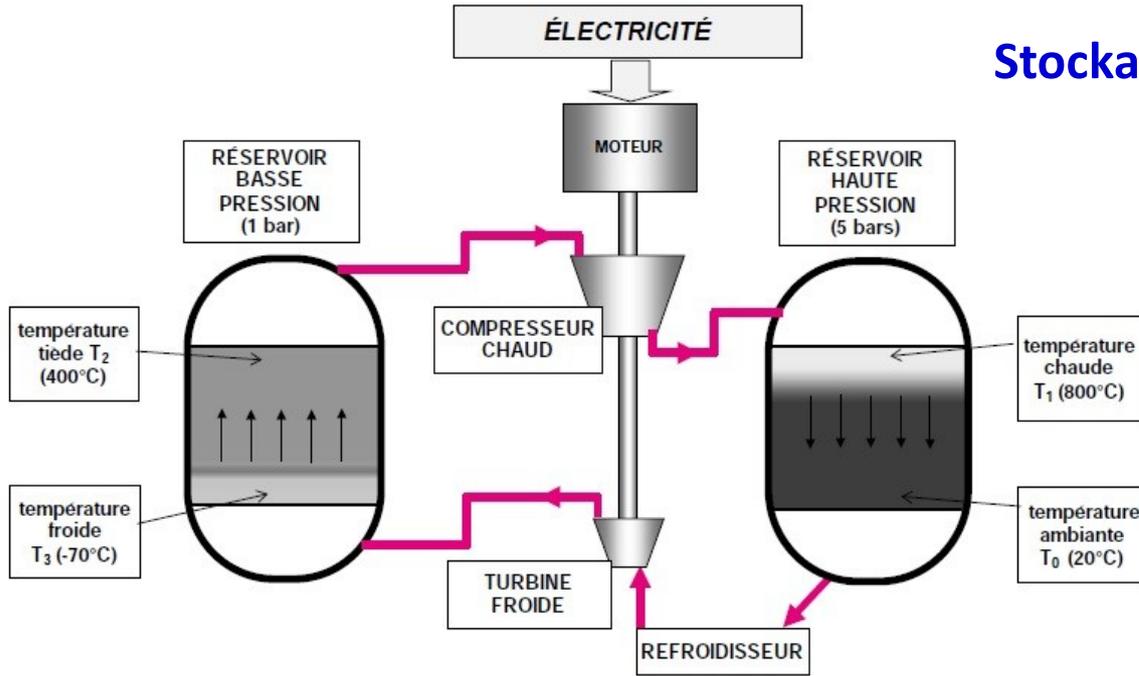


Figure 6 : Schéma de principe du procédé SEPT durant la phase de chargement.

Faible surface occupée

Ex. pour 250 MW et 1 GWh :

SEPT : 8 000 m²

Batteries lithium : 50 000 m²

STEP (pompage eau) : 235 000 m² (x2)

si chute 100 m et profondeur 20 m

Sera commercialisé à partir de 2025

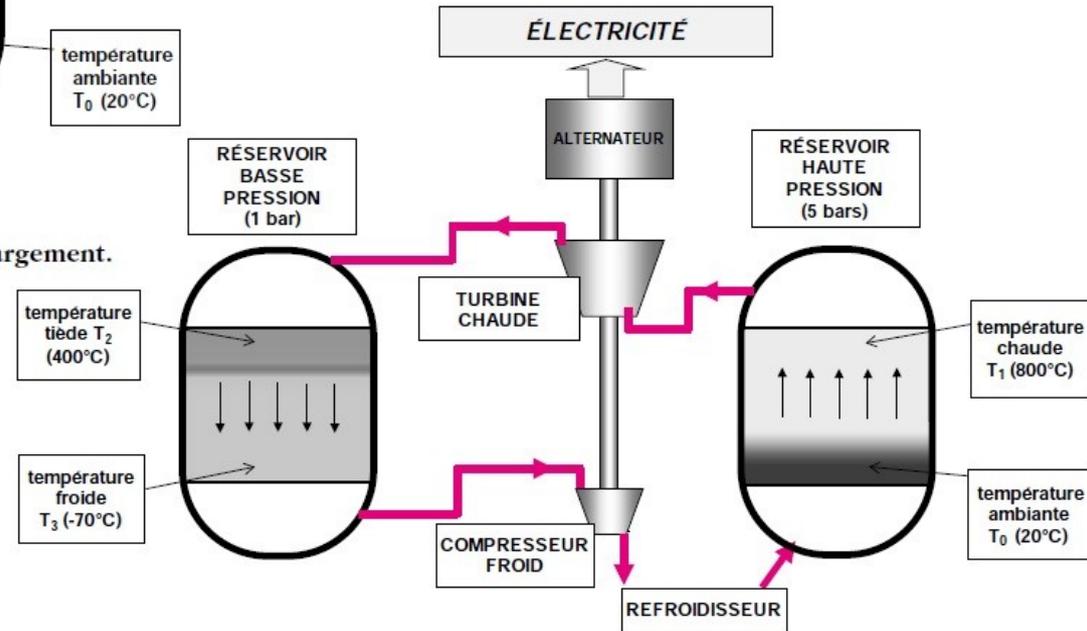


Figure 7 : Schéma de principe du procédé SEPT durant la phase de déstockage.

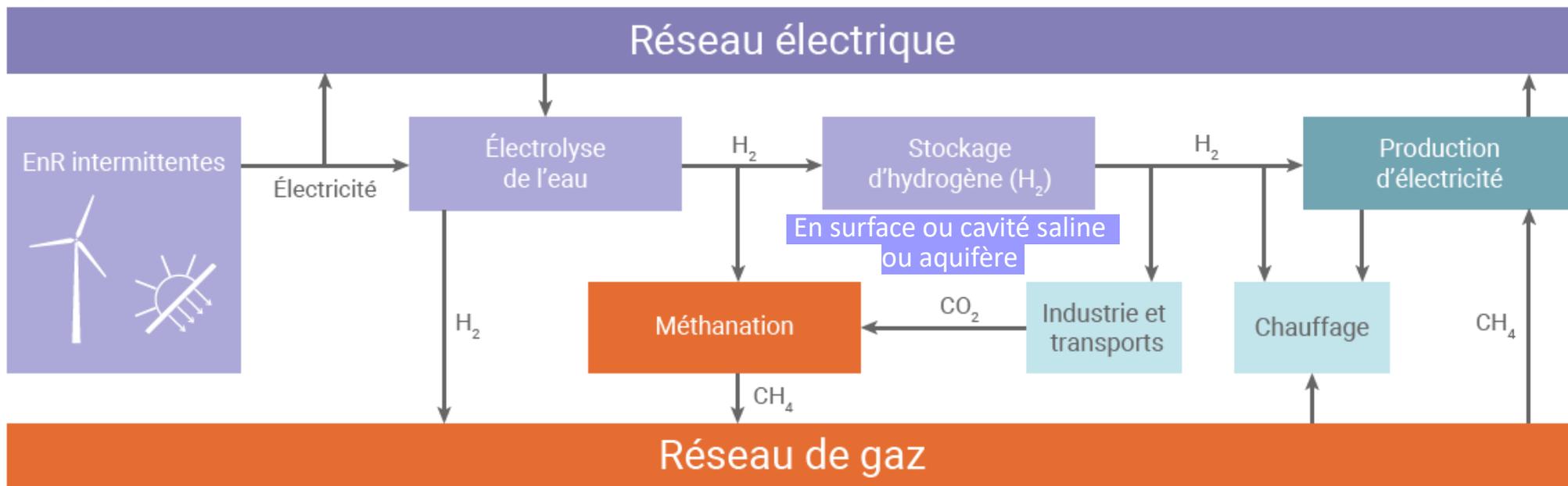
Hydrogène et méthane synthétique : stockage hebdomadaire et saisonnier ou substitut de stockage

Schéma de principe du Power-to-Gas

Electricité + eau → hydrogène (H₂)

Hydrogène + CO₂ (cimenteries, industrie, centrales élec.) → méthane (CH₄)

Hydrogène → électricité

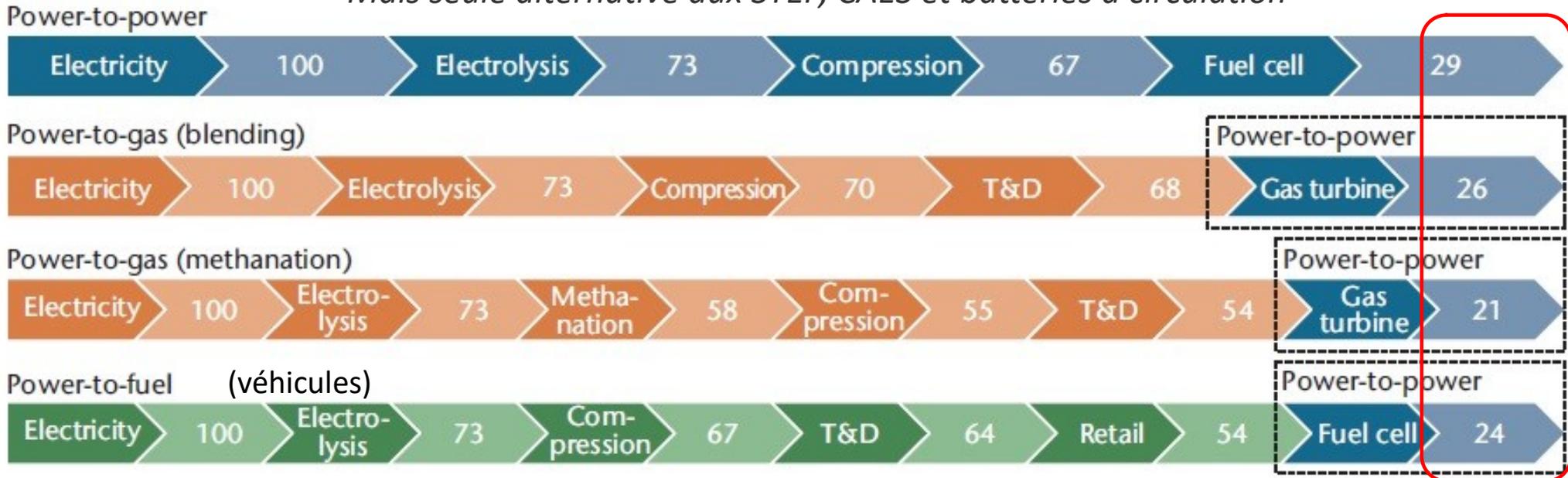


Usine de méthanation opérationnelle en Allemagne (Audi) : utilise électricité éolienne et CO₂ résiduel d'une usine de méthanisation des déchets. **Injecte le méthane synthétique dans le réseau public GN au tarif biogaz. Rendement PCI/Eélec = 60 %**

Rendement des solutions de stockage–restitution d’électricité via l’hydrogène

Très médiocre !

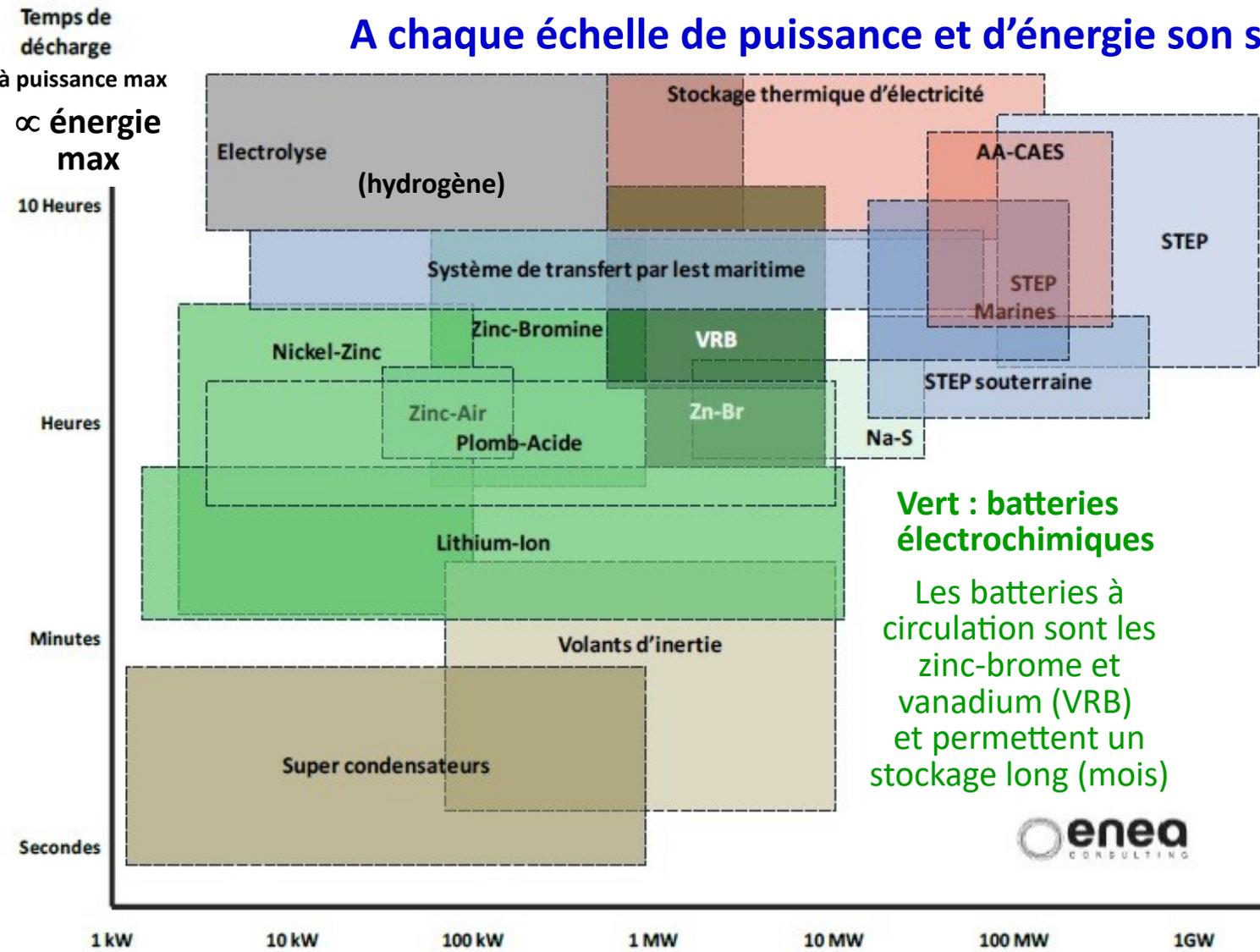
Mais seule alternative aux STEP, CAES et batteries à circulation



Tenir aussi compte de la **perte de gaz H₂** dans les conduites et le transport (T&D) et aussi quand le stockage dure plus d’un jour (surtout pour le stockage saisonnier). La molécule s’infiltré partout ! Si liquéfaction, il faut laisser l’hydrogène s’évaporer et fuir pour maintenir la température.

Préférer l’hydrogène mélangé au gaz naturel ou la synthèse de méthane pour utilisation directe (combustion), plutôt que la reconversion en électricité

A chaque échelle de puissance et d'énergie son stockage



Energie

Les fluctuations courtes du bilan offre-demande sont à compenser par une forte puissance.

Déficits/excès durables à compenser par une grande énergie stockée.

Besoin de forte puissance pour recharger rapidement

Trouver un compromis entre coût par kW (C_p) et coût par kWh (C_E)

car $C = C_p P_{max} + C_E E_{max}$

Puissance

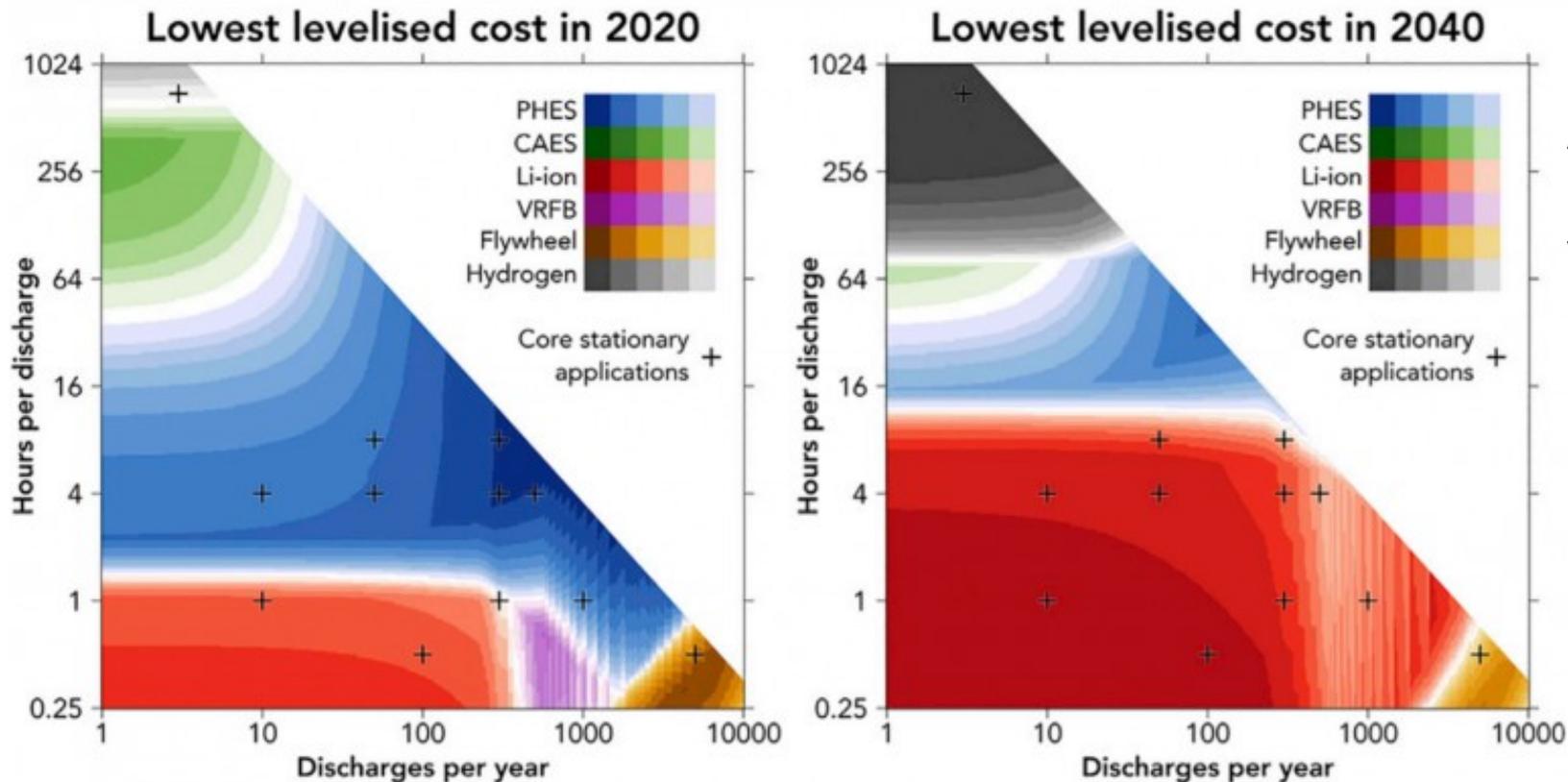
Vert : batteries électrochimiques

Les batteries à circulation sont les zinc-brome et vanadium (VRB) et permettent un stockage long (mois)



Chaque technique a son créneau économique optimal.

