



Association française pour l'avancement des sciences  
Société d'encouragement pour l'industrie nationale

# Le stockage de l'énergie

Jean-Pierre HAUET

Paris – le 26 mai 2016

**Pourquoi stocker l'énergie : quels besoins ?**

# Pourquoi stocker l'énergie

- Par précaution : risques d'indisponibilité, de pénurie...
- Pour raisons économiques : éviter les périodes de tension sur les prix
- Pour adapter l'offre à la demande :
  - Lissage de la ressource : stockage des excédents à la production
  - Lissage de la demande : stockage au niveau des usages
- Pour répondre aux besoins spécifiques de certains usages :
  - Equipements portables
  - Mobilité
  - Réponses aux exigences en température, puissance, qualité de service, etc.

# Pourquoi stocker l'électricité ?

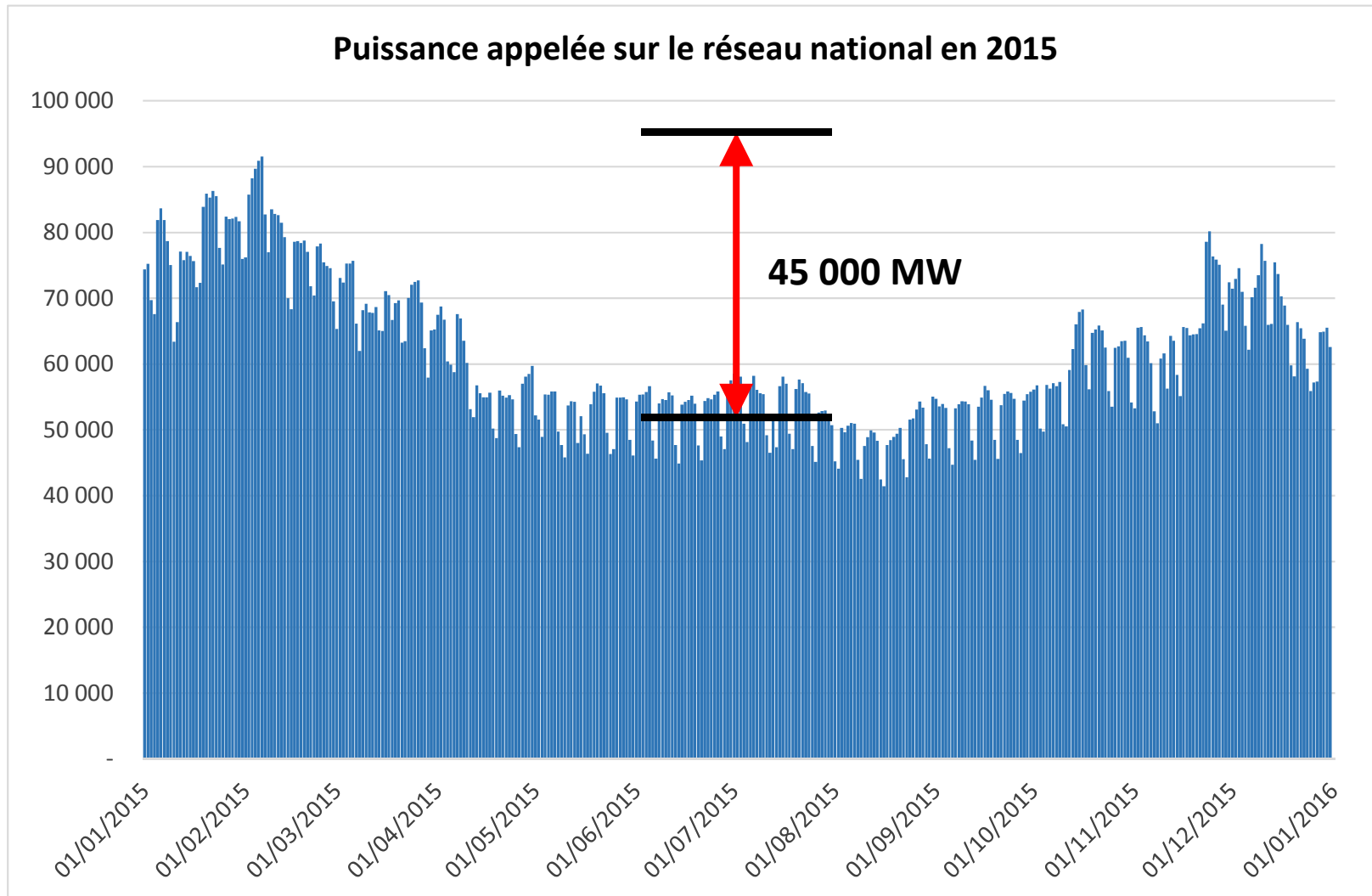
## Lissage temporel

- La régulation saisonnière
- La régulation hebdomadaire
- La régulation journalière