Moyen de stockage/restitution d'électricité le moins coûteux selon le mode d'utilisation
(durée effectivement possible de la décharge vs. nombre correspondant de décharges/an)



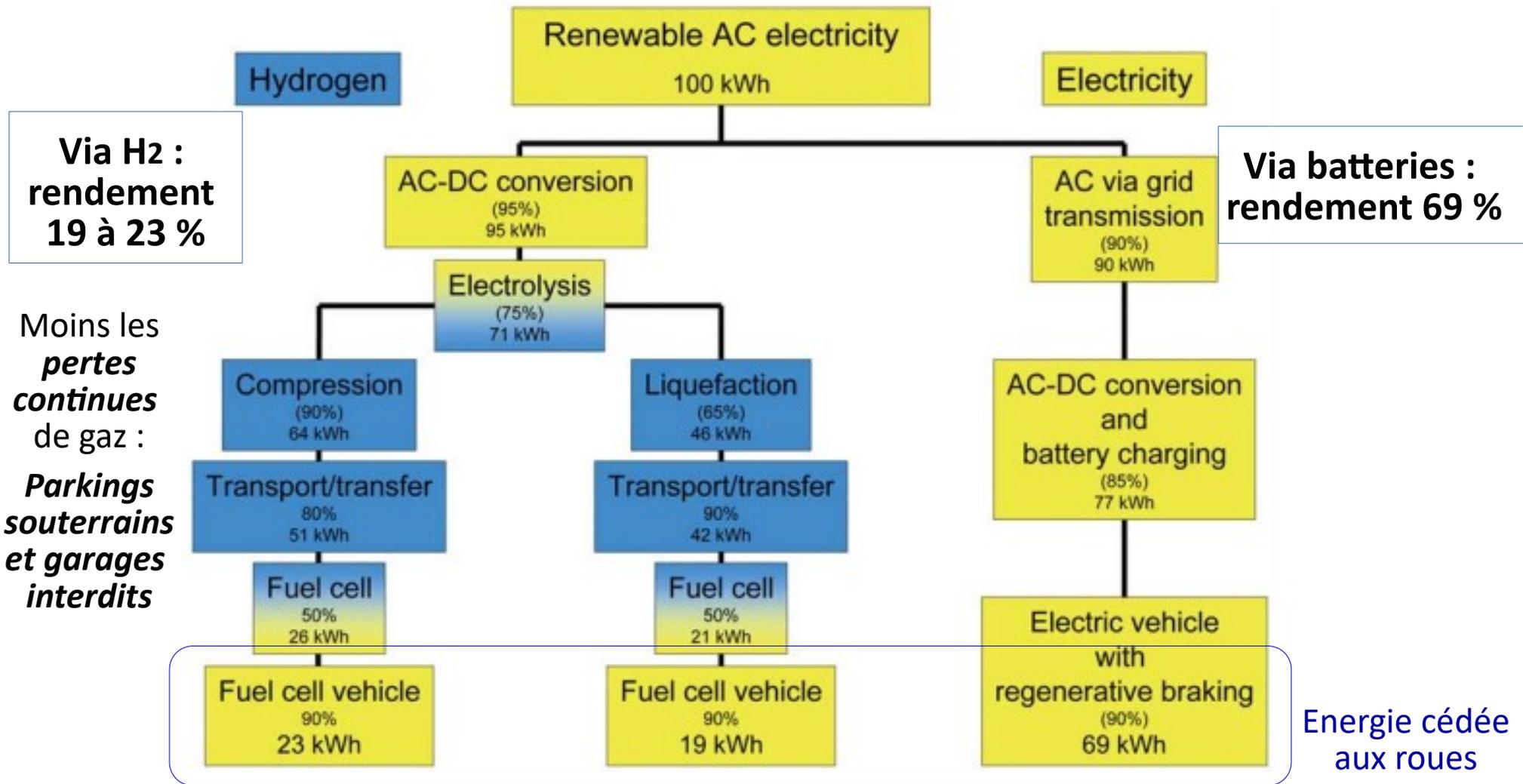
Pompage thermique
Air comprimé
Batterie lithium
Batterie à circulation
Volant d'inertie
Hydrogène

**Seul l'hydrogène
et le pompage
d'eau
permettront
un gros stockage
intersaisonnier
rentable
en 2035-2040.**

Les batteries électrochim sont pour un stockage intrajournalier ou pour couvrir une brève pointe rare.

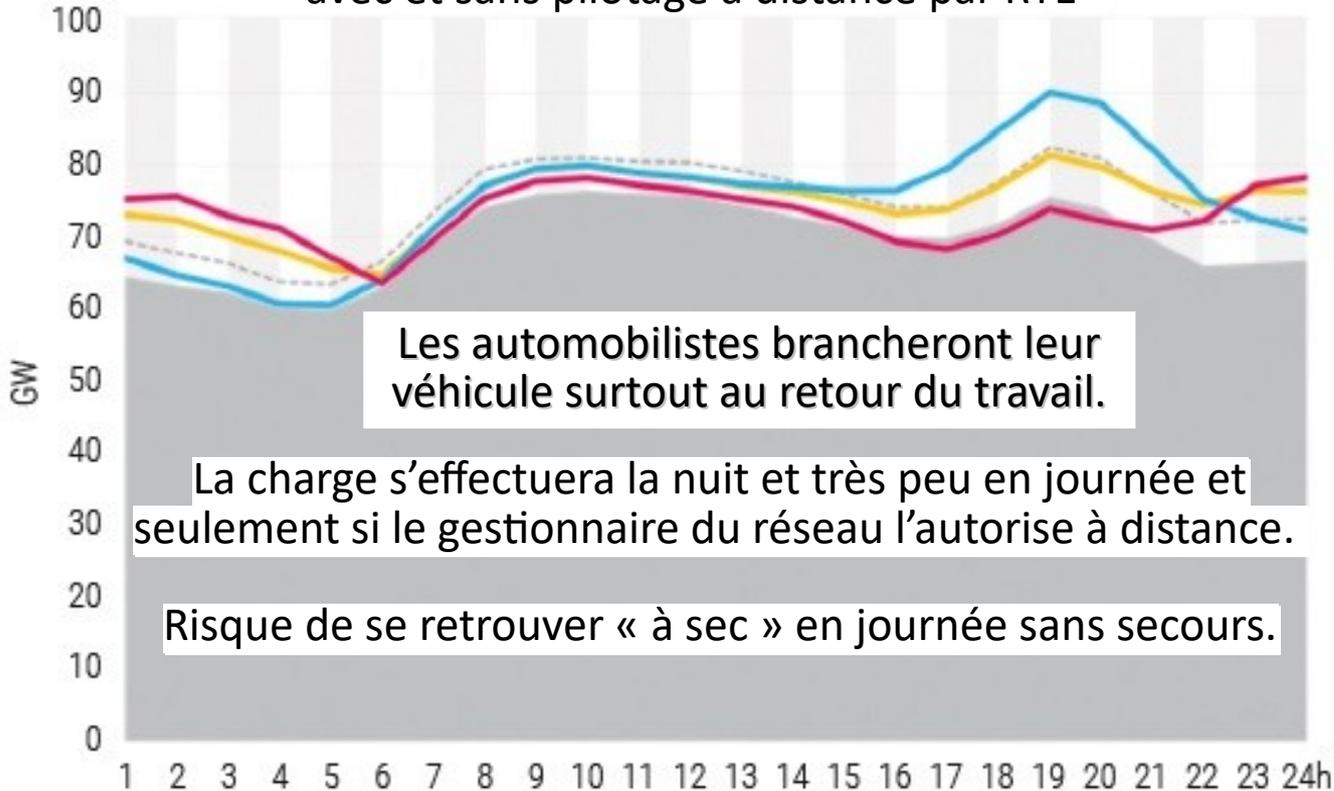
Stockage interannuel : hydrogène en cavité/roche souterraine (ancien gisement gaz naturel) : sites rares.

Aberration énergétique de la voiture à hydrogène



Mais la voiture électrique ne sera pas rechargée par l'énergie solaire

Impact de la recharge de 15 millions de véhicules en 2035
avec et sans pilotage à distance par RTE



Ce sera de l'énergie nucléaire ou éolienne

Sauf s'il y a une prise par place de stationnement public ou d'entreprise et beaucoup de discipline

2017
2035 :

- hors VE/VHR
- 40 % naturelle / 60 % pilotée
- 100 % naturelle
- 100 % pilotée

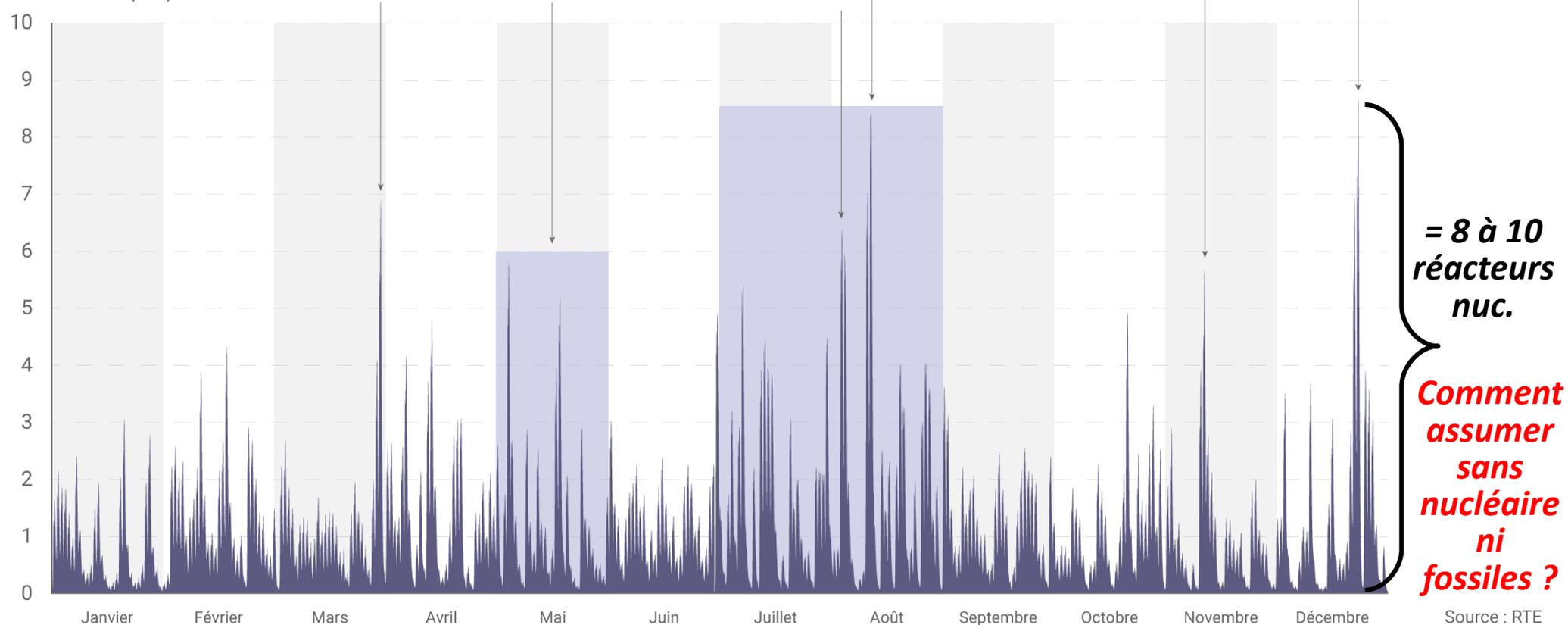
Enorme programme !

Source : RTE

Chocs de consommation provoqués par la voiture électrique : week-end et vacances

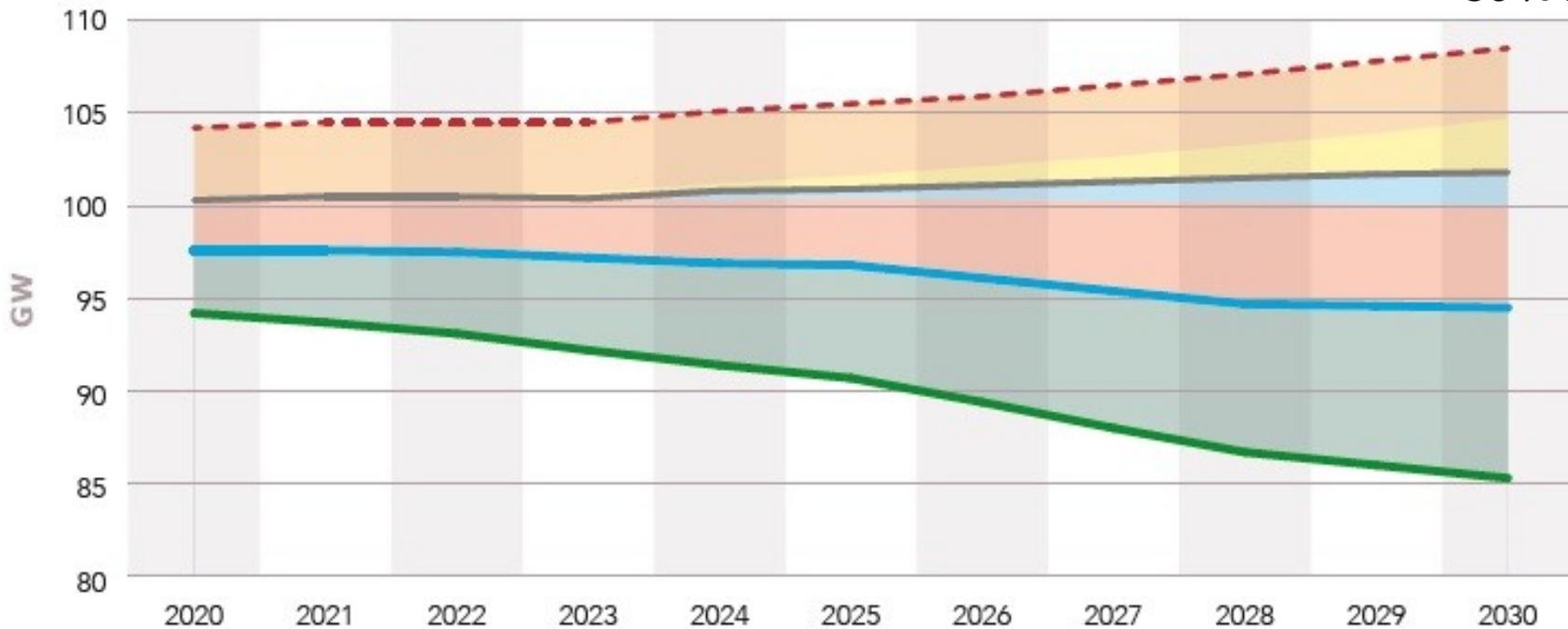
France Pics d'appel de puissance électrique soutirée pour les besoins de mobilité longue distance dans le scénario « Forte haut » de RTE

Cumul de la puissance soutirée en itinérance sur les axes routiers et de la puissance soutirée à destination (GW)



Trajectoire de « pointe annuelle de consommation à une chance sur dix » dans le scénario « Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon »²⁶

Scénario France :
50 % nucléaire en 2035



A la pointe annuelle de consommation, gros besoin de réduire la demande de puissance pendant quelques heures ou jours, puisque le parc thermique classique aura disparu et le nucléaire aura été réduit

Pointe "à une chance sur dix" de :

- - - Consommation estimée sans aucun pilotage (consommation « fictive »)
- Consommation partiellement pilotée (uniquement par signaux tarifaires) : utilisée dans les précédents Bilans prévisionnels
- Consommation non flexible
- Consommation non flexible résiduelle

Flexibilités permises sur la consommation :

- Asservissement de l'eau chaude sanitaire
- Pilotage de la recharge des véhicules électriques
- Interruption de la production d'hydrogène²⁷
- Effacements de consommation (industrie, chauffage...)

Production :

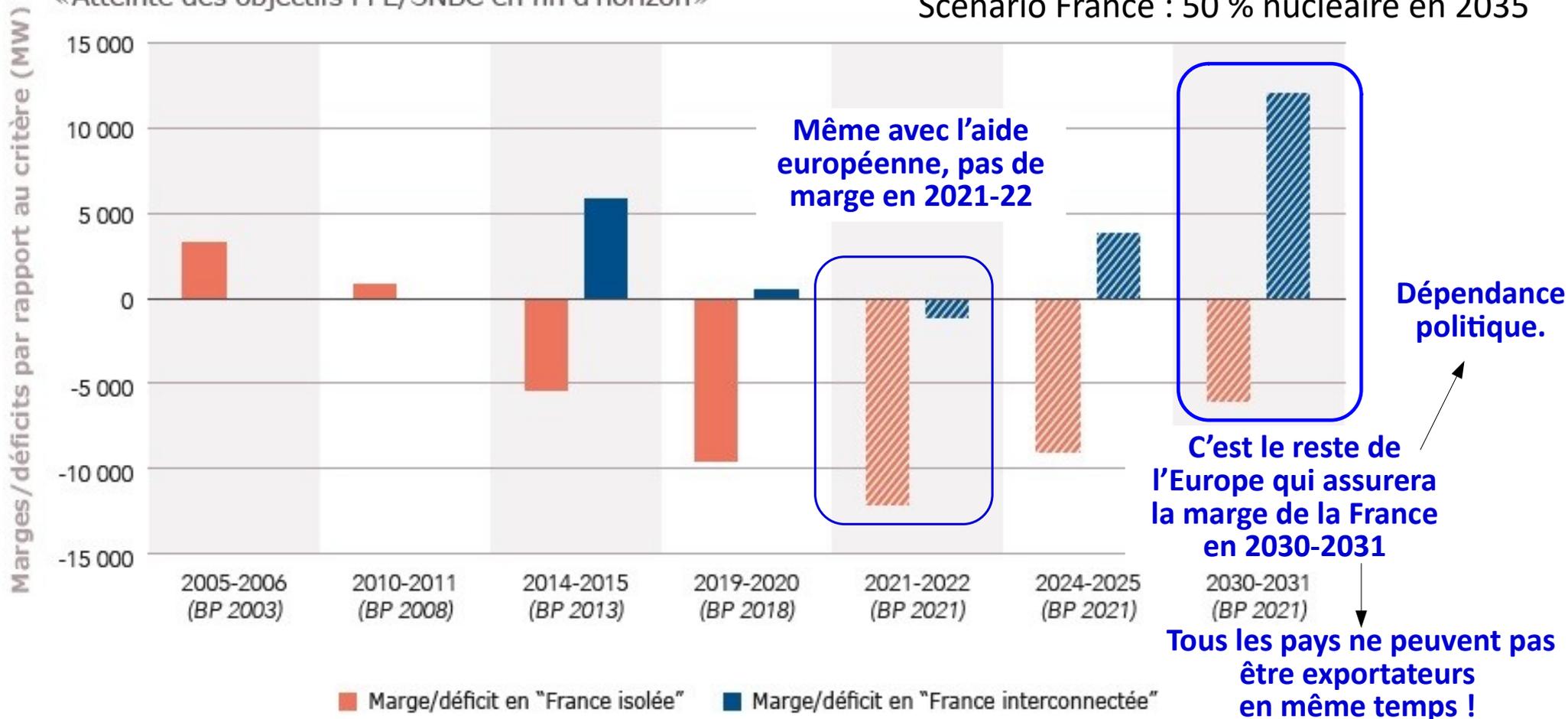
- Production fatale (éolien, solaire)

Besoin de doubler ou tripler la capacité d'effacement de conso. ou la multiplier par 60 (sic!) si 100 % renouvelable (ADEME).

Marge de sécurité contre les aléas extrêmes

Marges/déficits de capacité évalués dans les précédents Bilans prévisionnels⁴⁵ et prévision du scénario
«Atteinte des objectifs PPE/SNBC en fin d'horizon»

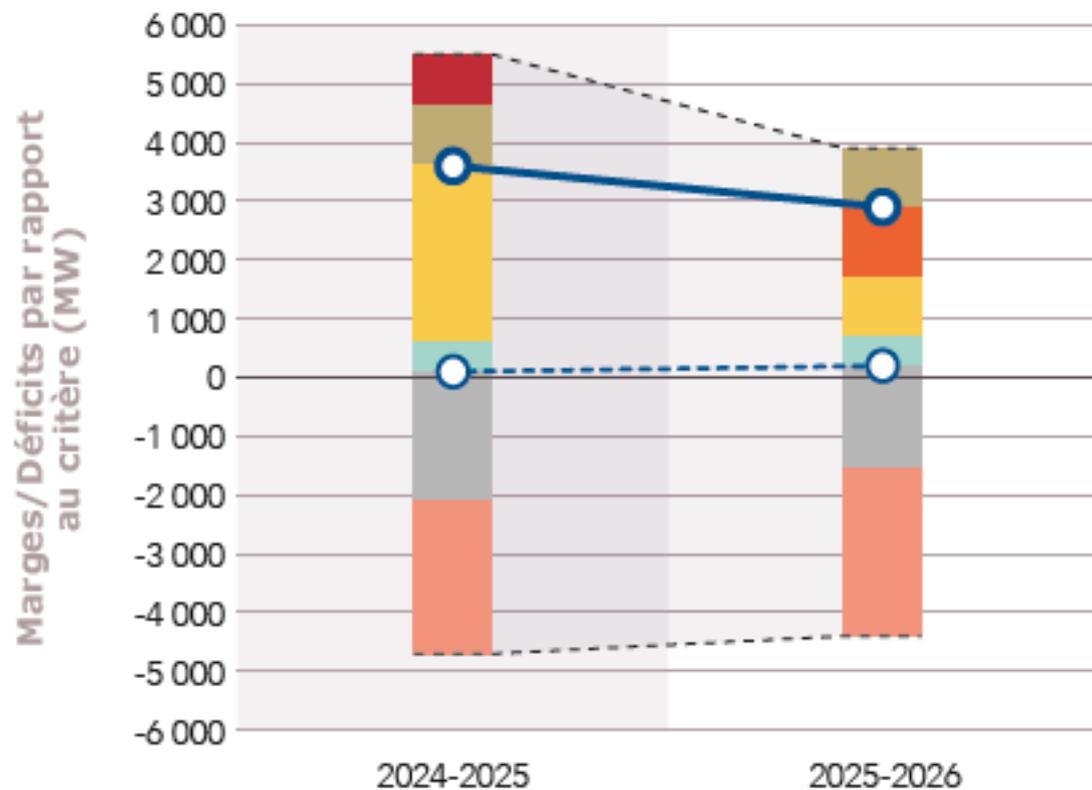
Scénario France : 50 % nucléaire en 2035



Gros problème de fragilité des marges

Évolution des marges sur l'horizon 2024-2026

Scénario : 50 % nucléaire en 2035



Avec contribution européenne

- Scénario de référence
- Scénario dégradé (retards parcs nucléaires et éolien en mer et faible disponibilité nucléaire)

Leviers favorables envisageables :

- Maintien en disponibilité ou conversion à la biomasse de la centrale de Cordemais
- Visite complète de l'EPR en dehors de l'hiver

Incertitudes :

- Mise en service de l'EPR retardée après 2025
- Absence d'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire (hors EPR) après 2024
- Retard de raccordement de parcs éoliens en mer
- Limitation de la capacité d'imports maximum à 10 GW en période de tension
- Développement limité de l'efficacité énergétique et forte croissance économique (trajectoire haute de consommation)

Problèmes propres aux moyens de réserve et aux accumulateurs :

- Les réserves thermiques brûlent du combustible en tournant au ralenti pour réaction rapide ;
- Les réacteurs nucléaires arrêtés ne peuvent redémarrer qu'après 2 jours ;
- Les réacteurs modulent fortement leur puissance selon un planning déterminé avec 24 h d'avance ;
- Les électrolyseurs (hydrogène) et batteries Na-S doivent être réchauffés avant de démarrer ;
- Eviter d'épuiser trop vite les ressources en eau des lacs (rechargées à la saison des pluies ou de la fonte des neiges) mais ne pas les sous-utiliser sur l'année.

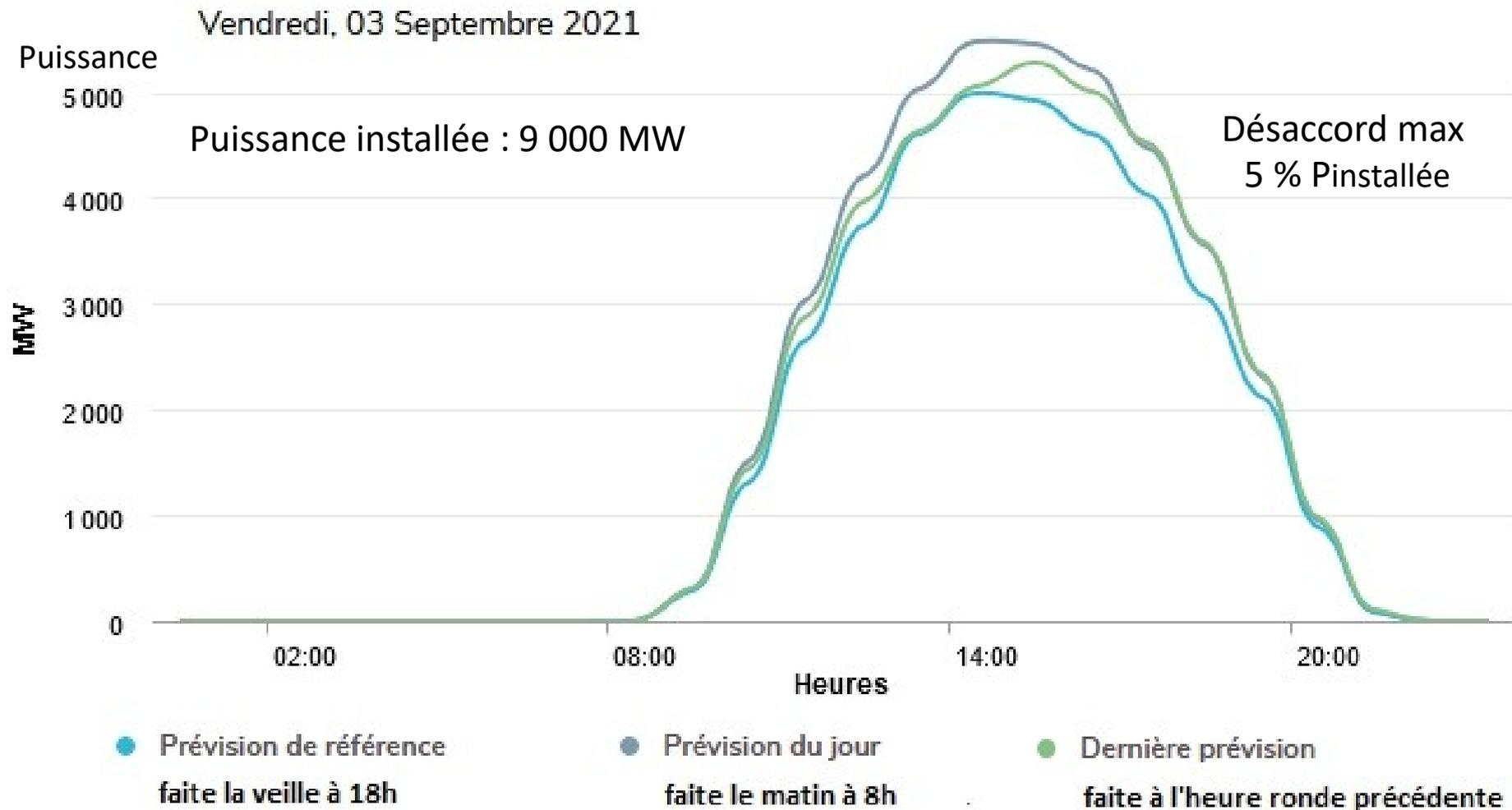
Solutions :

- Laisser dormir les centrales thermiques et les réveiller si avertissement météo ;
- Planifier les modulations des réacteurs nucléaires selon prévision météo ;
- Préchauffer les électrolyseurs sur avertissement météo ;
- Optimiser l'exploitation des lacs selon la prévision météo saisonnière.

D'où besoin de prévision météo de la production éolienne et solaire :

- demi-heure par demi-heure avec divers « horizons » (degrés d'anticipation) : 48h, 36h, 24h, 12h, 1h et remise à jour heure par heure ;
- mois par mois à l'horizon 3 mois, 6 mois et 1 an et remise à jour mois par mois.

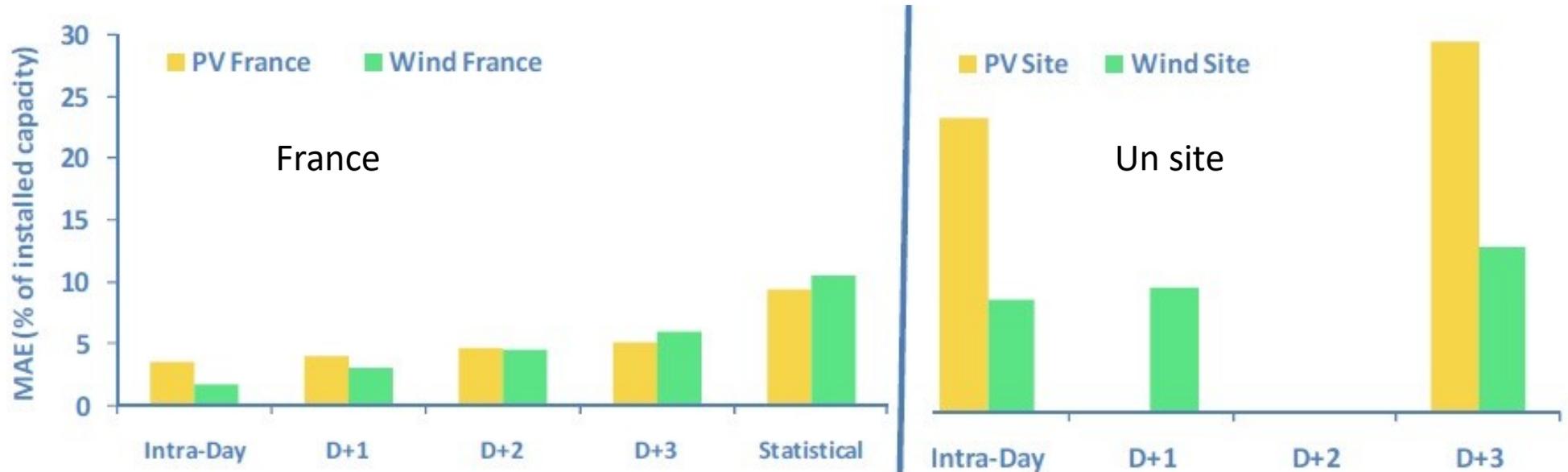
Prévisions de puissance solaire demi-horaire par RTE à l'échelle nationale.



Erreur absolue *moyenne* de prévision de la puissance horaire solaire et éolienne en France (RTE)

Avec 1h, 1, 2 ou 3 jours ou une semaine d'avance.

En % de la puissance installée



Actuellement 5 % = 0,5 GW solaire ou 0,95 GW éolien

Mais en 2030, 5 % = 2,5 à 4,5 GW solaire (2 à 4 réact. nuc.) ou 1,5 à 2,5 GW éolien (1 à 3 réact. nuc.)

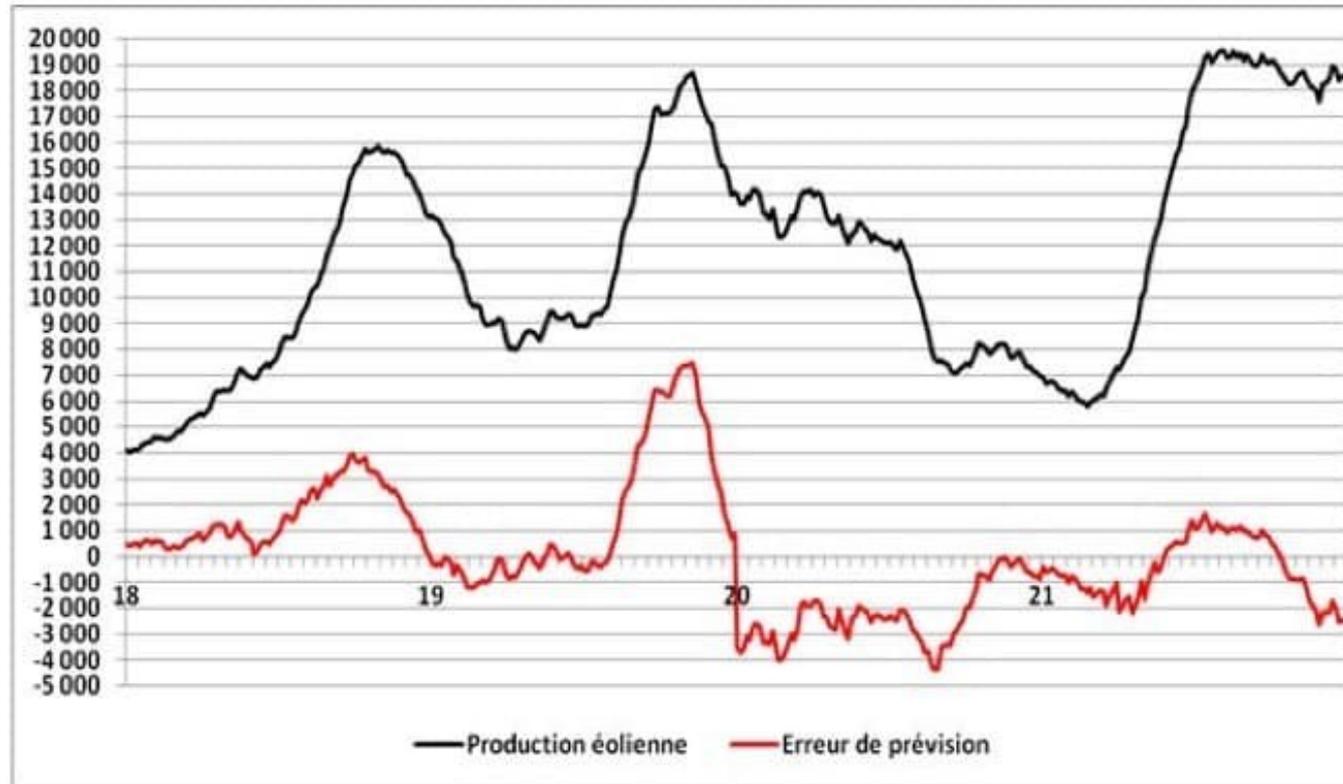
Argument anti-EnRI

Erreur de prévision à 24h sur
4 jours au pas **horaire**
en Allemagne
du 18 au 21 janv. **2012**
(Pinstallée = 29 GW)

La **surestimation atteint 26 % de Pinstallée** (en France, cela ferait **13 GW en 2030** ≈ 12 réact nuc d'après PPE)
et elle se développe **en 4h mini.**

MAIS :

- **les outils de prévision ont progressé depuis 2012 et progresseront et**
- **on n'a pas besoin de prévision sûre heure par heure avec 24 h d'avance** pour démarrer une turbine à gaz (2 h de préavis) ; ni pour démarrer un électrolyseur (idem) ; ni pour démarrer une pile à combustible ; ni pour rétablir en 4h la puissance du parc nucléaire qui aurait débordé été réduite de 13 GW sur 40 ou 60 (une demi-journée de préavis).



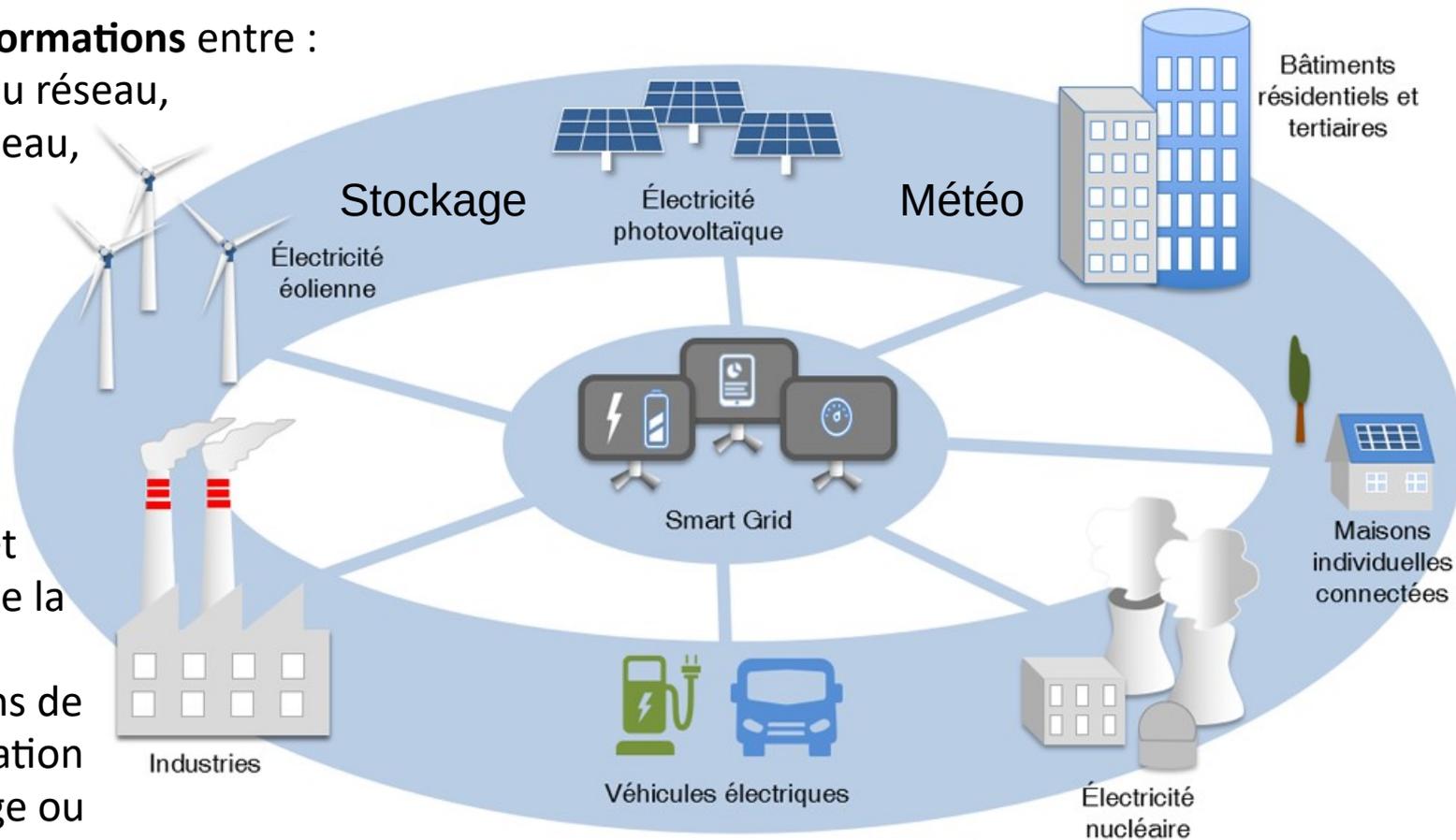
Coordonner automatiquement production et consommation : le « smart grid »

Echange permanent d'informations entre :

- le **pilote** automatique du réseau,
- tous les **abonnés** au réseau,
- les stations **météo** et
- le **marché**.

Le pilote automatique :

- **prédit les évolutions** et
- **détermine et déclenche la solution optimale** :
modulation des moyens de production, consommation ou stockage/déstockage ou import/export.



Algorithmes et intelligence artificielle *encore à mettre au point (10 ans ?)*.

Contourner le problème du stockage élec/élec

Autoconsommation : Toiture solaire sur commerce, usine, bureaux...

Puissance installée \approx puissance consommée en milieu de journée en période d'activité.
Complément d'énergie pris au réseau.

Si surproduction (ex : week-end, fermeture annuelle, grève),
injecter dans le réseau seulement si le pilote du réseau l'autorise (chute de prod éolienne).