## Réponse à des nouveaux besoins

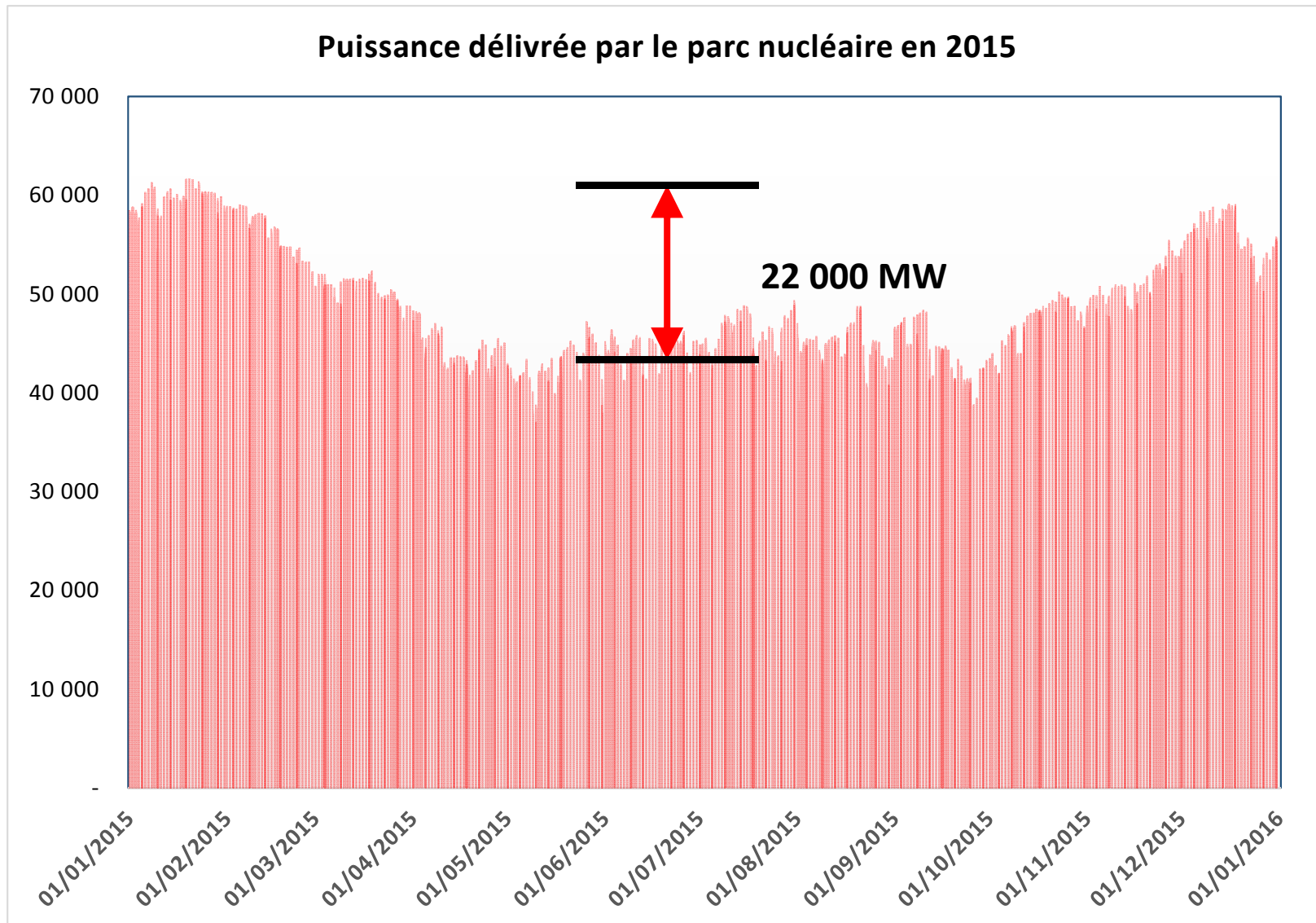
## Besoins système

# Le besoin de régulation saisonnière

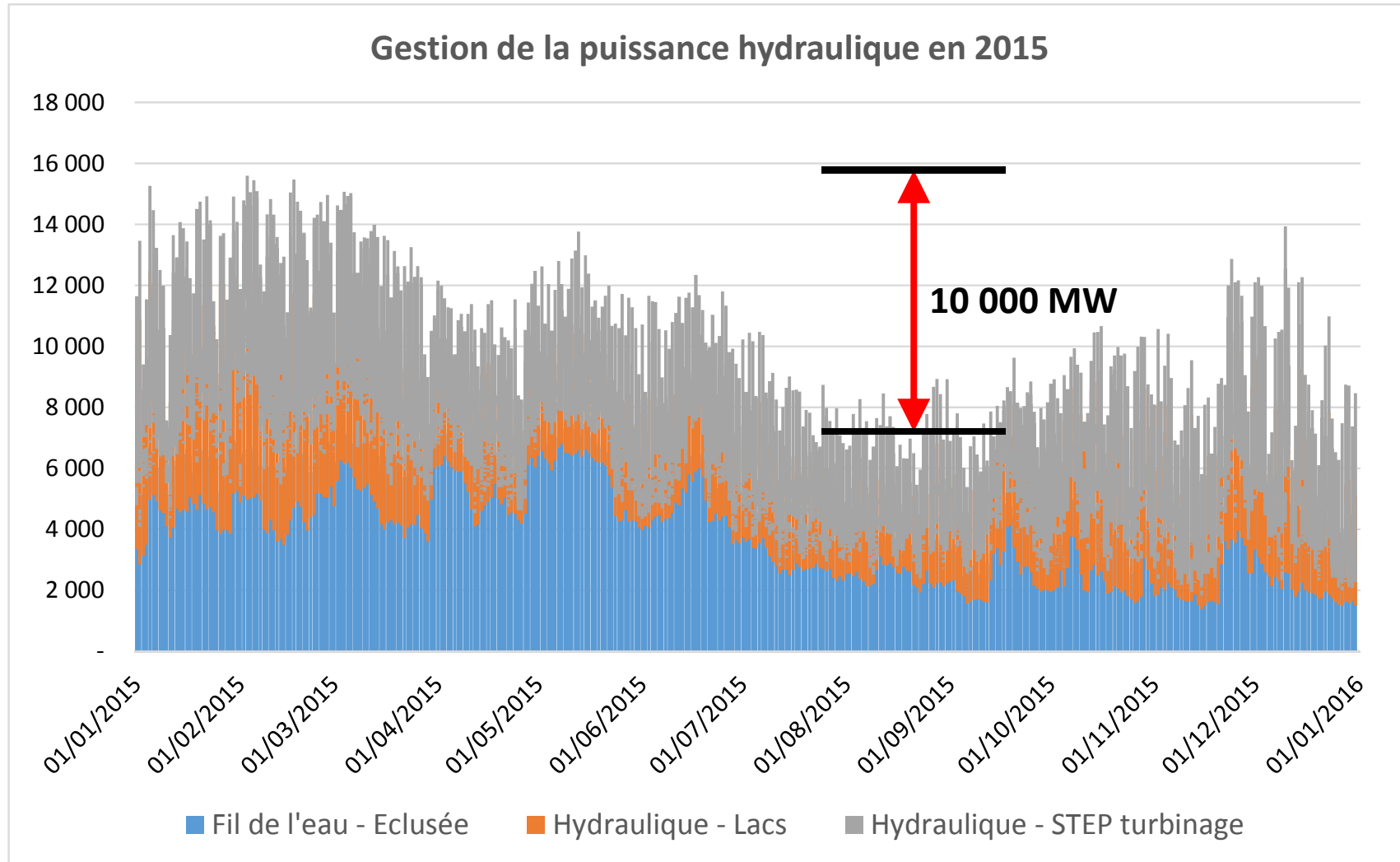


- Comment limiter les émissions de CO<sub>2</sub> et éviter de recourir aux centrales thermiques pour la régulation ?