*Rentable quand le prix du matériel aura encore fortement baissé
ou si fermeture rare ou si forte conso. résiduelle pendant la fermeture (congélateurs...).*

Stockage thermique intersaisonnier avec restitution de chaleur ou de froid (locaux avec chauffage central ou climatisation centrale)

Pompe à chaleur alimentée par le réseau sur autorisation du pilote ou panneaux solaires de toiture :

- puise la chaleur d'une **nappe phréatique tiède** en hiver et
- injecte dans la nappe la chaleur prise dans les locaux en été (rafraîchissement par eau à 4°C).

Exemples actuels : Conseil régional LR ; Maison de la Radio ; divers HLM en IdF ; des milliers aux NL, en D...

Version un à quelques jours : pas de nappe phréatique mais le **sol** à 2 m avec pompe à chaleur (chauffage et refroidissement) ou un **ballon de stockage** d'eau chaude avec résistance électrique.

L'aspect climatique

**Réduire très rapidement les émissions de CO₂
et autres gaz à effet de serre**

Emissions de CO2 pour la production et le stockage d'électricité en France

Sur le cycle de vie (ADEME, NEA, INCER-ACV)	Solaire PV	Eolien	Hydro	Nucléaire	Biomasse	Gaz naturel
g/kWh On peut considérer une incertitude de ± 20 %	43 si fab. Chine 25 si fabriqué en France 30-35/17-20 si panneaux récents	14 à terre 16 en mer 11 et 13 avec la durée de vie des éoliennes récentes	24	< 8 (moins encore pour le nucléaire rénové) (+50 si minerais pauvre sans recyclage Pu) ≈ 12 <i>si mix électrique européen hors mine</i>	230 selon GIEC 10 à 40 selon autres	418

Pour le nucléaire, l'ADEME et EDF donnent 6 g/kWh sur 40 ans hors démantèlement, retraitement et stockage long des déchets. La valeur < 8 tout compris en est déduite par addition des valeurs de Wiberg (2009) citées par NEA (2011) pour ces phases omises, avec un mix électrique suédois décarboné à 90 % comme aujourd'hui en France.

Sur le cycle de vie	Batterie Li-Ion	STEP	CAES	Hydrogène + PAC	Hydrogène Méthanation
g/kWh restitué	35 + auxiliaires + maintenance mais <i>en baisse</i>	50 ?	10 à 100 selon type		

Limiter le passage par le stockage à 10 % de la production EnRI

Une contrainte : le délai de mise en service

Nucléaire nouveau :	7 à 9 ans (hors prototypes) + pré-études
Eolien :	moyenne 8 ans, jusqu'à 11 ans (<i>mais 4 en Allemagne</i>)
Solaire au sol :	3 à 11 ans, moyenne 4 ans (<i>0,5 à 1,5 en Allemagne</i>)
Solaire sur ombrières ou grandes toitures :	8 à 23 mois
Solaire sur petite toiture :	3 mois

Les raisons du retard français hors nucléaire :

Pour accélérer la transition, le délai le plus court est le meilleur

- Procédure administrative compliquée ;
- Transposition législative très restrictive des directives européennes de protection des espèces ;
- Changements de réglementation une ou plusieurs fois durant le projet ;
- Administration :
 - « retenant » les dossiers jusqu'à ce que de nouvelles règles soient promulguées,
 - jugeant selon des critères flous et fluctuants (voire l'avis subjectif d'un seul individu, l'ABF) ;
 - appliquant rétroactivement les règles restrictives,
 - appliquant à toute espèce protégée et toute zone de protection les règles les plus restrictives quel que soit le vrai statut réglementaire ;
- Recours dilatoires au tribunal + engorgement des tribunaux + forte subjectivité des jugements.

Les raisons du délai pour le nucléaire : certaines mêmes + énormité des travaux + manque de personnel compétent + manque d'approvisionnements. On doit enchaîner les projets.

Supposons qu'on décide d'investir 10 milliards d'euros dans la production, avec des lancements échelonnés sur 8 ans.

On peut alors obtenir **sur 10 ans**, en plus des programmes actuels :

- Un **réacteur nucléaire** de 1,6 GW, produisant un total de **22 TWh** les 9^{ème} et 10^{ème} années si délai de mise en service 8 ans ; ou
- Des **parcs éoliens à terre** produisant un total de **5,4 TWh** les 9^{ème} et 10^{ème} années *si délai de mise en service 8 ans* ; ou un total de **38 TWh** de la 5^{ème} à la 10^{ème} année *si délai 4 ans* ;
- Des **centrales solaires au sol** produisant un total de **71 TWh** de la 5^{ème} à la 10^{ème} année si délai de mise en service 4 ans.
- Des **centrales solaires sur grande toiture ou ombrière** produisant un total de **49 TWh** de la 3^{ème} à la 10^{ème} année si délai 24 mois ; ou **59 TWh** de la 2^{ème} à la 10^{ème} année si délai 12 mois.

Ainsi,

Sans bridage et sous réserve des délais de réalisation du stockage et d'adaptation du réseau,

**le solaire au sol ou sur grandes toitures ou ombrières permet
une transition deux fois plus rapide que le recours au nucléaire.**

***L'éolien permet une transition plus rapide que le nucléaire
seulement si on réduit les obstacles administratifs et judiciaires
(raccourcir de 3 ans).***

Les aspects énergétiques (2)

Impératifs et contraintes à court et long termes

Impératif à l'échelle de 50 ans : la soutenabilité socio-économique du système énergétique global

50±10 ans ≈ durée de vie ou double de la durée de vie des installations (sauf hydro 100 ans)

La contrainte :

Le système global d'approvisionnement en énergie doit être capable de :

- **délivrer l'énergie qui lui est nécessaire** pour la construction, le fonctionnement, le démantèlement et le renouvellement de ses propres systèmes particuliers, ainsi que la gestion des déchets et
- **satisfaire la demande** des entreprises des autres secteurs et des particuliers.

La règle :

- adopter préférentiellement les systèmes particuliers qui ont **le plus haut taux de retour sur l'énergie investie (EROI, Energy return on investment, alias EROEI, Energy return on energy invested)**, dit aussi taux de retour énergétique. Pour les moyens de stockage, le plus haut ratio énergie stockée/énergie investie (**ESOI, Energy stored on investment**) ;
- **exclure tout système particulier qui a $EROI \lesssim 1$ ou $ESOI \lesssim 1$.**

Définition générale de l'EROI

L'EROI d'un système de « production » d'énergie est le rapport entre :

- l'énergie livrée par ce système à la société durant toute sa vie et
- l'énergie qui a été ou sera engagée par la société pour le construire, le faire fonctionner et gérer sa fin de vie et ses déchets (énergie « investie »).

L'énergie investie inclut :

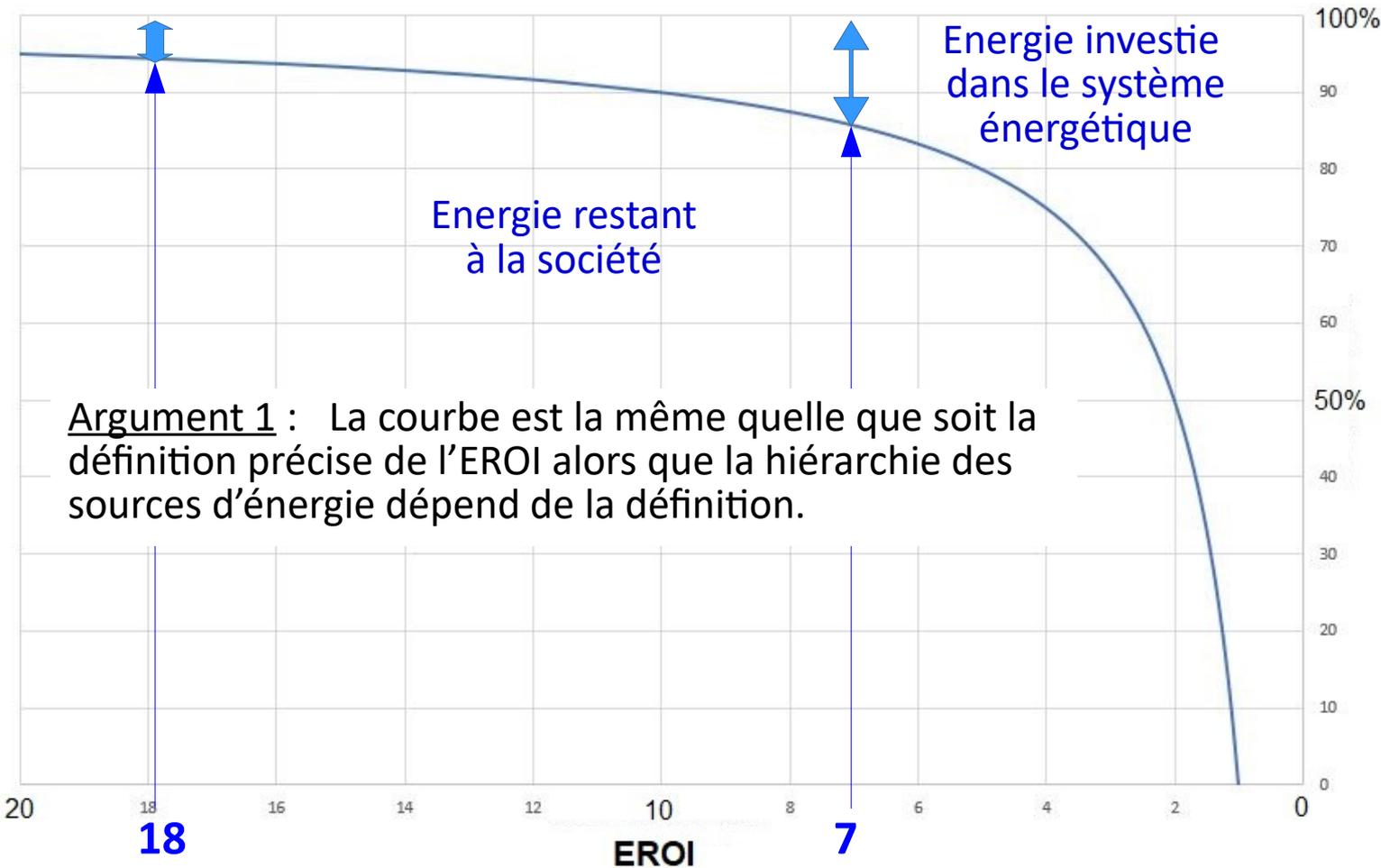
- les consommations directes d'énergie utile (combustible et électricité) par les éléments du système et
- l'énergie « grise » « incorporée » dans ces éléments (celle qu'il a fallu pour les fabriquer, les transporter et les assembler).

Elle exclut l'énergie primaire (celle du pétrole, gaz, charbon, uranium, rayonnement solaire, vent...) qui a été convertie par lui en énergie utile (électricité ou combustible).

L'EROI mesure donc **la rentabilité énergétique de l'emprunt d'énergie par le système.**

Si $EROI < 1$, le système oblige la société à réduire sans cesse sa propre consommation ou à accroître sans cesse le travail d'extraction et conversion d'énergie au détriment des autres activités, jusqu'à l'effondrement.

Absence de fondement sûr de tout autre seuil général qu'EROI >1)



Argument 1 : La courbe est la même quelle que soit la définition précise de l'EROI alors que la hiérarchie des sources d'énergie dépend de la définition.

Argument 2 :

Fixer un seuil minimal d'énergie restante signifie fixer *a priori*:

- un minimum incompressible de consommation finale d'énergie hors industrie énergétique *ET*
- un maximum indépassable d'extraction d'énergie primaire.

18

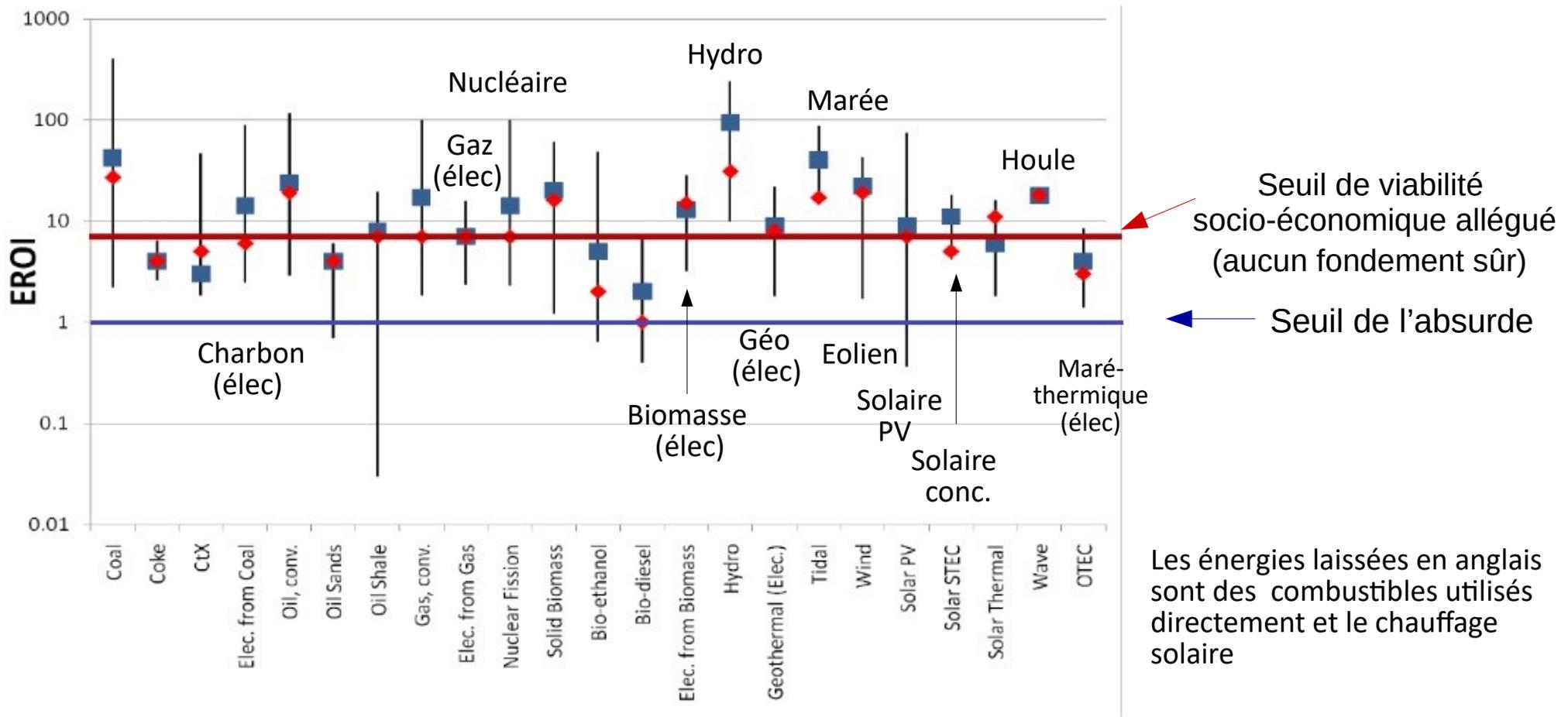
EROI

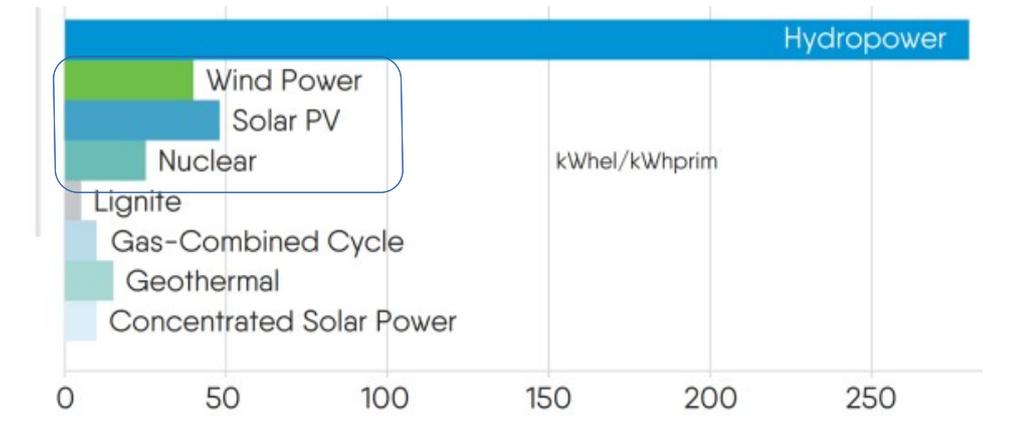
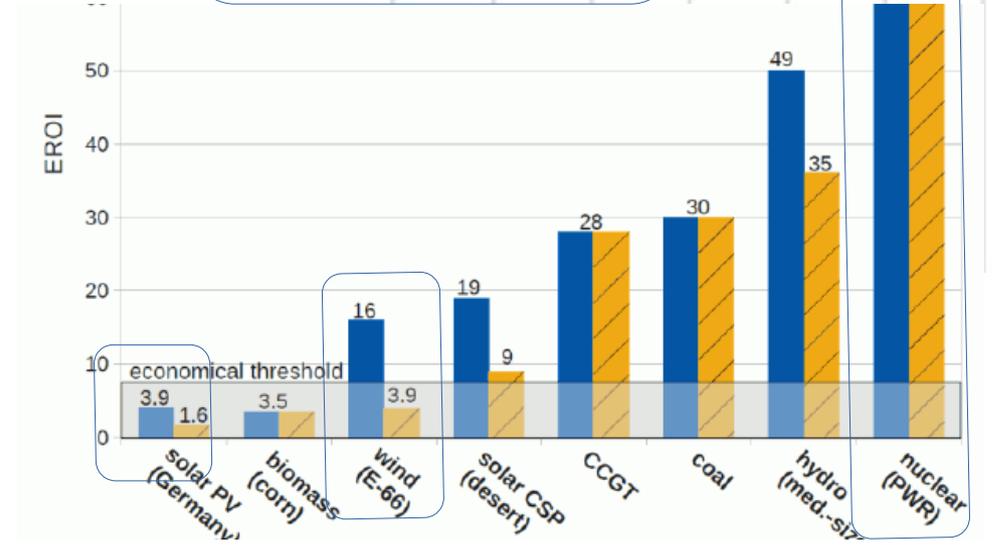
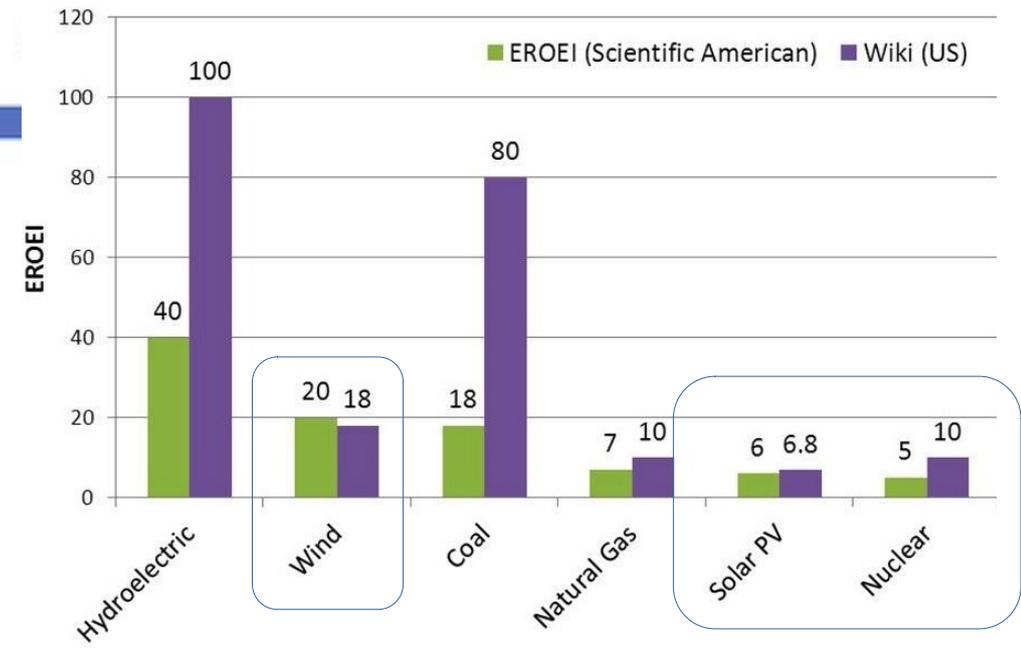
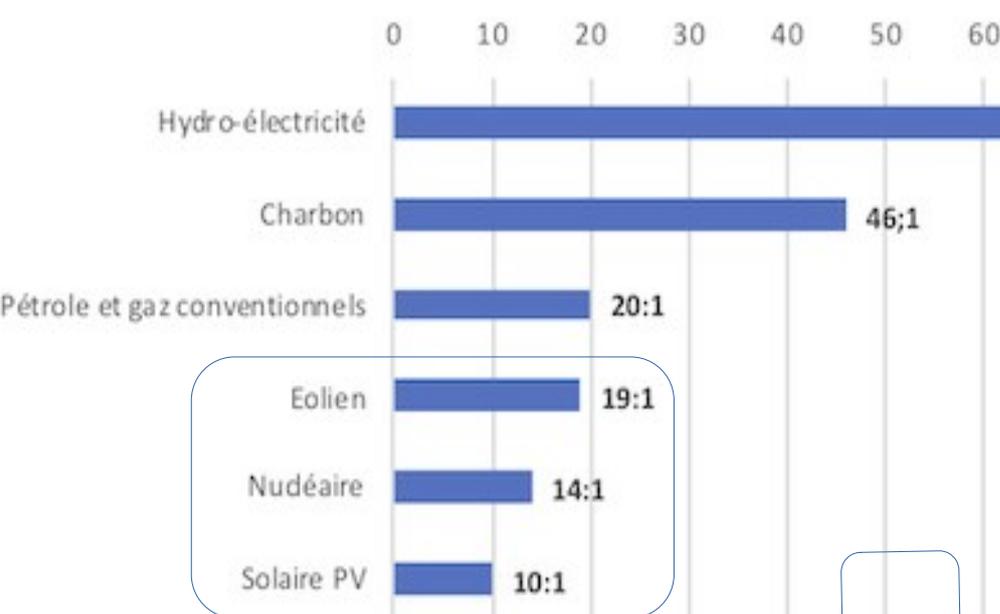
7

Seuil économique selon divers auteurs

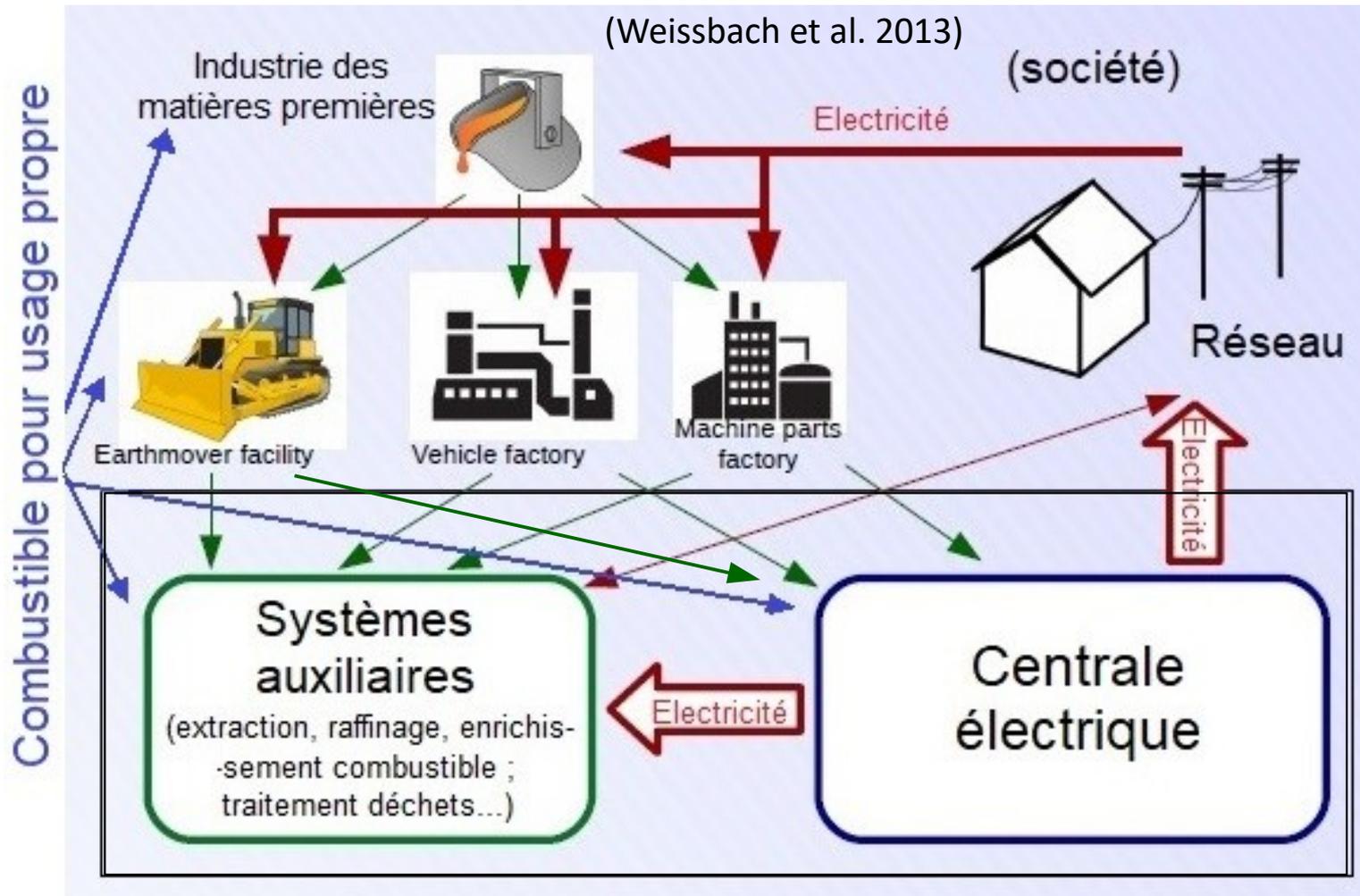
Diversité des estimations de l'EROI de chaque type d'énergie primaire pour chauffage ou conversion en électricité

(différences de définition précise, de périmètre du système, de données et de méthode)





A chaque clan ses EROI !



Flèches vertes :
 transfert d'énergie via
 la matière
 (énergie grise)

Flèches rouges :
 transfert d'énergie
 électrique

Flèches bleues :
 transfert de
 combustible
 SAUF
 le combustible
 converti en électricité
 par la centrale

La partie «centrale»
 inclut le chantier de
 démantèlement

Périmètre du système : certains auteurs incluent ou non la construction et maintenance du réseau électrique, la conso privée du personnel, etc.

Définitions énergétiques précises (et incompatibles) de l'EROI

Définition n°1 : EROI_{utile/utile}

L'EROI d'un système de « production » d'énergie utile est **le rapport entre :**

- l'énergie *utile livrée par ce système à la société* (exergie sortante) et
- l'énergie *utile livrée par la société à ce système* (exergie investie) **pour sa construction, son fonctionnement** (*hors combustible converti par lui en électricité ou livré par lui à la société*), **son démantèlement et le traitement des déchets** (hors recyclage).

L'énergie *utile livrée au système* et investie est une énergie finale (combustible pour chauffage et moteurs thermiques ou électricité).

Elle est fournie par la société (en fait, par son réseau de distribution d'électricité ou de combustible).

Cet EROI représente **l'efficacité de l'énergie utile investie par la société pour livrer une énergie utile à la société.**

Il indique **dans quelle mesure l'énergie utile livrée à la société dépasse l'énergie utile empruntée à la société.**

Cette définition est la seule qui corresponde à la définition générale de manière cohérente.

Définition n°2 : EROI_{utile/primaire}

L'EROI_{utile/primaire} d'un système de « production » d'énergie utile est le rapport entre :

- l'énergie *utile livrée par ce système* à la société (exergie sortante) et
- l'énergie *primaire extraite de la nature* pour livrer à ce système l'énergie utile nécessaire à sa construction, à son fonctionnement (hors combustible converti par lui en électricité ou traité par lui pour être livré à la société), à son démantèlement et au traitement des déchets (hors recyclage).

Cet EROI indique **l'efficacité de l'investissement en énergie primaire à fournir de l'énergie utile, c-à-d dans quelle mesure l'énergie délivrée par le système à la société dépasse l'énergie qu'il a empruntée au système solaire pour ses propres besoins**

Mais il est **sans intérêt** car *l'énergie prise au système solaire n'est pas spécialement prise à la société. Ce n'est pas le système solaire qui investit et en tire un bénéfice !* De son point de vue, l'énergie que nous investissons est une énergie convertie en une autre au même titre que le combustible converti en électricité. Il y a **confusion avec le rendement global du système.**

De plus, pour une centrale thermique, l'EROI n°2 et le n°3 ci-après **comptent les pertes plus d'une fois** car l'énergie qu'elle livre au réseau après pertes est utilisée en partie par le système dont elle fait partie et on lui applique à nouveau le coefficient.

$$\text{EROI}_{\text{utile/primaire}} < \text{EROI}_{\text{utile/utile}}$$

Définition n°3 : EROI_{équivalent_primaire/primaire}

On convertit en énergie primaire équivalente l'énergie électrique sortante et la part électrique de l'énergie utile entrante, via un coefficient conventionnel (2,5 à 3 à la sortie ; 0,33 à 0,4 à l'entrée) représentant l'efficacité globale de l'ensemble des centrales et réseaux des pays concernés.

Cet EROI indique **dans quelle mesure l'énergie primaire investie dans ce système est dépassée par l'énergie primaire qui aurait été transformée en énergie électrique par une hypothétique « centrale moyenne actuelle » livrant la même énergie électrique.**

Cela n'a **aucun intérêt** et c'est **incohérent** car :

- ce n'est pas le système solaire qui investit puis reçoit le bénéfice ;
- La fonction d'une centrale électrique n'est pas de remplacer une énergie primaire par une énergie primaire (\Leftrightarrow recharger le gisement de charbon ou le coeur du soleil !) mais de fournir à la société une énergie utile ;
- l'hypothétique centrale moyenne a elle aussi une énergie investie ; pourquoi ne pas l'ajouter au dénominateur avant de comparer ?

$$\text{EROI}_{\text{utile/primaire}} < \text{EROI}_{\text{utile/utile}} < \text{EROI}_{\text{equiv_primaire/primaire}}$$

C'est cet EROI que publie l'Institut Fraunhofer pour le solaire PV et qui est cité par les écologistes.

Définition n°4 : EROI_{électrique/équivalent_électrique}

On convertit fictivement en électricité les combustibles investis, via un coefficient conventionnel (0,33 à 0,4) représentant le rendement moyen des centrales des pays situés en amont.

Cet EROI est **aberrant** car :

- il assimile à une perte thermique et *escamote la majorité de l'énergie utile des combustibles empruntés par le système à la société* ;
- le coefficient conventionnel de conversion primaire→électrique est très différent de celui des moteurs (rendement 25%), des chaudières (80-90%) ou des fours (99%)
- le coefficient devrait varier d'un pays à l'autre et au cours du temps ; on confond alors progrès du système particulier et progrès général des pays situés en amont.

Cet EROI est ***fortement amplifié si les combustibles sont très majoritaires dans l'énergie utile investie.***

Note : beaucoup de comparaisons entre diverses énergies mélangent des EROI de définitions différentes. De plus, les EROI sont souvent estimés en convertissant les coûts financiers en « énergie équivalente » via un coefficient arbitraire (en général le rapport conso d'énergie / PIB de chaque pays impliqué ou même d'un pays arbitraire).

Ne pas inclure un « équivalent énergétique des salaires » (salaire × intensité énergétique du PIB) car :

- l'énergie utilisée par les salariés du secteur énergétique et de ses fournisseurs dans leur vie privée ne peut être imputée à ce système : s'il était robotisé, les ex-travailleurs ne cesseraient pas de consommer ;
- les salaires sont déterminés par des rapports de forces sociales ;
- la consommation d'énergie n'est pas proportionnelle au salaire ;
- une partie des salaires est placée dans le secteur financier, qui ne contribue pas au PIB, et les variations des cours sont largement déconnectées de l'énergie et de la matière.

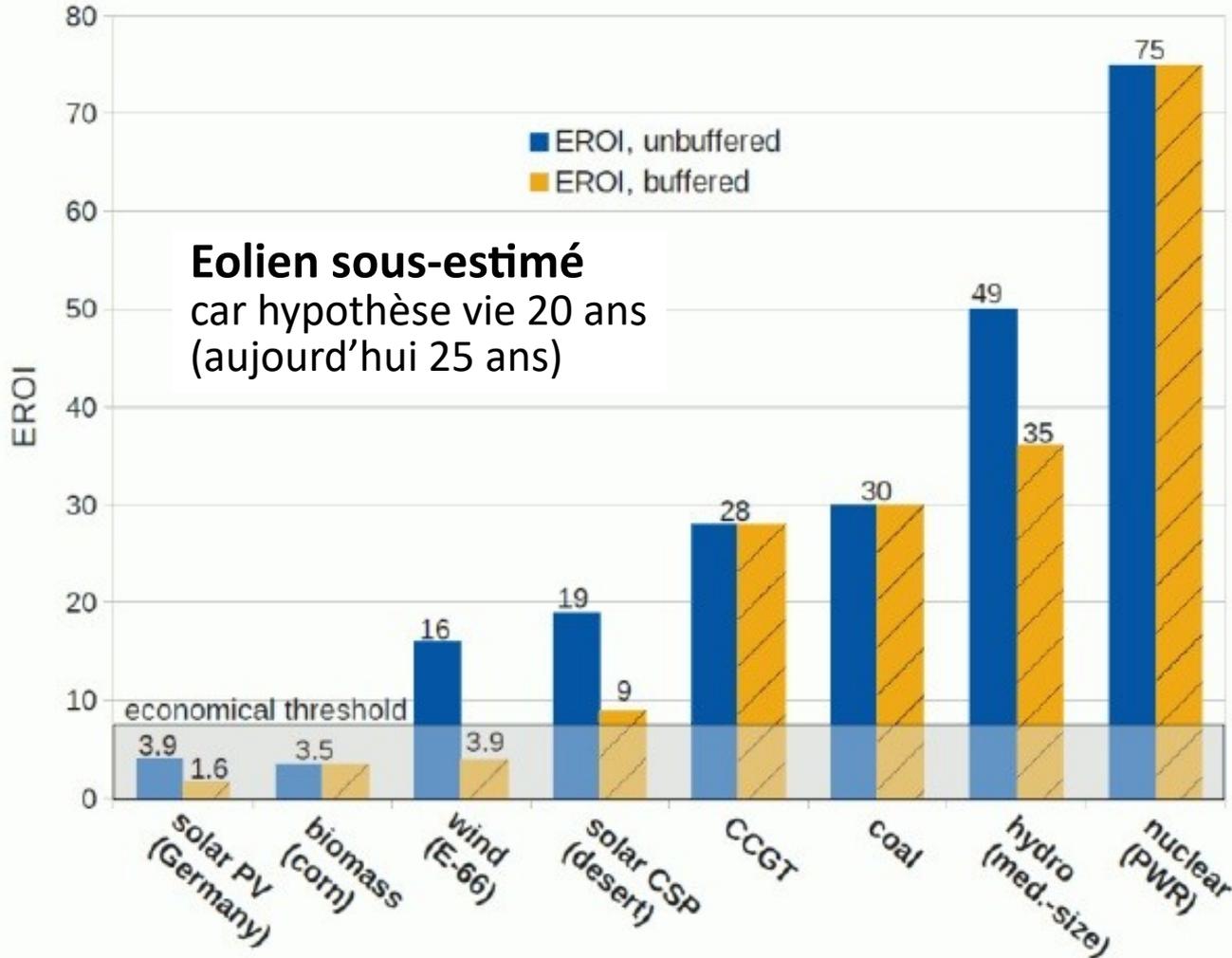
Ne pas inclure un « équivalent énergétique des intérêts et dividendes » (*sic !*) car :

- le taux de retour sur investissement exigé par l'actionnaire et le taux d'intérêt sont en grande partie déterminés, directement ou indirectement, par la spéculation financière et la comparaison avec d'autres placements ;
- ils sont aussi déterminés en grande partie par les initiatives de la Banque centrale visant à stabiliser les prix et le marché financier, non à réguler l'énergie ;
- le secteur financier ne contribuant pas au PIB, lui appliquer l'intensité énergétique du PIB n'a aucun sens.

Conclusion de la discussion : Seul l'EROI utile/utile (déf. n°1) est pertinent

Hélas ! Une seule équipe l'a calculé : Weissbach et al. (2013)

Les EROI utile/utile selon Weissbach (2013) (cf. S&PS)



**Solaire PolySi : EROI = 3,9
fortement sous-estimé**

car données 2009 et hypothèses :

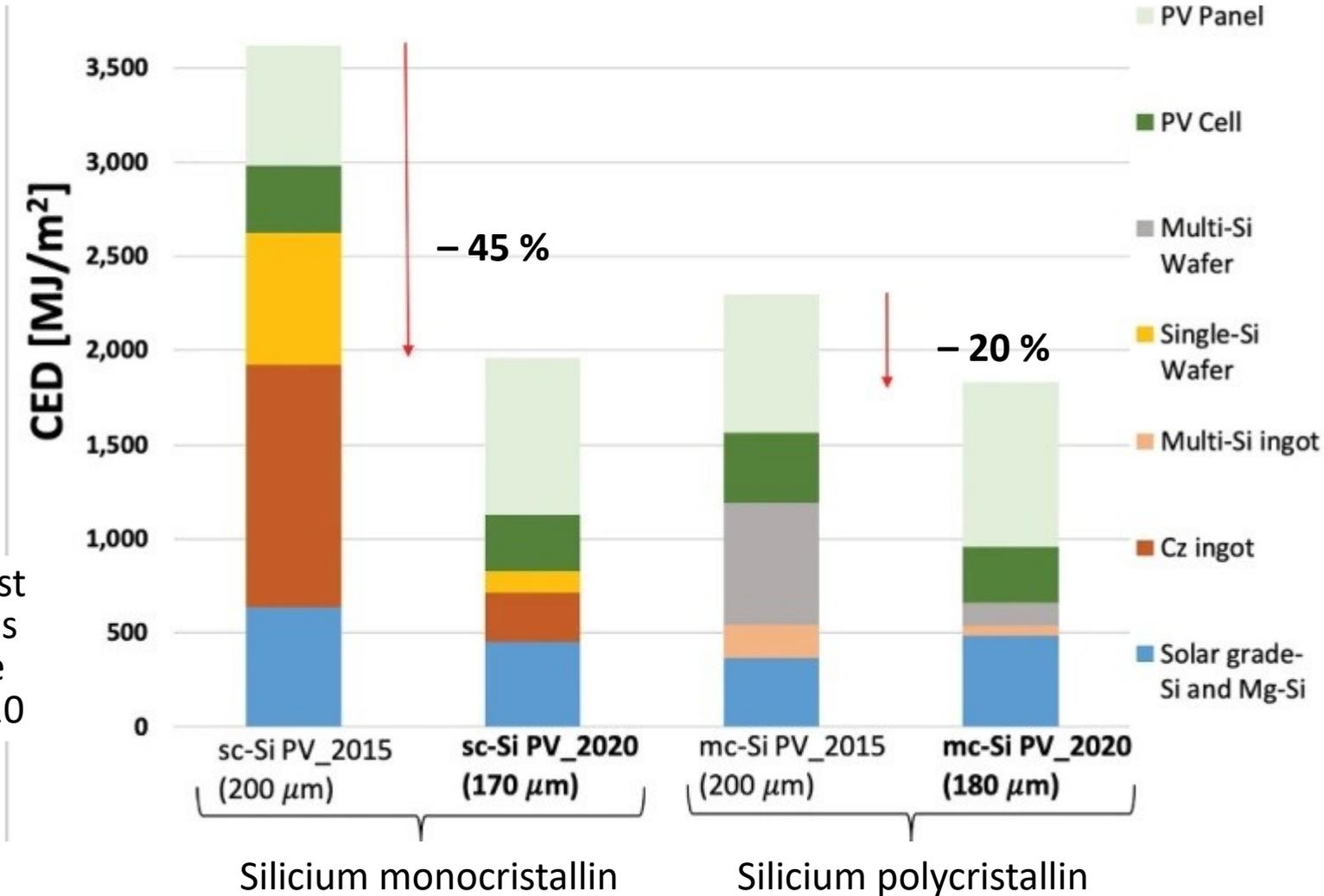
- Procédé Siemens (la conso a baissé de 60% depuis lors) ;
- $F_c = 1000$ h (1200 h en F) ;
- $\eta = 13,2$ % (aujourd'hui 16 %) ;
- Durée de vie 25 ans (aujourd'hui 40 ans, équivalent à 30 ans sans vieillissement).