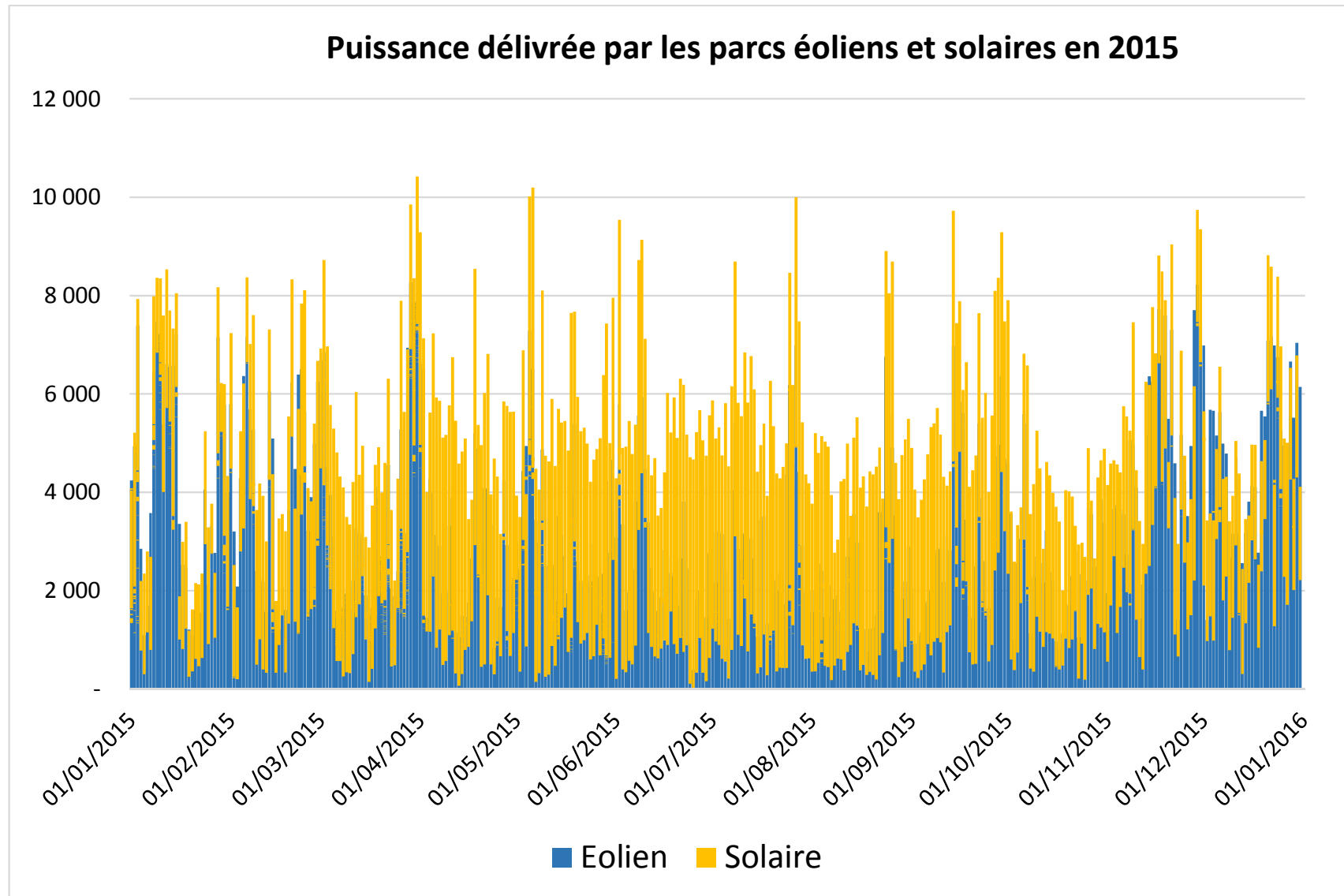
# Le nucléaire offre une certaine flexibilité



# L'apport de l'hydraulique



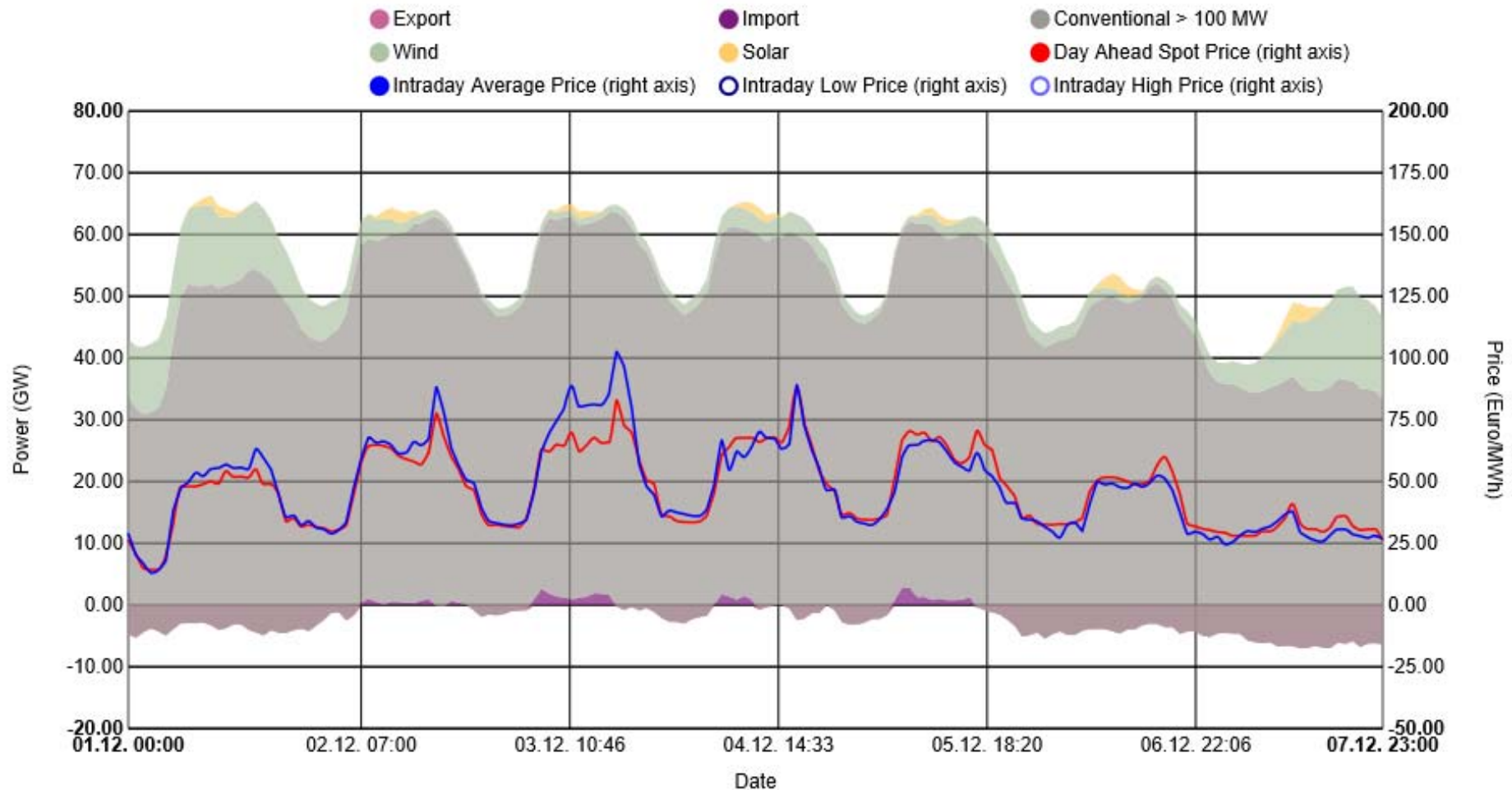
# Eolien et solaire ne sont pas dispatchables





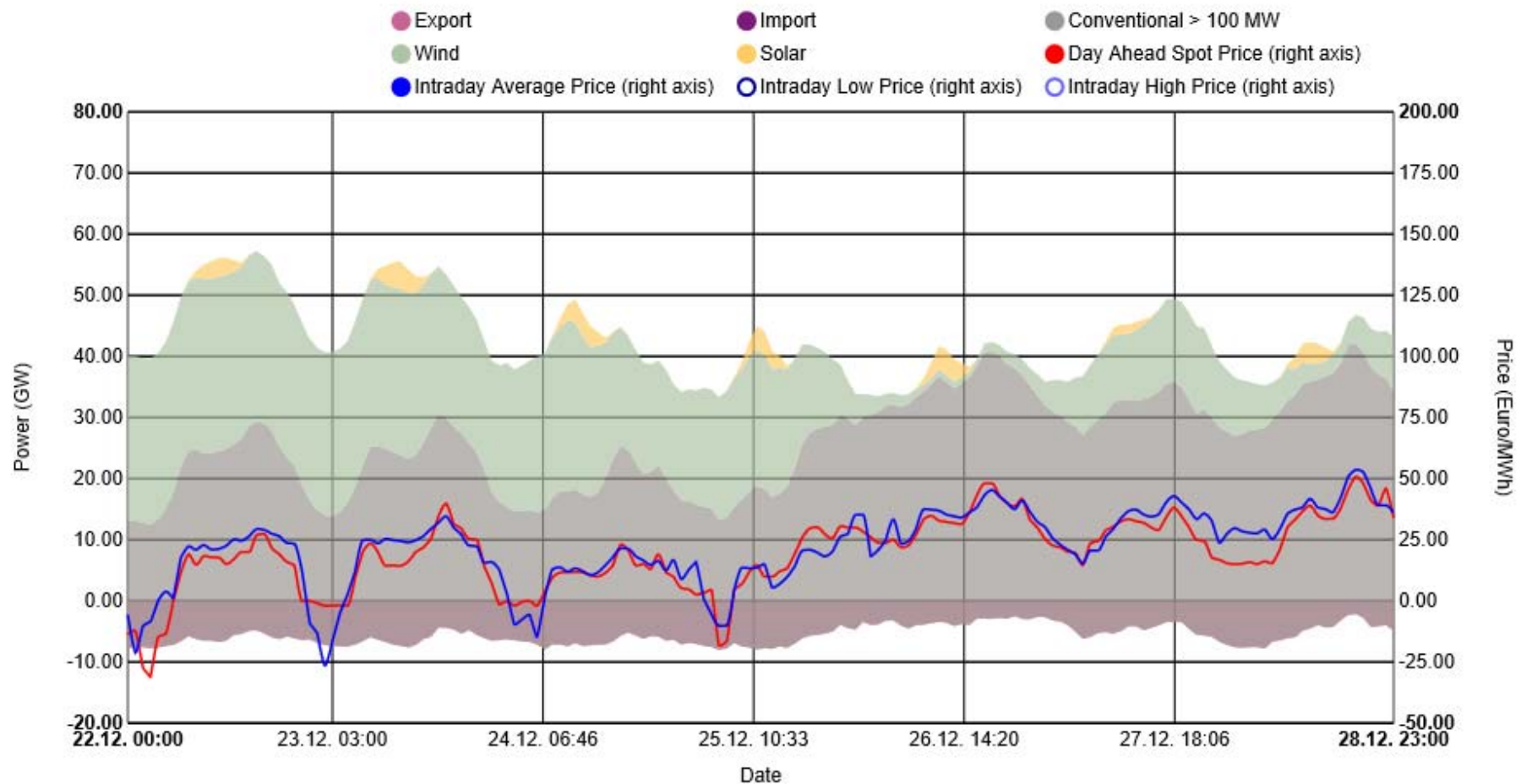
# La régulation hebdomadaire et l'impact des EnR (1)

- Le réseau allemand du 1<sup>er</sup> au 7 décembre 2014



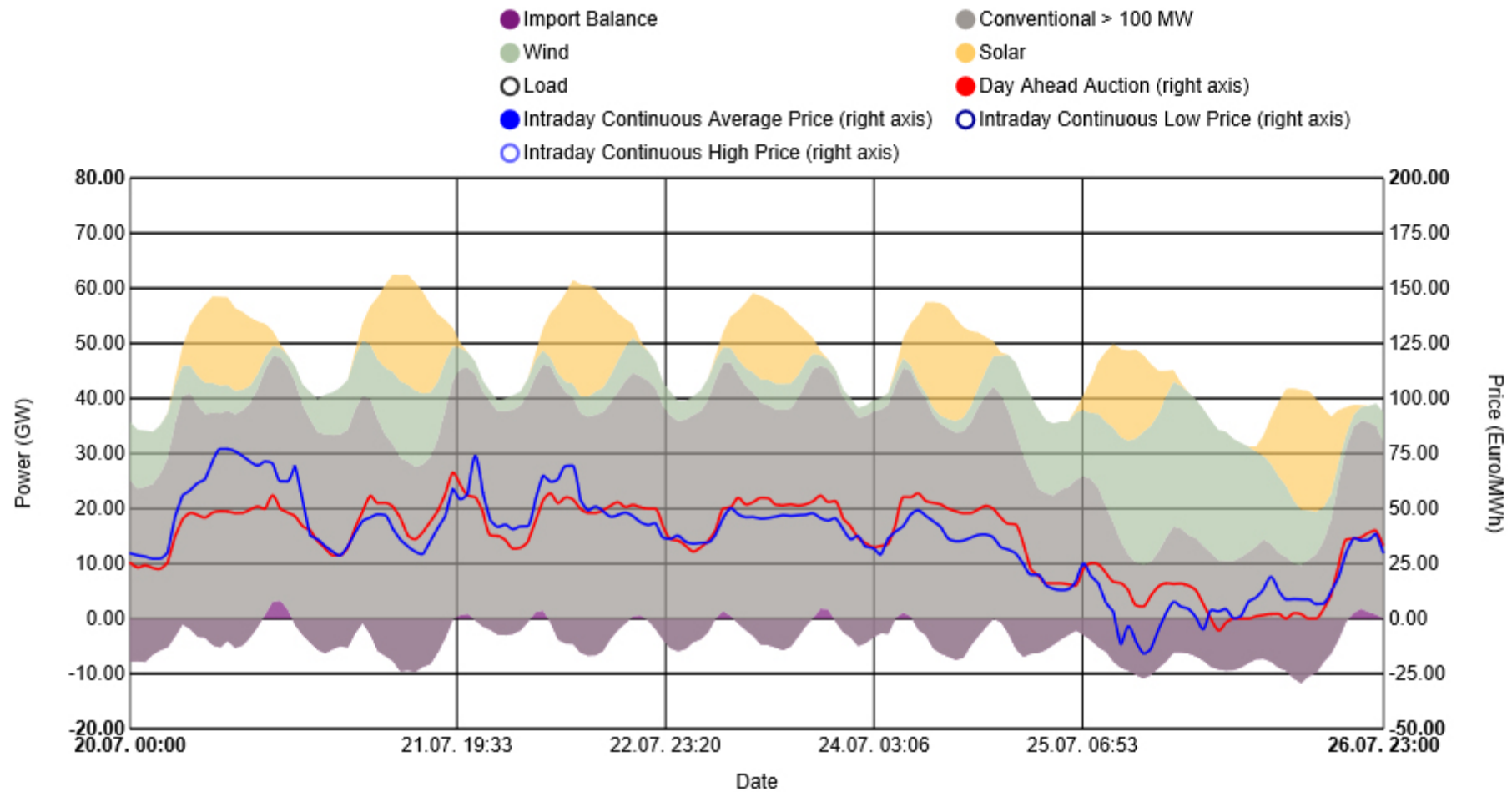
# La régulation hebdomadaire (2)