Nucléaire : EROI = 75

sous-estimé car hypothèse d'enrichissement 20 % centrifugation, 80 % diffusion gazeuse (forte conso élec), et **surestimé** car $F_c = 8000$ h au lieu de 7000 et oubli retraitement et rénovation ou excédent EPR

Evolution de la consommation d'énergie primaire pour fabriquer un panneau solaire

La baisse est encore plus grande de 2009 à 2020



Après mise à jour des données (autant que possible) pour la France...

	Solaire PV	Eolien	Gaz naturel CCGT en base	Hydro (100 MW fil de l'eau)	Nucléaire REP (60 ans) Hors retraitement et rénovation
EROI utile/utile	> 10 en hausse	21	28 (beaucoup moins si en pointe)	49 (beaucoup moins si lac)	< 92

Rem : le démantèlement (minime) n'a pas été pris en compte pour solaire et éolien.

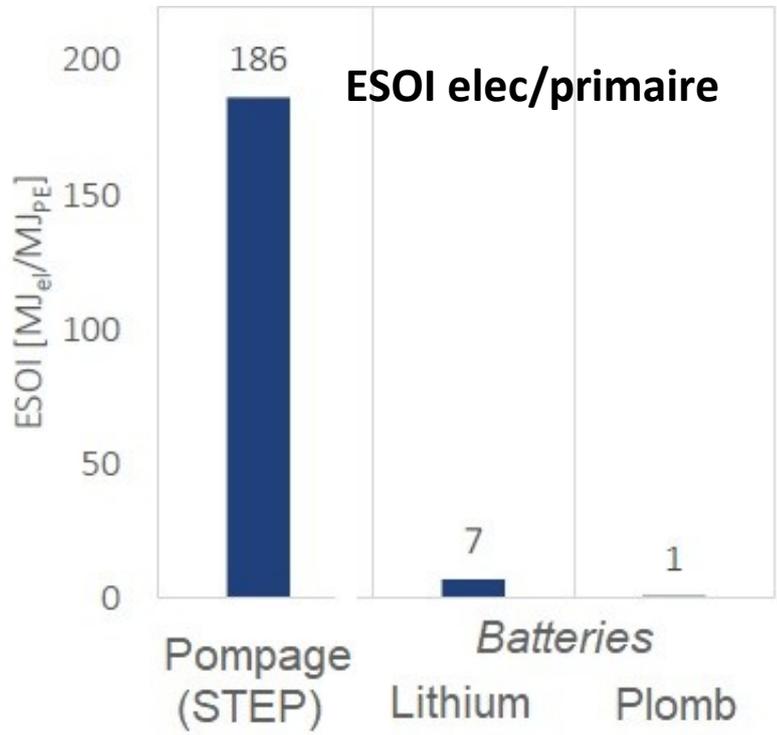
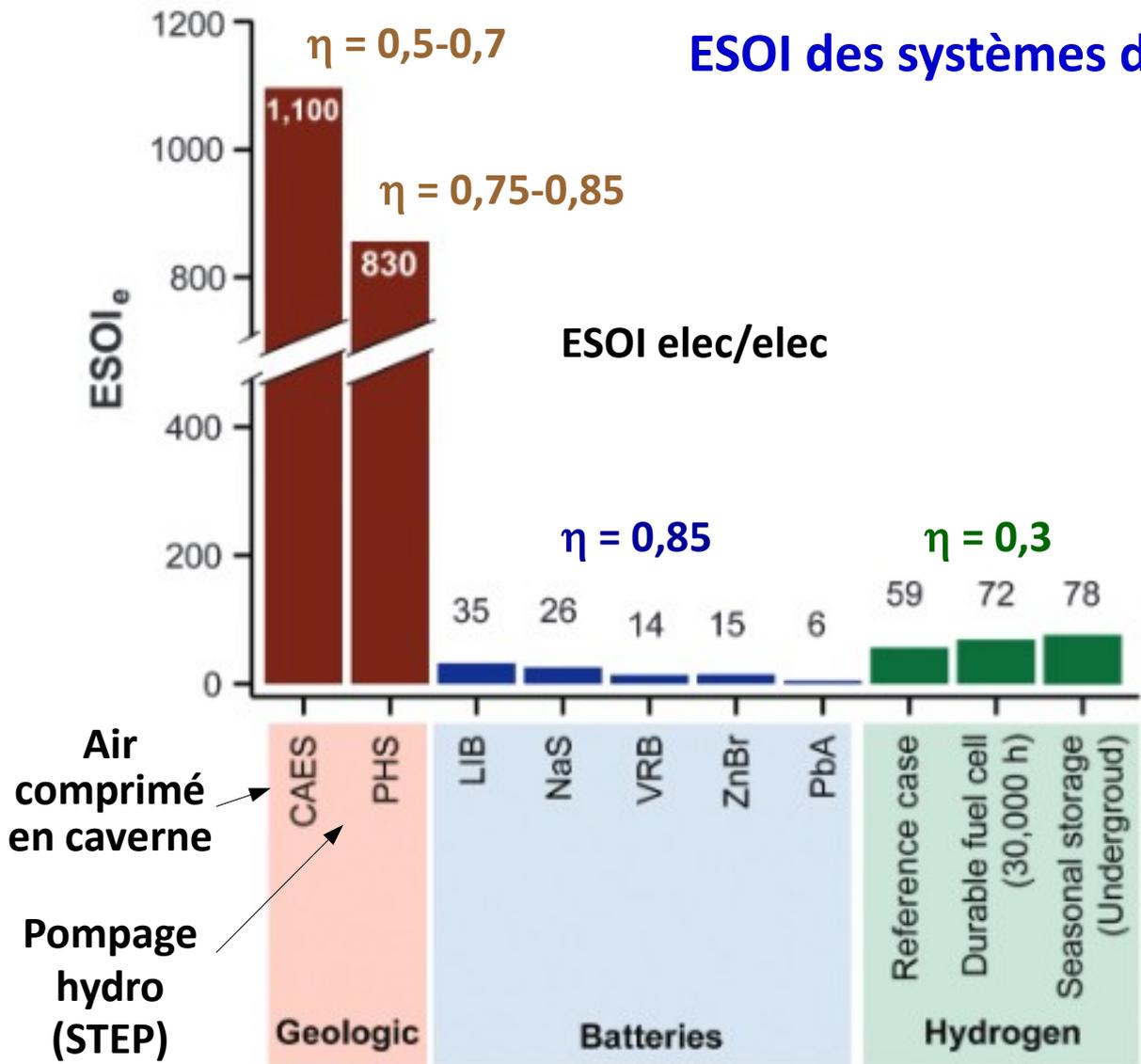
Nucléaire : Il aurait fallu inclure dans le dénominateur l'énergie grise des **barrages** en amont qui garantissent le débit de la rivière.

Tenir aussi compte du stockage nécessaire des EnRI, dont *le besoin dépend étroitement du scénario de transition énergétique*. Impossible de le faire ici.

Ne pas oublier que **le nucléaire lui aussi a eu besoin de stockage** : 7 STEP totalisant 6,9 GW (10 % de la puissance nominale du parc) avec cycle sur 24h.

La leçon vaut pour les pays émergents.

ESOI des systèmes de stockage électrique



L'ESOI utile/utile (le bon) est entre les deux.

Pompage et CAES sont toujours les meilleurs – et de loin !

Attention !

L'ESOI est défini à partir de l'énergie *restituée* sur la durée de vie du système.

Or l'énergie qu'il a fallu pour le charger détermine la surcapacité de production nécessaire et cette surcapacité a son propre EROI.

Décider sur la base de l'EROI du système producteur+stockage, tenant compte du rendement du stockage.

	STEP	CAES	Batterie Lithium	Batterie Sodium	Hydrogène élec → élec
ESOI elec/elec	1100	830	35	26	59 à 78
ESOI elec/primaire	186	≈ 150	7	≈ 5	≈ 10 à 14
Rendement	75 – 85 %	50 – 60 %	85 %	85 %	20 – 30 %

Air comprimé et pompage-turbinage d'eau toujours largement gagnants.

Impératif climatique à court terme : une transition rapide

Les contraintes : La rapidité d'évolution du système énergétique global est limitée :

- par la ***difficulté d'augmenter l'extraction ou conversion d'énergie primaire*** pour les besoins de la construction des nouveaux systèmes particuliers,
- par la ***difficulté de réduire la consommation finale d'énergie*** pour laisser la place aux besoins de la transformation du système énergétique global et
- par la nécessité d'***éviter d'augmenter maintenant les émissions de CO₂ pour les réduire plus tard.***

L'idéal : *Que chaque nouveau système particulier fournisse rapidement l'énergie utile qu'il faut pour en construire un autre.*

Les règles :

- **Minimiser le *temps de retour énergétique*** (TRE, EPBT, *Energy payback time*), délai dans lequel un nouveau système a délivré assez d'énergie pour compenser l'énergie investie *dans sa construction.*
- ***Ne pas doubler la puissance installée à des intervalles inférieurs au TRE.***

Le temps de retour énergétique à partir de la mise en service

$$TRE = \text{Durée de vie} \times \frac{\text{Partie fixe de l'énergie investie hors démantèlement et stockage long déchets}}{\text{Energie sortante} - \text{Energie investie}}$$

<i>Données :</i> Weissbach (2013) corrigé pour 2020 (voir EROI).	Solaire PV (en F)	Eolien à terre (en F)	Gaz naturel CCGT (7500 h)	Hydro (100 MW, 3000 h)	Nucléaire (7000 h, centrif.)
TRE utile/utile (ans)	2,7	1,3	0,02	2	0,2 à 0,4

***Le TRE ne disqualifie aucune énergie
mais limite le tempo raisonnable de développement.***

Ne pas doubler la puissance installée à intervalles plus courts que le TRE.

Selon les TRE anciens de Weissbach (solaire 6 ans ; éolien 1,3 an):

Le solaire et l'éolien croissaient trop vite en France avant 2012 mais c'était justifié par la nécessité de provoquer la construction d'usines plus efficaces pour faire baisser les coûts

*Note : Les TRE ≤ 1,5 an du solaire souvent cités sont équiv_primaire/primaire.
C'est **absurde** (voir commentaire EROI déf. n°3)*

Impératif à (très) long terme : des ressources d'énergie primaire exploitables à un coût raisonnable

Règle : Adopter un système énergétique dont les réserves d'énergie primaire exploitables à un coût raisonnable dureront *le plus longtemps possible*.

Les contraintes :

Marées : diminuent et cesseront dans 50 milliards d'années (verrouillage de la rotation diurne de la Terre sur la période orbitale de la Lune)... mais il n'y aura plus d'eau bien avant !

Solaire et éolien : durée 5 milliards d'années ; fuite de l'atmosphère puis naine blanche.

Hydroélectricité et houle : durée un milliard d'années puis évaporation totale.

Biomasse : durée 600 millions d'années (disparition du CO₂ puis de l'O₂).

Gaz naturel « conventionnel » : Réserves prouvées = exploitées ou identifiées et exploitables dans les conditions techniques et économiques actuelles avec probabilité 90 %.

- Réserves prouvées (probabilité 90 %) fin 2020: 188 Tm³ ↔ **49 ans** au débit 2020.
- Réserves prouvées ou probables (prob > 50%) : ? ↔ ?
- Ressources contingentes et potentielles certaines ≈ 40 Tm³ ↔ + **10 ans**
- Autres ressources : ≈ 280 Tm³ + **73 ans** modulo la probabilité

+ **Grisou** ≈ 100 Tm³ ? (USA : 20 Tm³) (évite le rejet naturel) ↔ + **26 ans** ?

+ **Hydrates de méthane** (mer:1200 à 1500 m ; permafrost : 200 à 1000 m) :

> 1000 Tm³ mais dans ZEE 184 Tm³ ↔ + **48 ans** mais coût ?

Sources diverses : BP, AEI/IEA, BGR, IFP...

En bref : sous réserve de l'impact CO2

le gaz naturel est une énergie de transition sur 100 à 150 ans
(ou 100 à 200 ans si on mélange 10 à 40 % d'hydrogène « vert » au méthane
ou plus encore si on le réserve aux transports)

Remarque : **Eviter le gaz de schiste** : bilan énergétique ≲ 0 ; fuites de méthane...

Uranium : sources : IEA/AIE, NEA/AEN...

Ressources terrestres identifiées en 2020 (gisements déjà délimités avec au moins l'étude de préfaisabilité) :

- 6,1 Mt à moins de 130 \$/kg (108 ans d'extraction 2019) ;
- 8,1 Mt à moins de 260 \$/kg (**144 ans** d'extraction 2019).

Remarque : à 80 \$/kg (prix actuel), l'uranium naturel représente \lesssim 3 % du coût du kWh.

Donc **si le prix double, le prix du kWh augmente de 3 %** ; s'il triple, 6 %.

Ressources terrestres pronostiquées ou spéculatives :

- 8 Mt à moins de 260 \$/kg (**+142 ans** d'extraction 2019).

Ressources terrestres non-conventionnelles (phosphates) :

- 10 à 22 Mt (**+178 à +391 ans**) ; Coût : 240 à 400 \$/kg 2021

Ressources marines :

- 4500 Mt dans l'eau de mer (extraction **1 % = 800 ans**).

Moyen : des faisceaux de fibres (polyéthylène) placés dans les courants.

Testé dans le Gulf stream et le Kuroshio.

Coût d'extraction estimé : 400 à 1400 \$/kg 2021 *Mais plus fortes émissions de CO2.*

(méta-analyse Linder & Schneider 2015 + inflation et Guidez & Gabriel 2016).

Note : Si on extrait du minerai 10 fois moins riche, l'émission de CO2 sur le cycle de vie peut être augmentée de 800 % (sauf si recyclage Pu) mais reste inférieure au quart de celle du gaz naturel.

Source : Wiberg (2009), NEA (2011)

Avec retraitement et monorecyclage en MOX U-Pu :

Besoin d'extraction réduit de 20 % ; durée des réserves **augmentée de 25 %**.

Déjà pratiqué par F, J, GB, D, B, NL, CH ; début en Finlande, Russie et Chine. S et USA refusent.

Avec réacteurs à neutrons rapides et multirecyclage du plutonium :

Durée des réserves **multipliée par 60 voire plus**.

Remarque : le stock français d'uranium appauvri sorti des usines d'enrichissement et de retraitement **équivalent, après ré-enrichissement, à 2800 ans** de consommation française actuelle.

Thorium :

3 à 4 fois plus abondant que l'uranium.

Utilisable pour fabriquer un **oxyde mixte thorium-plutonium multirecyclé**, qui produit **moins de déchets HAVL** et double la durée de l'uranium.

Thorium aussi utilisable dans des **réacteurs à sels fondus avec retraitement continu**.

En bref : **le nucléaire à fission est une énergie très durable.**

Les aspects économiques

Impératifs et contraintes à court et long termes

Impératif à l'échelle de 50 ans : énergie électrique à bas coût

CRE, ADEME, EDF, Cour des Comptes	Solaire PV	Eolien	Hydro	Nucléaire	Biomasse	Gaz naturel
Valeurs 2020	Sol 45-80	Terre 50-70	Grand 30	Prolongé 40		CCGT 50-70
Coût de production (€/MWh)	Grandes toitures 60-100	Mer 60-80	Petit 30 à 150 mais les ≥ 100 sont surtout des productions à la pointe (grande valeur)	Reconstruit 60		selon le facteur de charge
10 €/MWh = 1 ct/kWh	Petites toitures 70-210			EPR série 70 à 90 selon nombre construit		

Pour éolien et solaire, adaptation du réseau électrique : < 4 €/MWh (RTE 2019 ; hypothèses pessimistes).

≈ 0,8 €/MWh pour des réacteurs nucléaires supplémentaires

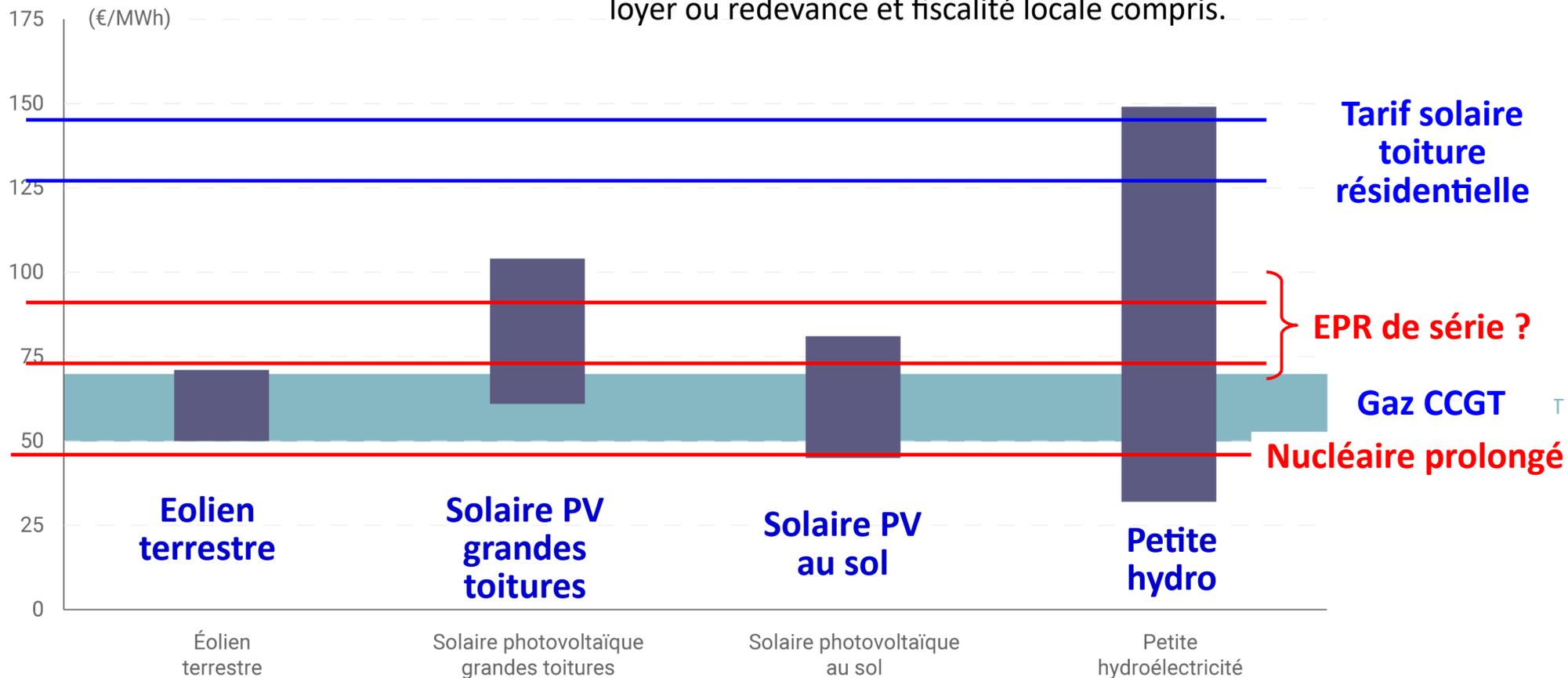
Coût socio-éco. du risque d'accident nucléaire grave ou majeur : ~ 0,25 €/MWh (0,007 à 2)

Données (IRSN, AIEA, NEA, EDF, Externe95): Montant : *400 milliards d'euros* (100 à 600 G€) (étude IRSN) (= 2 ans de CoVid19) ; probabilité fusion : $2 \cdot 10^{-5}$ ($5 \cdot 10^{-7}$ à $1,6 \cdot 10^{-4}$) par réacteur et par an ; probabilité 0,2 que l'enceinte laisse fuir plus de 1 % du cœur ; facteur de charge 7000 h.