- Le réseau allemand du 22 au 28 décembre 2014



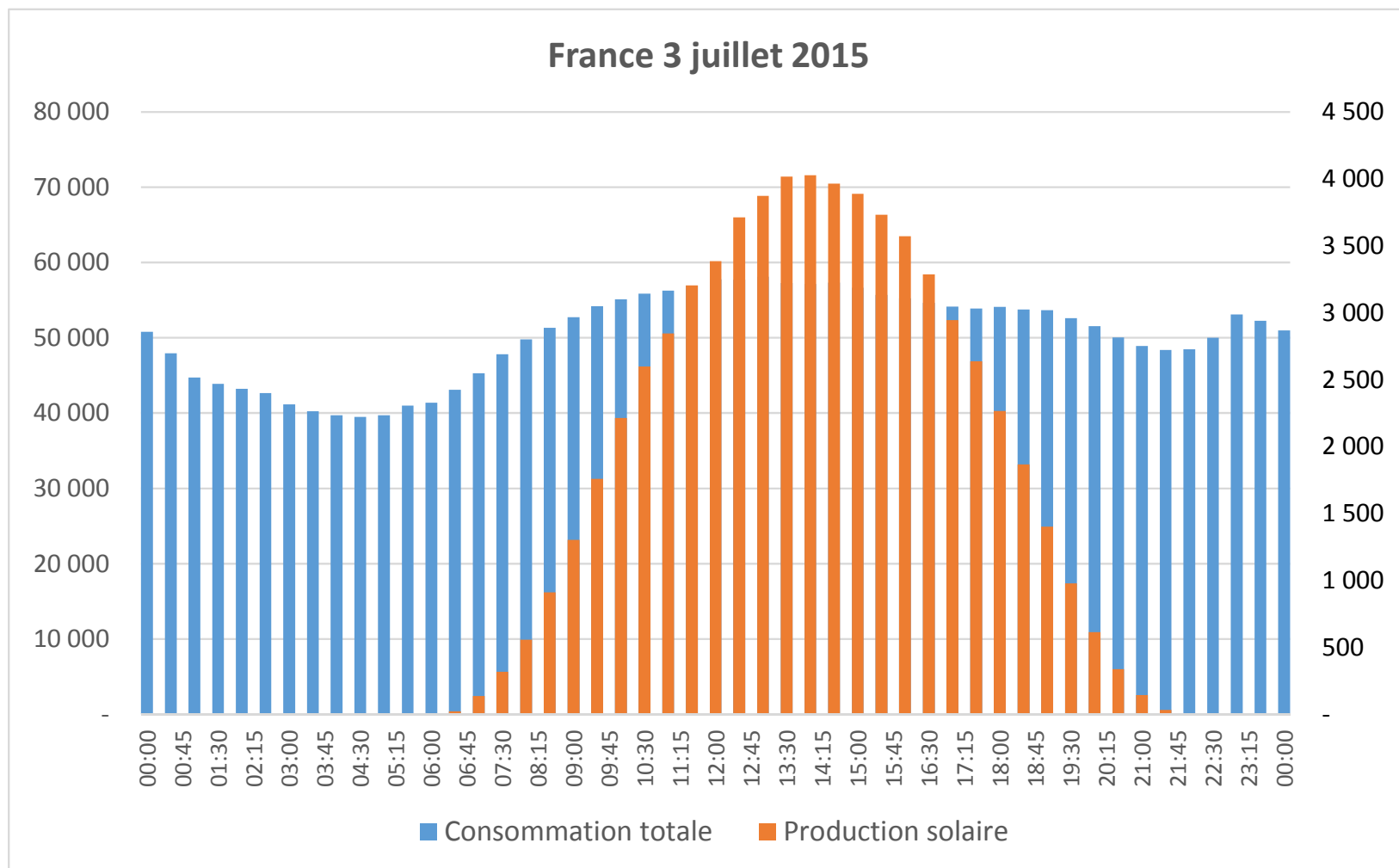
# La régulation hebdomadaire (3)

- Le réseau allemand du 20 au 26 juillet 2015



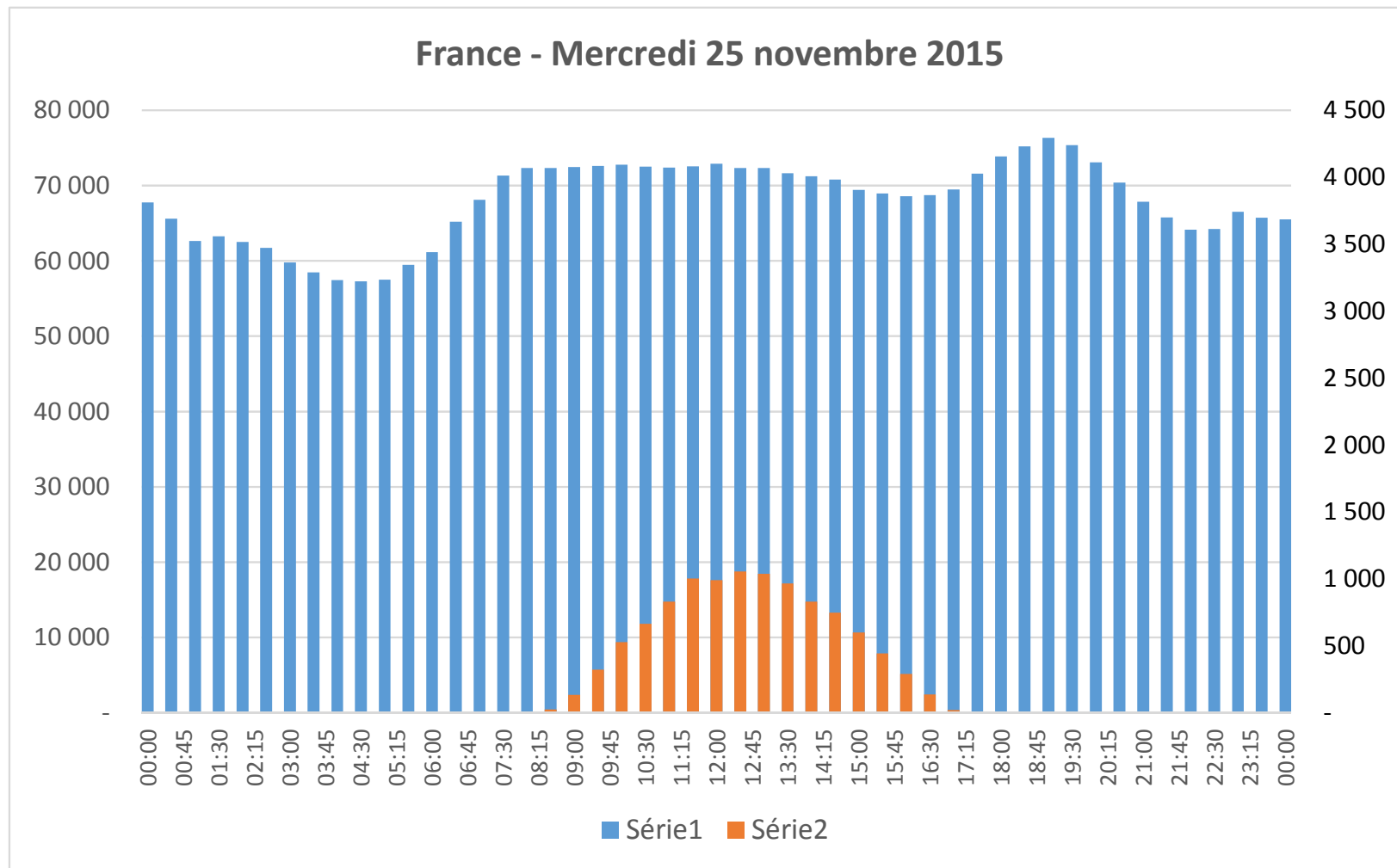
# La régulation journalière et l'impact des EnR (1)