Accidents graves avec rejets faibles : 5 à 20 fois moins coûteux et probabilité 4 fois plus grande.

Électricité Comparaison du LCOE des filières renouvelables et des centrales à gaz en France

LCOE = coût de production avec rentabilité raisonnable du capital investi (3% + inflation) loyer ou redevance et fiscalité locale compris.

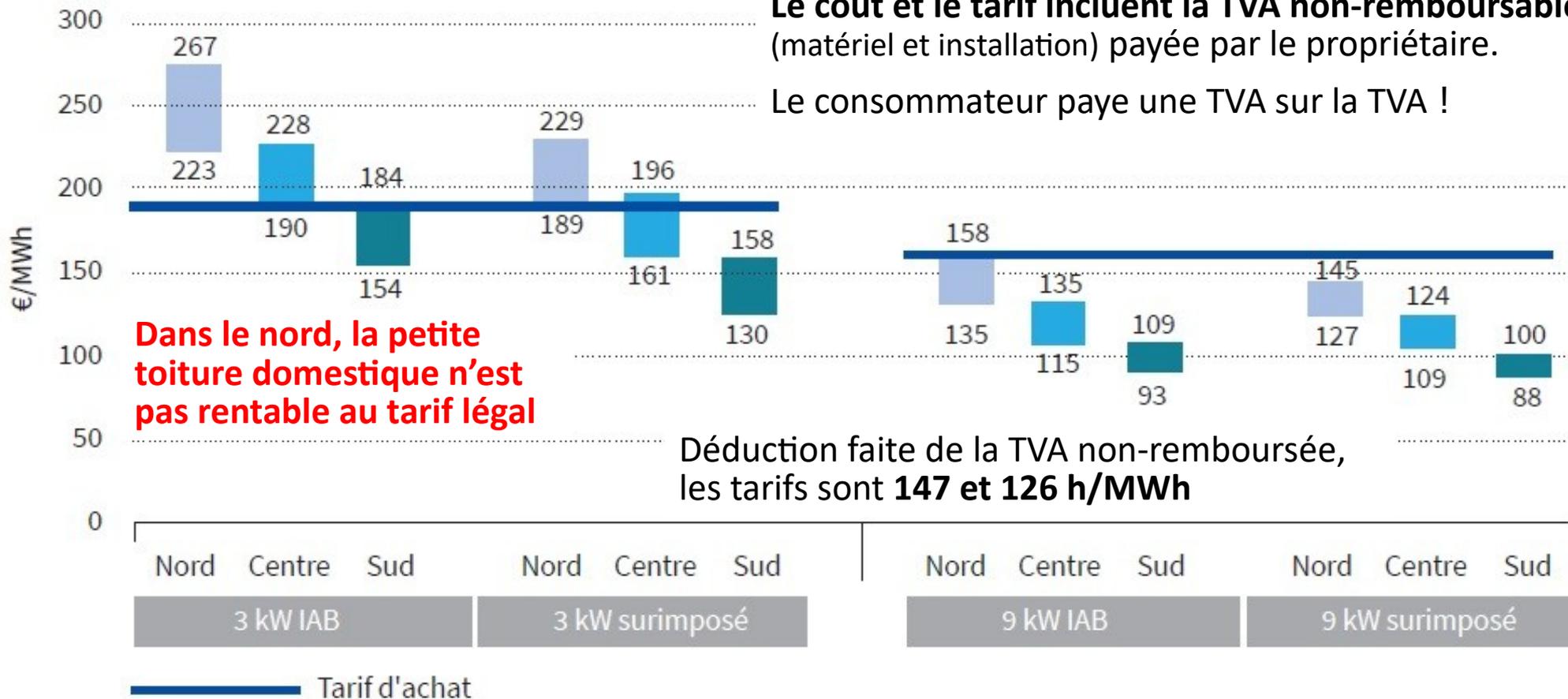


Coût de production et tarif d'achat – solaire PV résidentiel en France

Avec rentabilité 1 % du capital investi (plus taux d'inflation)

Le coût et le tarif incluent la TVA non-remboursable
(matériel et installation) payée par le propriétaire.

Le consommateur paye une TVA sur la TVA !



Sources :
Lazard 2020,
IFPEN,
IRENA 2017

Coût de stockage élec-élec

Coût du stockage	STEP	STEP Marine ou souterraine	CAES	Batterie sur centrale ou réseau	Batterie domestique autoconso
€/MWh restitué (2020)	50 à 120	100 à 250	80 à 300 (classique ≈ 120)	70 à 210 <i>mini 50 espéré en 2030</i>	210 à 500

En baisse pour les batteries et CAES

Très dépendant du mode d'utilisation

Limiter strictement le recours au stockage !
Ex. : 10 % de la prod annuelle passeraient par le stockage

Eviter le solaire domestique autonome !

Battery pack price (real 2018 \$/kWh)



La baisse du prix des batteries lithium ralentit (hors CoVid).
Le prix des batteries à circulation peut fortement baisser.
Mais le coût des systèmes auxiliaires et de la maintenance ne suit pas.

Problèmes financiers pour une transition rapide

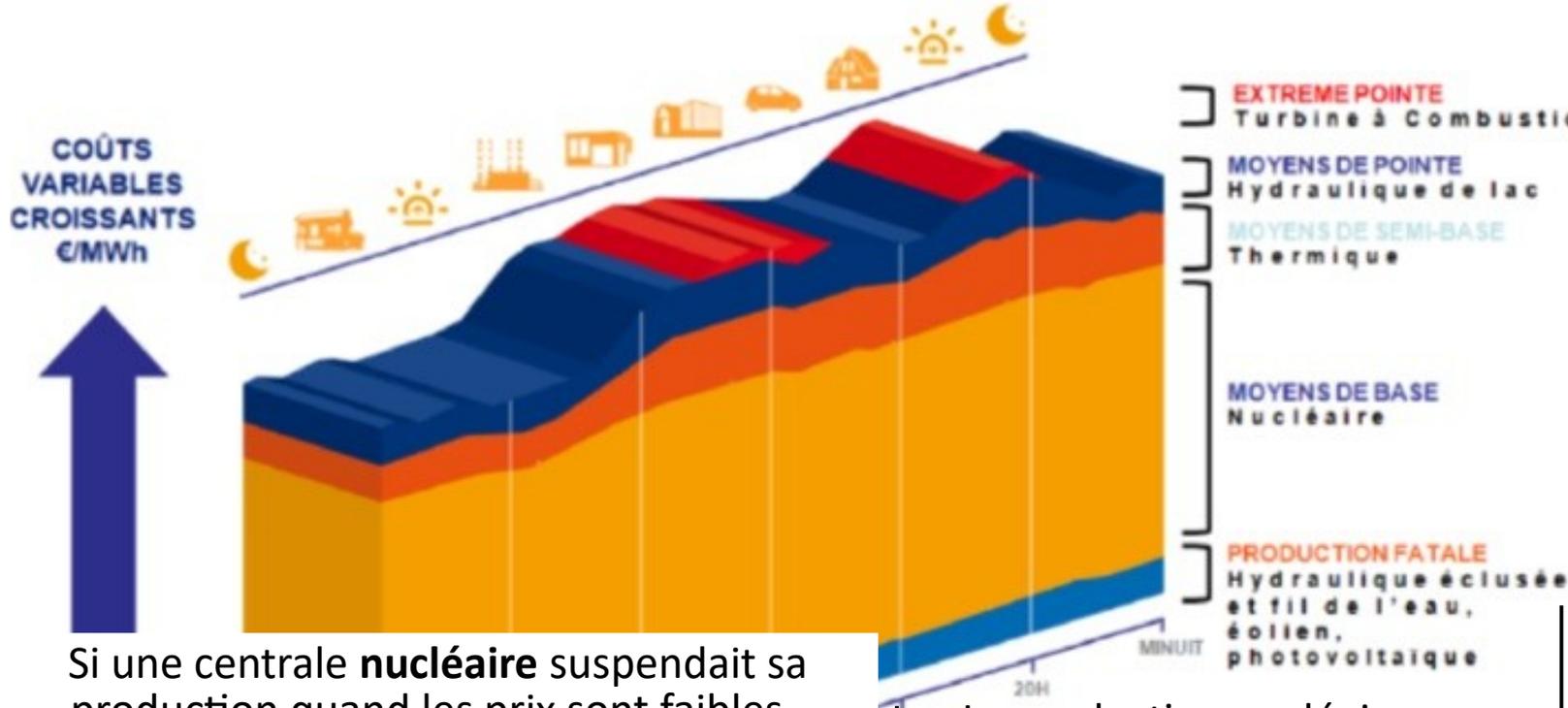
Les contraintes :

- Le **manque de confiance** des investisseurs (surtout financiers) ;
- Le **manque de fonds propres** des particuliers et des PME ;
- En présence de production intermittente, fatale ou nucléaire, **le prix du marché ne reflète pas les coûts de production**, d'où rentabilité douteuse ou impossible pour l'exploitant (mais non forcément pour la société).

Les règles :

- **Minimiser l'intensité en capital de la première année de production** d'électricité ou carburant décarbonés (rapport capital financier investi / énergie délivrée sur un an) ;
- **Garantir les tarifs d'achat de l'électricité décarbonée et du biogaz** par un grossiste (tarif « guichet ouvert », complément de rémunération, appel d'offre) ;
Rem : appliqué de facto autrefois au nucléaire (monopole EDF) et aujourd'hui de jure à l'EPR britannique et aux énergies renouvelables nouvelles ;
- **Rémunérer la mise en réserve de turbines à gaz.**
- **Garantie publique d'emprunts** des particuliers ou PME (et de facto EDF)

Pourquoi les tarifs garantis (ou système équivalent) sont nécessaires et légitimes



Si une centrale **nucléaire** suspendait sa production quand les prix sont faibles, ses coûts baisseraient peu, car le combustible est très minoritaire dans le coût de production..

La production nucléaire ne peut pas être modulée fortement dans les deux sens sur 30 min au gré des cours.

Lors des **enchères** par pas de 30 min, les producteurs utilisant une **énergie primaire fatale** (éolien, PV, hydro fil de l'eau et éclusée) sont **obligés d'accepter n'importe quel prix**, car suspendre leur production ne réduirait presque pas leurs coûts variables et il faut assumer les coûts fixes.

Pas de couverture des frais fixes du nucléaire neuf, des énergies renouvel. fatales et de la réserve de longue durée par le marché. Le problème ne se posait pas avant la libéralisation.

Nucléaire Coûts et durées de construction de quelques projets récents

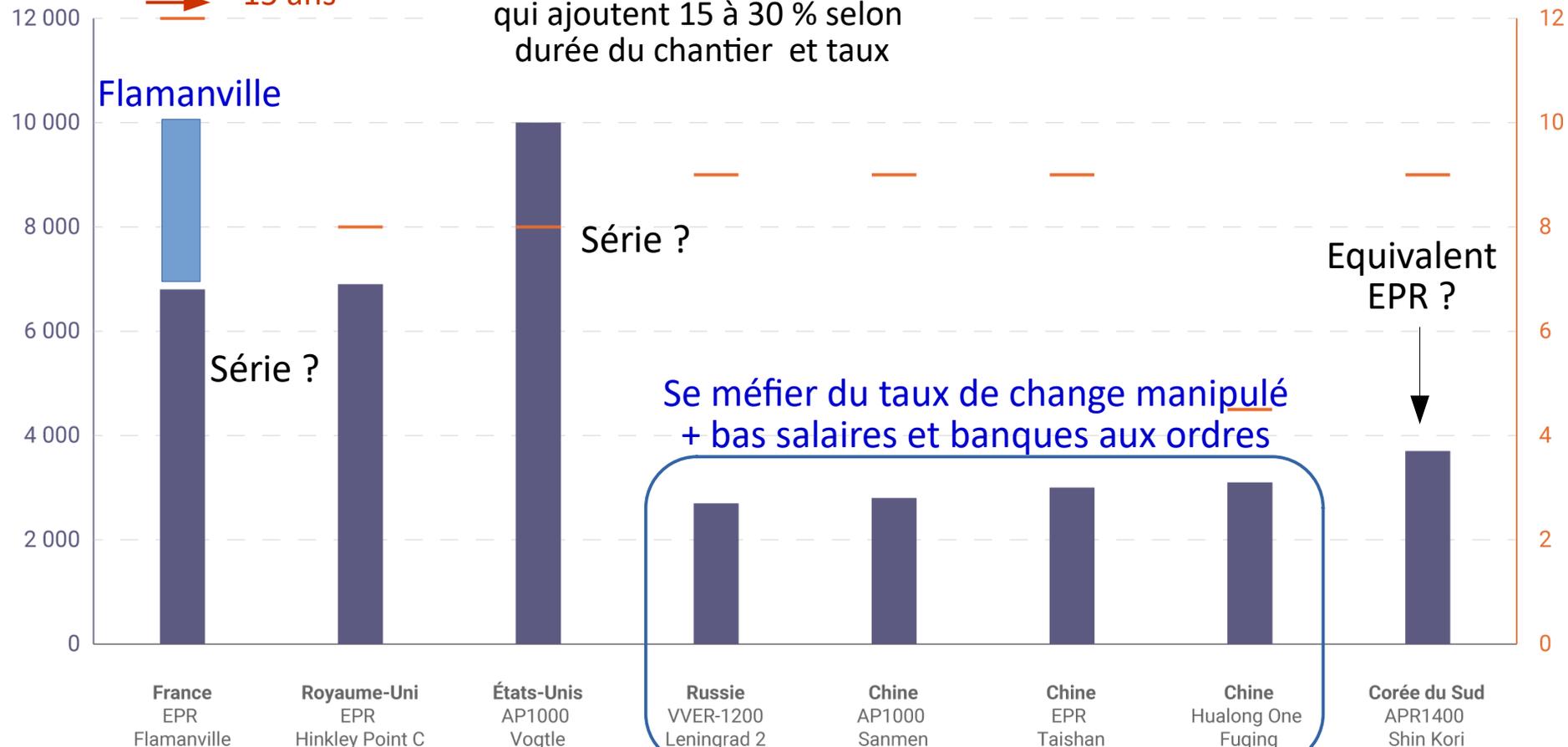
Coût « overnight* » en €/kW

→ 15 ans

Hors intérêts intercalaires

qui ajoutent 15 à 30 % selon durée du chantier et taux

Durée de construction en années



Données avril 2019 (taux de change utilisés : 1 € = 1,13 \$; 1 CNY = 0,15 \$).
Sources : Bloomberg, EDF, Hankyoreh, SFEN, South China Morning, Southern

*Le coût « overnight » comprend l'ensemble des coûts d'ingénierie et de construction consentis pour mettre en service l'installation (à l'exclusion des coûts financiers liés à la durée du chantier).

Intensité en capital de la première année de production

2019 2020	Solaire PV sol	Solaire PV grande toiture, ombrières	Eolien à terre	Eolien en mer	Petite hydro	Grande hydro	Nucléaire 3G hors prototypes	Nucléaire prolongé 60 ans
CAPEX (€/kW)	800 à 900 En baisse rapide	1100 à 1200 En baisse rapide	1400 à 1600	3000 à 4000 En baisse	2100 à 5600		4000 à 8000	1000 (4500 selon Greenpeace: grotesque)
CAPEX (€/kWh annuel)	0,5 à 1	0,7 à 1,3	0,6 à 0,8	0,75 à 1	Très divers 0,5 à 1,5		0,6 à 1,2	0,14 (0,6 selon Greenpeace)

Toutes similaires sauf nucléaire prolongé... mais un projet nucléaire neuf dure ≥ 8 ans et un chantier nucléaire suspendu coûte très cher (intérêts intercalaires) \rightarrow risque.

Facteur de charge : Solaire 1200h \pm 300 ; Eolien à terre 2150h \pm 350 ; en mer 4000h ; Nucléaire 7000h

Financement complémentaire : la création de monnaie.

- Que **la banque centrale**, en priorité et en l'affichant solennellement,
 - rachète de manière répétée les titres de dette liés à l'investissement énergétique (hors fossiles) et
 - prenne de tels titres pour garantie de remboursement des dettes des banques envers elle. (cf. discours Chr. Lagarde, BCE)

- Que **l'Etat utilise l'effet de levier des banques pour démultiplier son soutien** à l'investissement dans la transition énergétique :

Apport au capital de certaines banques de détail (notamment les publiques) en échange de l'obligation d'en prêter 12,5 fois plus (ratio prudentiel) pour les investissements dans la transition énergétique.

Source de cet apport : les dividendes versés par la banque centrale à l'Etat.

France : **2 G€ apportés donnent 48 G€ prêtés** (2 % du PIB).

Réitérable.