- Consommation et apports solaires le vendredi 3 juillet 2015 en France : le photovoltaïque réduit l'écart de prix entre heures creuses et heures pleines



# La régulation journalière (2)

- Mercredi 25 novembre 2015 en France : le photovoltaïque ne contribue pas au passage de la pointe de 19 heures



# Les besoins finaux nouveaux

## La mobilité électrique et hybride

- L'autonomie → batteries  
Capacité, masse, encombrement, sécurité, longévité, prix
- Les performances : accélérations, récupération d'énergie, stop & go, biberonnage (voitures électriques, bus, tramways) → supercondensateurs



## Les besoins domestiques ou urbains

- Les bâtiments à énergie positive
- Les quartiers à énergie positive
- L'autoconsommation, l'autoproduction

# Le problème du BEPOS

Que cherche-t-on à optimiser ?

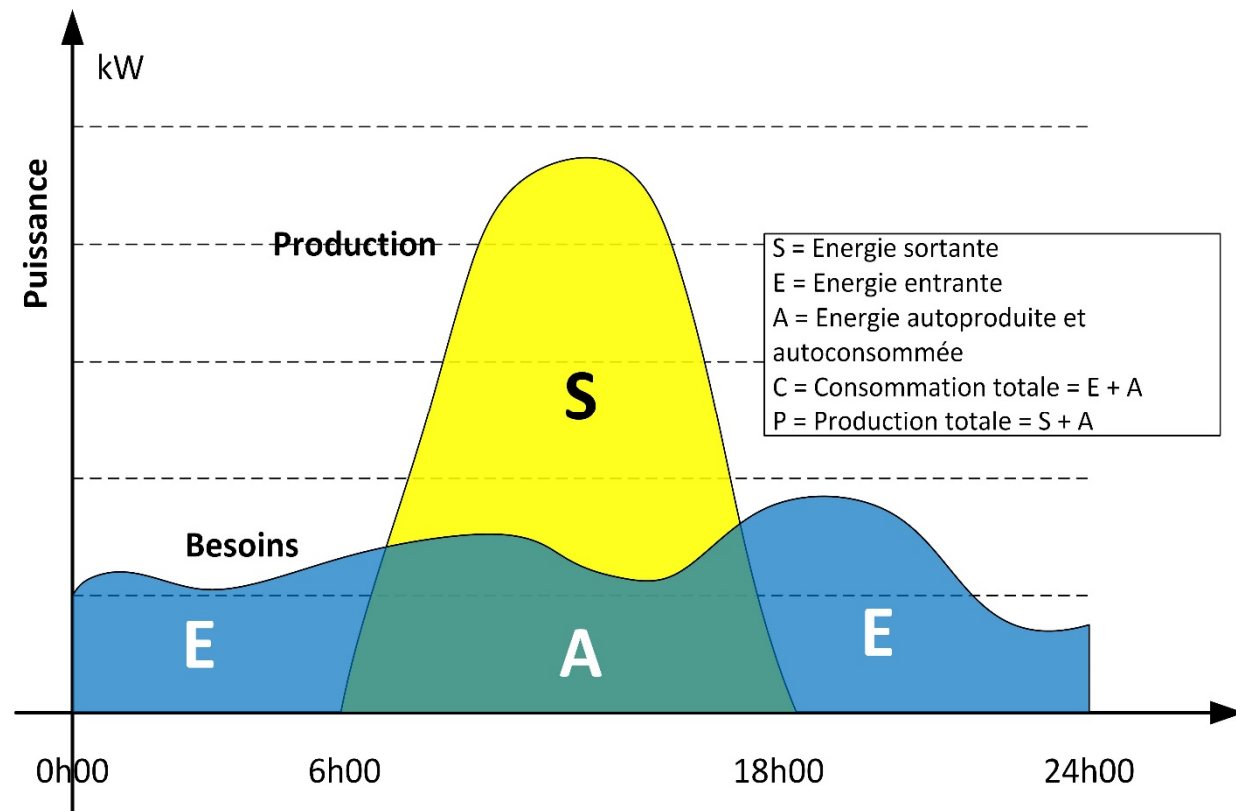
$(S+A)/(E+A)$  : Autoproduction

$A/(S+A)$  : Autoconsommation

$A/E+A$  : Autosatisfaction

Aujourd'hui, la tendance est de faire de la « compensation » ( $S \geq A$ ),  $S$  étant rejeté sur le réseau sans se préoccuper de la valeur économique de  $S$

L'autosatisfaction nécessite de pouvoir stocker  $S$  pour couvrir  $E$



# Les besoins système

## Les réserves

- Réserve primaire (quelques secondes)
- Réserve secondaire (quelques minutes)

## Les fonctionnalités smart grids

- Lissage dans le temps et dans l'espace
  - o Nivellement de la charge
  - o Ecrêtement des pointes
- Qualité de la fourniture
  - Stabilisation de la tension et de la fréquence
  - Réduction des harmoniques
  - Réduction des micro-coupures
- Secours

Les fonctions smart grids nécessitent d'associer stockage et conditionnement de l'électricité notamment par création d'inertie compensant la disparition progressive de grosses machines tournantes