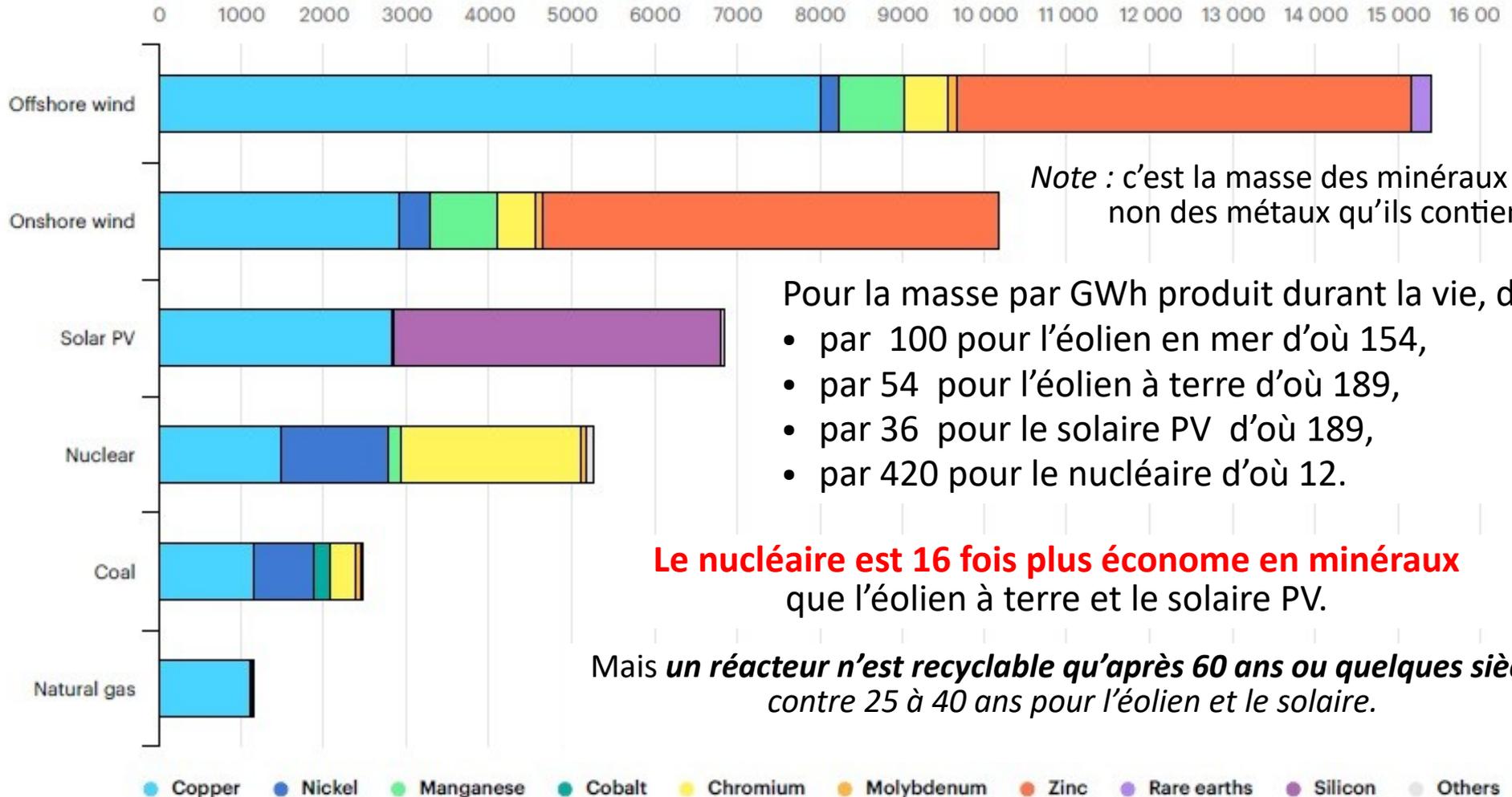
Le problème de l'extraction minière

Quelques vérités qu'il faut rappeler :

- **Silicium : pénurie durable impossible** car c'est le deuxième plus abondant élément dans l'écorce terrestre (cf. sable) ; recyclage effectif ;
- **Lithium : pénurie durable impossible** car on le trouve aussi dans les résidus d'extraction des phosphates, dans les nappes profondes d'eau chaude (cf. Alsace) et dans la mer ; extraction par évaporation au soleil + réactifs chimiques ; idéal déserts près de la mer ; recyclage effectif ;
- **Pas de terres rares dans les accumulateurs au lithium et très peu dans les piles à combustible ;**
- **Pas de cobalt dans les accus lithium-fer-phosphate (stockage fixe) ;**
- **Dans plus de 90 % des éoliennes terrestres, pas de terres rares dans la génératrice** car elle n'a pas d'aimant permanent ; les moteurs d'orientation peuvent en contenir mais peu et non obligatoire ; **dans les éoliennes marines, terres rares pas obligatoires** (cf. constructeur Enercon) ;
- **Plus de 90 % des matériaux des éoliennes et des installations solaires sont recyclables et recyclés** – même le socle de béton – au bout de 25 ans pour les éoliennes et 40 ans pour le solaire ; **les batteries sont recyclables et recyclées** au bout d'environ 5 ans (France : envoyées en Chine!) ;
donc **la contrainte d'extraction minière ne pèse que jusqu'en 2050.**
- **La composition d'un moteur électrique ou d'une batterie ne dépend pas de l'énergie primaire :** nucléaire et renouvelables ont le même besoin.

Masse requise de minéraux non-ferreux (hors alu)

kg/MW



Note : c'est la masse des minéraux et non des métaux qu'ils contiennent.

Pour la masse par GWh produit durant la vie, diviser :

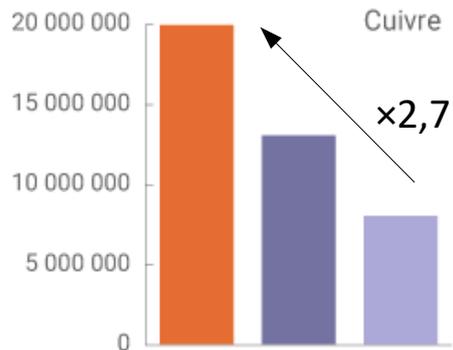
- par 100 pour l'éolien en mer d'où 154,
- par 54 pour l'éolien à terre d'où 189,
- par 36 pour le solaire PV d'où 189,
- par 420 pour le nucléaire d'où 12.

Le nucléaire est 16 fois plus économe en minéraux que l'éolien à terre et le solaire PV.

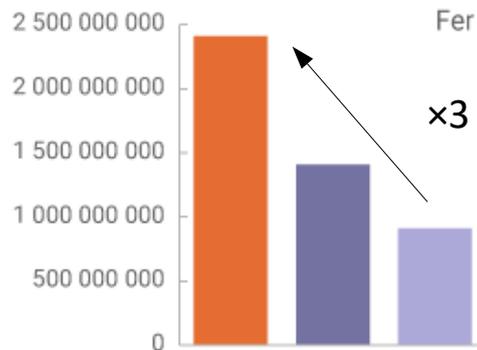
Mais *un réacteur n'est recyclable qu'après 60 ans ou quelques siècles* contre 25 à 40 ans pour l'éolien et le solaire.

A l'échelle mondiale, selon les scénarios GIEC de lutte contre le réchauffement...

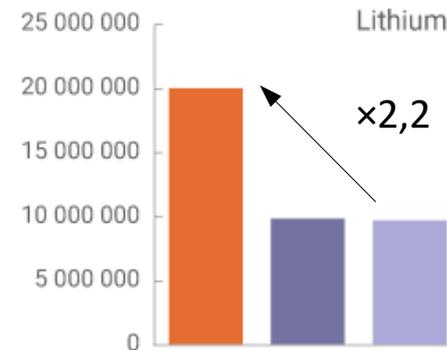
Transition énergétique : Demande estimée de métaux selon les scénarios entre 2013 et 2050 (en tonnes) en plus de la consommation hors transition.



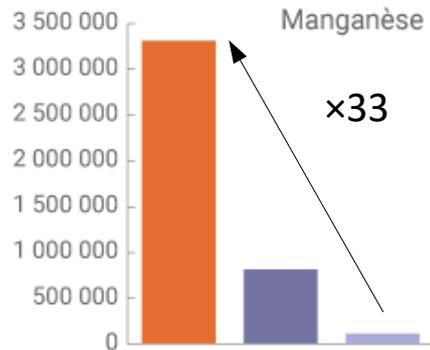
Contre 780 millions au rythme actuel



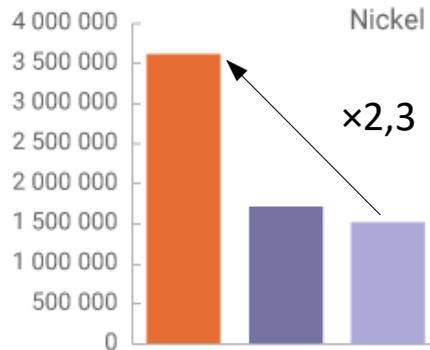
Contre 92 milliards au rythme actuel



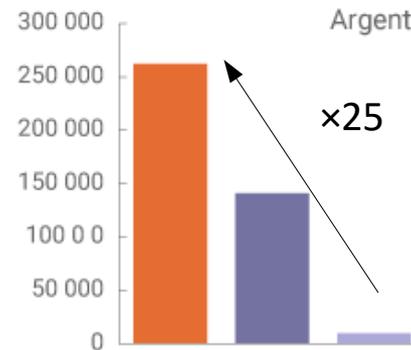
Contre 2,8 millions au rythme actuel



Contre 740 millions au rythme actuel



Contre 100 millions au rythme actuel



Contre 900 000 au rythme actuel

Sources : Banque mondiale

« Scénario +6°C » = on ne fait presque rien

■ Scénario + 2°C

■ Scénario + 4°C

■ Scénario + 6°C

Ne pas exagérer le problème de l'approvisionnement en métaux.

Très gros effort d'extraction supplémentaire requis pour le lithium et l'argent.

Pour les autres métaux, une augmentation de quelques % suffit

Dépendance aux pays extracteurs de métaux.

Mais

la part de la production mondiale n'est pas la part des réserves et la Chine est le premier consommateur des métaux qu'elle extrait.

La France a des gisements :

W, Sb, Mo, Sn, Nb, Ag, Au, Ge, Pb, terres rares, etc.

Potentiel modéré ou élevé et coût d'extraction raisonnable.

Mais **opposition écologiste et NIMBY**. Cf. Salau (Ariège)



L'impact environnemental



Mine de lithium
(on voit surtout les étangs où la solution saline s'évapore)

Mine de fer



Mine de terres rares



Surface occupée = estimateur grossier de l'impact environnemental local

	Solaire PV (F)	Eolien (F) à terre	Hydro	Nucléaire (F) neuf	Gaz naturel
Surface/ Puissance (m ² /MW)	Au sol : 20 à 30 mais revégétalisation ou site anthropisé Agrivoltaïque, ombrières, toitures : 0	Avec piste et PL 2 à 5 dont 50 % se revégétalisent 3 à 6 avec surface survolée	5 à 200 y compris le terrain noyé Mais les centrales au fil de l'eau créent un nouvel écosystème	Centrale : 0,3 ± facteur 2 ou 3 (+1 avec zone de pollution thermique) Avec cycle du combustible hors mine : 0,4 Avec mine : 1,4	
Surface/ Energie (m ² /GWh) sur durée de vie	Au sol : 700 (400 à 1200) Agrivoltaïque, ombrières, toitures : 0	60 (30 à 100) 80 (40 à 150)	10 à 1500 selon site et rôle. Moyenne 20 à 60	Centrale : 1 ± facteur 2 ou 3 Avec cycle comb. hors mine: 1,5 Avec mine : 4	2,5 à 25 selon type et mode de fonctionnement

Solaire : 800 à 1600 h (moyenne 1200), 30 ans sans dégradation (=40 ans avec) et rendement auxiliaires 83 % ; Hydro : 1300 à 4000 h et 100 ans ; Eolien : 1800 à 2800 h (moyenne 2150) et 25 ans ; Nucléaire : 7000 h et 60 ans ; GN : 40 ans.

Masse de matériaux = estimateur grossier de l'impact environnemental global hors combustible

Centrale hors raccordement	Solaire PV silicium	Eolien à terre	Hydro	Nucléaire	Gaz naturel
Béton, ciment (m ³ /MW) (m ³ /GWh) sur vie Sur 1 ^{ère} année	Très peu ou ~25 0,7 21	140 2,6 65	Très divers 14 1400	180 0,4 26	0,4 16
Fer, acier (t/MW) (t/GWh) sur vie Sur 1 ^{ère} année	55 1,5 46	117 2,2 54	Très divers 0,07 7	60 0,1 9	0,2
Métaux non-ferreux (t/MW) (t/GWh) sur vie Sur 1 ^{ère} année	10 0,3 8	2,3 0,04 1,1	0,001 0,1	1,7 0,004 0,2	0,001
Verre / silicium (t/MW) (t/GWh) sur vie Sur 1 ^{ère} année	37 / 2,6 1 / 0,07 31 / 2,2	<i>Sources : SCLCI 2007, IEA 2020, DOE 2015, IRENA 2017, Carrara et al. 2020...</i>			

L'impact sanitaire

	Solaire PV	Eolien	Hydro	Nucléaire		Biomasse	Gaz naturel	Charbon
				hors accident majeur (dont non-irradiés)	accident majeur			
Mortalité par TWh	0,45	0,15	1,4 0,1 au fil de l'eau grande puissance	Jusqu'à 100 ans : 0,04 (0,02 à 0,08) à 0,075 (0,04 à 0,15) Jusqu'à 500 ans : 0,05 (0,03 à 0,10) à 0,2 (0,1 à 0,4) 10 000 ans : 0,15 (0,07 à 0,3) à 2 (1 à 4)	Jusqu'à 80 ans : (20 ans d'irradiation) 0,00008 à 0,29 +1% au delà de 80 ans	4 à 24	2,8 à 4	25 à 100

Sources non-nuc : ADEME, Pour la science, etc.

Sources nucléaire : UNSCEAR 1995, 2020 ; BEIR VII ; ICRP/CIPR ; CIRC 2006 ; Externe 1995 ;

Proba accid : IRSN ; EDF ; Externe 95 ; NEA ; AIEA. Proba. en France ; intervalle d'incertitude déduit des autres pays car non donné par IRSN et EDF.

Dose collective : Tchernobyl (donc surestimée car Fukushima ≈ 25 % Tchernob. par réacteur (IRSN))

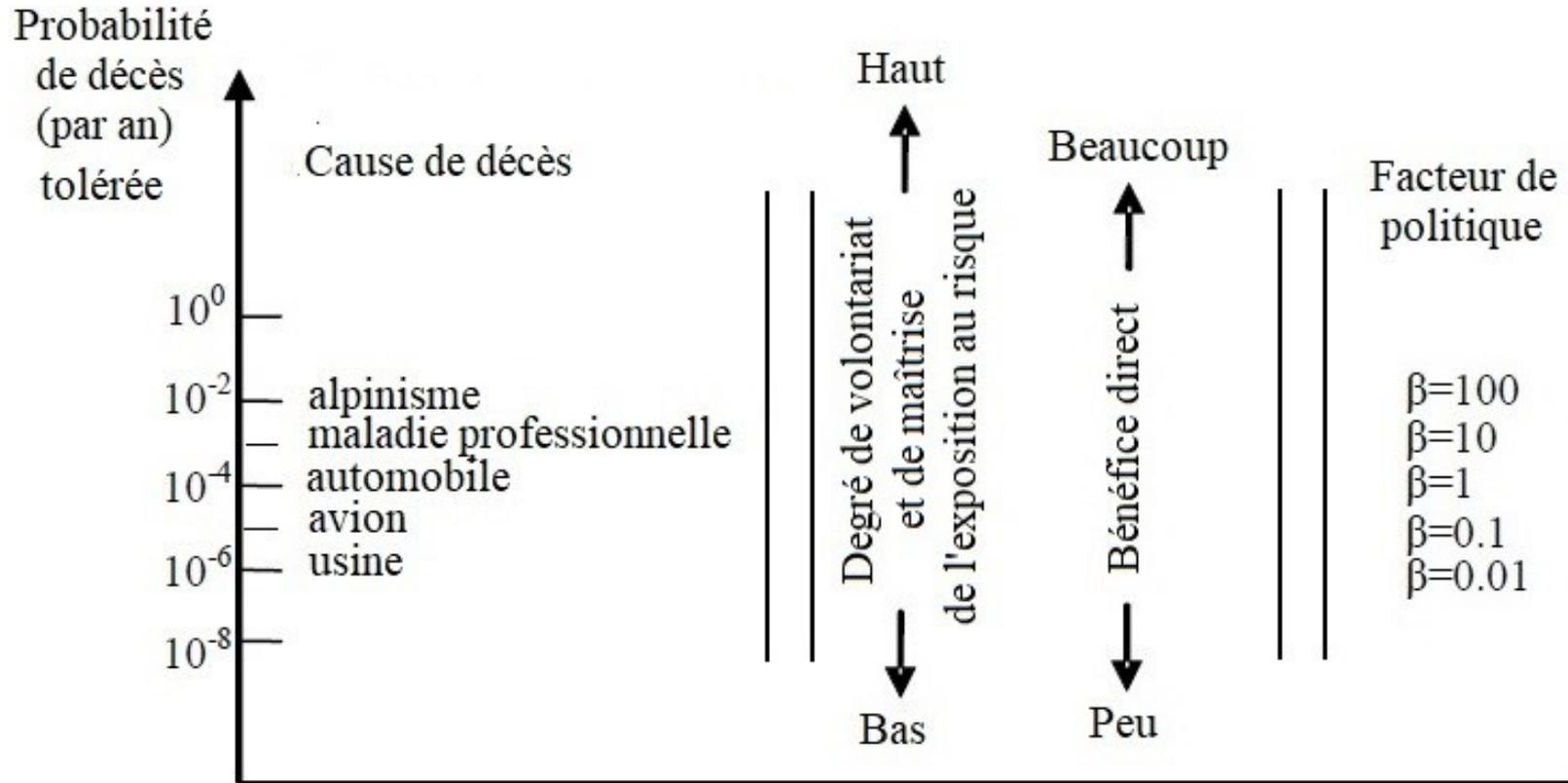
Relation dose-effet : pente moyenne adoptée 4 %/Sv au lieu de 5 car surestimation systématique par la RLDE standard à faible dose (réaction d'autoprotection biologique prouvée).

C'est quand même probablement surestimé.

Les valeurs principales hors accident majeur sont les moyennes selon la qualité de la réhabilitation des mines, le retraitement ou non et, si retraitement, la capture C14 ou non.

Les valeurs entre parenthèses signalent l'incertitude aléatoire de la relation dose-effet (2 à 8 %/Sv pour notre moyenne).

Facteur de pondération β du risque tolérable selon le degré de volontariat et de maîtrise de l'exposition au risque et selon le degré de bénéfice personnel de l'activité source de risque
(méthode classique en gestion du risque)



Adoptons un facteur $\beta = 1/N$ (inconnu et imprécis) pour la génération présente (80 ans) et $\beta = 1/(10 N)$ pour l'irradiation des générations futures, non-bénéficiaires des activités présentes.

Mortalités pondérées selon le statut bénéficiaire ou non-bénéficiaire

	Solaire PV	Eolien	Hydro	Nucléaire		Biomasse	Gaz naturel	Charbon
				hors accid. majeur (dont non-irradiés)	accident majeur			
Morts/ β par TWh	0,45 N	0,15 N	1,4 N 0,1 N au fil de l'eau grande puissance	<p><i>Jusqu'à 100 ans :</i> 0,04 N (0,02N à 0,08N) à 0,075 N (0,04 N à 0,15 N)</p> <p><i>Jusqu'à 500 ans :</i> 0,14 N (0,07 N à 0,3 N) à 1,3 N (0,6 à 2,6 N)</p> <p><i>10 000 ans :</i> 1,1 N (0,6 N à 2,3 N) à 19 N (9,5 N à 38 N)</p>	<p><i>Jusqu'à 80 ans :</i> 0,00008 N à 0,29 N (20 ans d'irradiation)</p> <p>+10% au delà de 80ans</p>	4 N à 24 N	2,8 N à 4 N	25 N à 100 N

Hors négligence extrême, le nucléaire n'est pas pire que le gaz naturel ou la biomasse. Sur 1 siècle, il est moins risqué que les EnR

Un bilan

Quelle politique optimale ?

Si la consommation est stable : L'optimum est la prolongation des réacteurs nucléaires.

Si la consommation augmente (croissance économique et remplacement des combustibles fossiles par l'électricité) :

Dans l'immédiat :

Capter le carbone 14 produit par La Hague.

Prolonger les réacteurs nucléaires existants ;

Achever l'EPR et lancer la construction d'un autre réacteur 3G (décarbonation au bout de 8 ans) ;

Développer le solaire au sol et sur grande toiture ou ombrières et l'éolien en raccourcissant les procédures (c'est \approx 50 % plus coûteux et a davantage d'autres impacts négatifs que le nucléaire prolongé mais *permet une décarbonation presque immédiate et continue*).

Pour entrée en service au-delà de 2030 :

Construire de nouveaux réacteurs nucléaires (*optimum socio-énergétique, environnemental et sanitaire* et assure une *réserve*) avec priorité à la 4G avec transmutation des déchets HAVL ;

Développer continûment le solaire et l'éolien (lisse les à-coups d'entrée en service du nucléaire et économiquement *moins coûteux au total que le nucléaire neuf* si on limite le stockage).

Et toujours :

Développer (1) le stockage (capacité \approx 10 % de la production annuelle d'énergie solaire et éolienne) **et (2) l'effacement de consommation** et **(3) les alternatives à l'injection dans le réseau et (4) l'interconnexion nationale et internationale** (*le contraire de l'idéal écolo d'autarcie locale*).