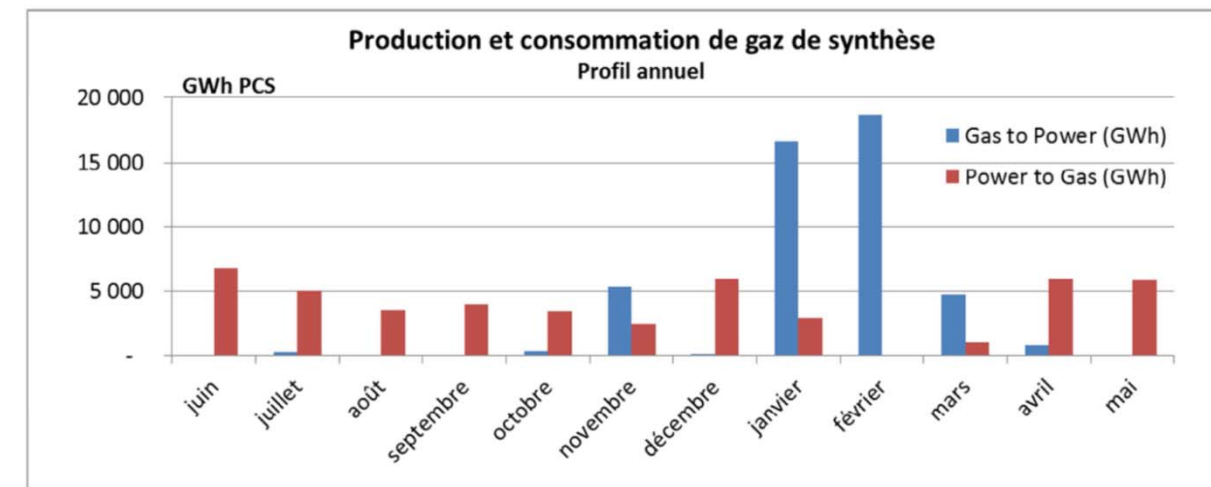
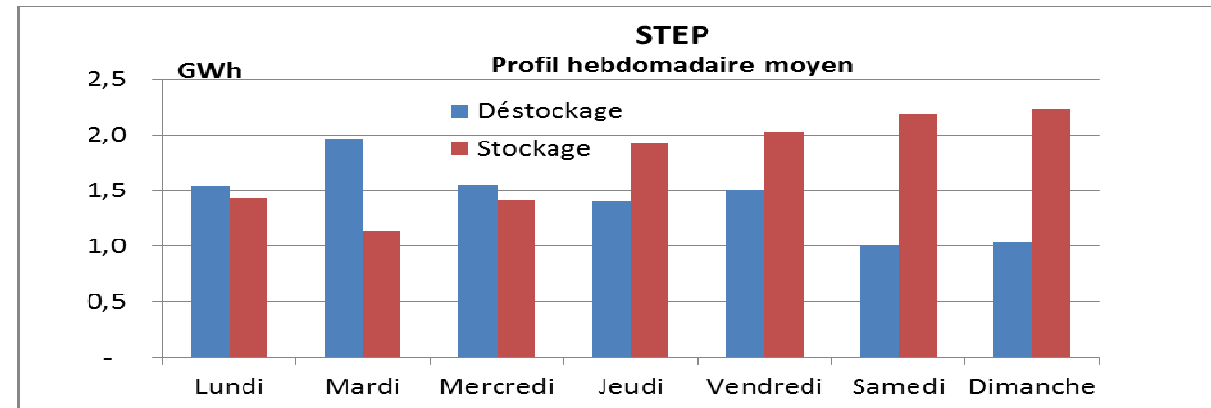
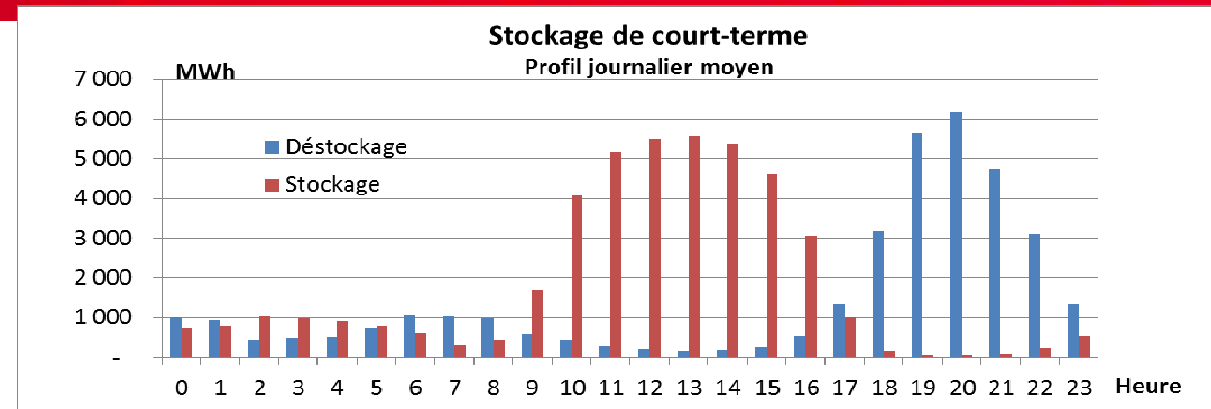
# Une estimation théorique des besoins à long terme

## Etude ADEME 2015 sur un schéma mix électrique 100 % renouvelable en 2050

Hors stockage infra-horaires et dans une hypothèse de forte maîtrise des consommations (420 TWh en 2050)

- Stockage de court terme : 12 GW (batteries, CAES)
- Stockage hebdomadaire : 7 GW (STEP)
- Stockage intersaisonnier : 17 GW (électrolyseurs et power to gas)

Nota : une consommation de 510 TWh conduit à augmenter les besoins de stockage de 80 %



# Les besoins actuels

- Les besoins actuels sont très éloignés des besoins résultant d'une estimation théorique dans une vision long terme d'évolution du système électrique
- Le système électrique français est déjà très flexible
- Les besoins supplémentaires du système électrique en 2030, dans l'état actuel des techniques et des modèles économiques, sont estimés par l'ADEME à moins de 2 GW
- L'évolution des techniques, des coûts et des modèles économiques sera déterminante
- Le stockage renchérit le prix du kWh livré : investissement, exploitation, rendement (de 25 à 95 %)
- Aujourd'hui, les modèles de prix laissent peu de place en France métropolitaine au développement du stockage sur le réseau(\*).
- A court terme la ligne de force principale est la mobilité

(\*) La situation est très différente en Californie et au Japon

**Quelles technologies ? Pour quels usages ?**

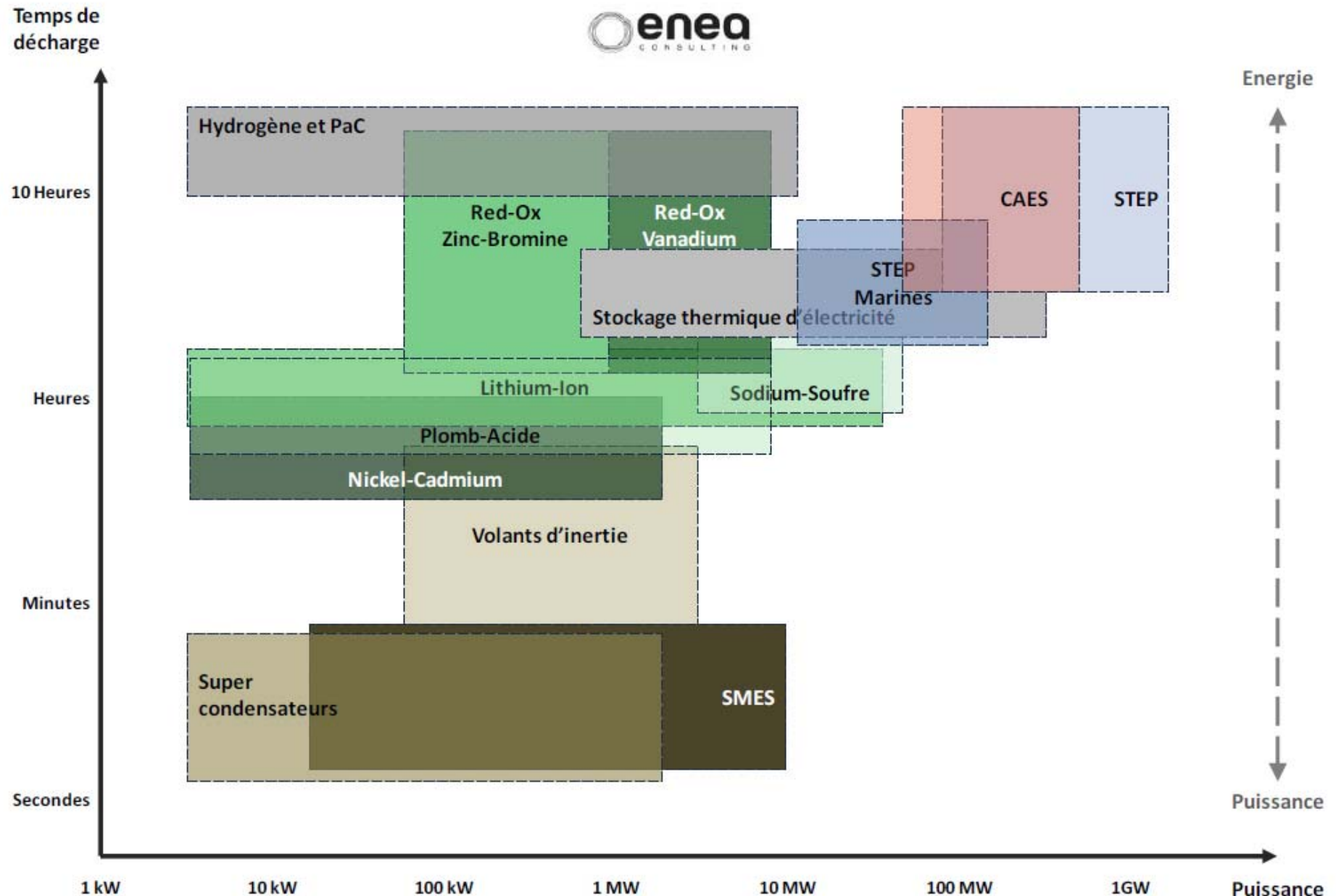
# Comment stocker l'électricité ?

## Trois approches

- **Le stockage direct** : difficile et limité pour l'instant (supercondensateurs et anneaux supraconducteurs) D
- **Le stockage par vecteur intermédiaire** : eau, hydrogène, batteries électrochimiques, air comprimé... V
- **Le stockage au niveau des usages finaux** : ballons d'eau chaude, acier, lingots d'aluminium F

Le stockage au niveau des usages relève du nivellement de la demande. Cependant le pilotage peut en être confié au système électrique (ballons d'eau chaude : 11 millions d'unités en France – 20 GW )

# Positionnement des principales solutions



# Quels vecteurs utiliser ? Pour quels usages ?

Vecteur	Type de stockage	Capacité unitaire	Puissance	Temps de réaction	Rendement	Durée de vie	Applications
Energie électrique	Super-condensateurs	10 Wh/kg	10 kW – 5 MW	ms	90 à 95 %	~100 000 cycles	Mobilité, démarrage des pales d'éolienne,,,
Energie électrique	SMES (Super-conducting Magnetic Energy Storage)	1 à 10 Wh/kg 20 MWh	10 kW – 40 MW	ms	95 %	20 à 30 ans	Stabilité des réseaux, qualité du courant, UPS
Vecteur	Type de stockage	Capacité unitaire	Puissance	Temps de réaction	Rendement	Durée de vie	Applications
Energie mécanique cinétique	Volant d'inertie (Flywheel)	1 à 25 kWh 30 à 40 Wh/kg	10 à 100 kW	< s	80 %	Très longue	Soutien du réseau, lissage productions renouvelables, récupération énergie

# Quels vecteurs utiliser ? Pour quels usages ?

Vecteur	Type de stockage	Capacité unitaire	Puissance	Temps de réaction	Rendement	Durée de vie	Applications
Energie mécanique potentielle Eau	STEP de montagne (Stations de transfert d'énergie par pompage)	1 à 200 GWh	100 MW à 3 GW	Min	70 à 85 %	> 40 ans	Régulation journalière ou hebdomadaire
Energie mécanique potentielle Eau	Stations de pompage de bord de mer		30 MW et plus	Min	70 à 85 %	> 40 ans	Régulation de la production d'origine éolienne
Energie mécanique potentielle Air comprimé	CAES (Compressed Air Energy Storage)	10 MWh à 100 GWh	10-300 MW	Min	70 à 70 %	> 30 ans	Régulation journalière ou hebdomadaire
Energie thermique Sels fondus	Centrales solaires thermo-dynamiques à concentration	200 hWh/m <sup>3</sup>	10 à 20 MW	Heure	~ 60 %	20 ans ?	Allongement de la durée de fonctionnement des centrales à concentration

# Quels vecteurs utiliser ? Pour quels usages ?

Vecteur	Type de stockage	Capacité unitaire	Puissance	Temps de réaction	Rendement	Durée de vie	Applications
Energie mécanique cinétique	Volant d'inertie (Flywheel)	1 à 25 kWh 30 à 40 Wh/kg	10 à 100 kW	< s	80 %	Très longue	Soutien du réseau, lissage productions renouvelables, récupération énergie
Energie électro-chimique	Batteries Lithium-ion	120 à 250 Wh/kg	→ 10 MW	< s	85 à 90 %	1 000 à 5 000 cycles	Equipements portables Mobilité Soutien du réseau Lissage productions renouvelables
Energie électro-chimique	Batteries Na/S	110 à 120 Wh/kg	→ 4 MW	< s	90 %	2 000 à 5 000 cycles	Stationnaires - Soutien du réseau électrique
Energie électro-chimique	Flow batteries	20 kWh à 100 MWh	5 kW à 10 MW	< s	65 à 75 %	2 000 à 10 000 cycles	Stationnaires -

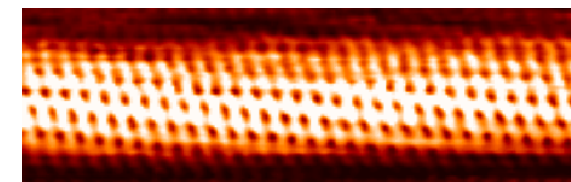
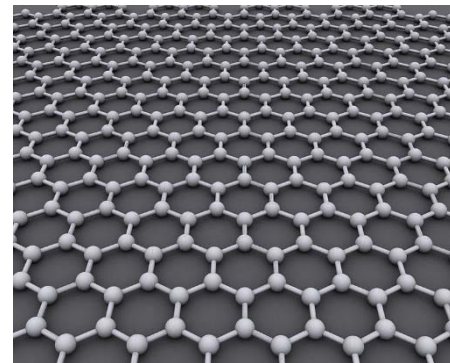
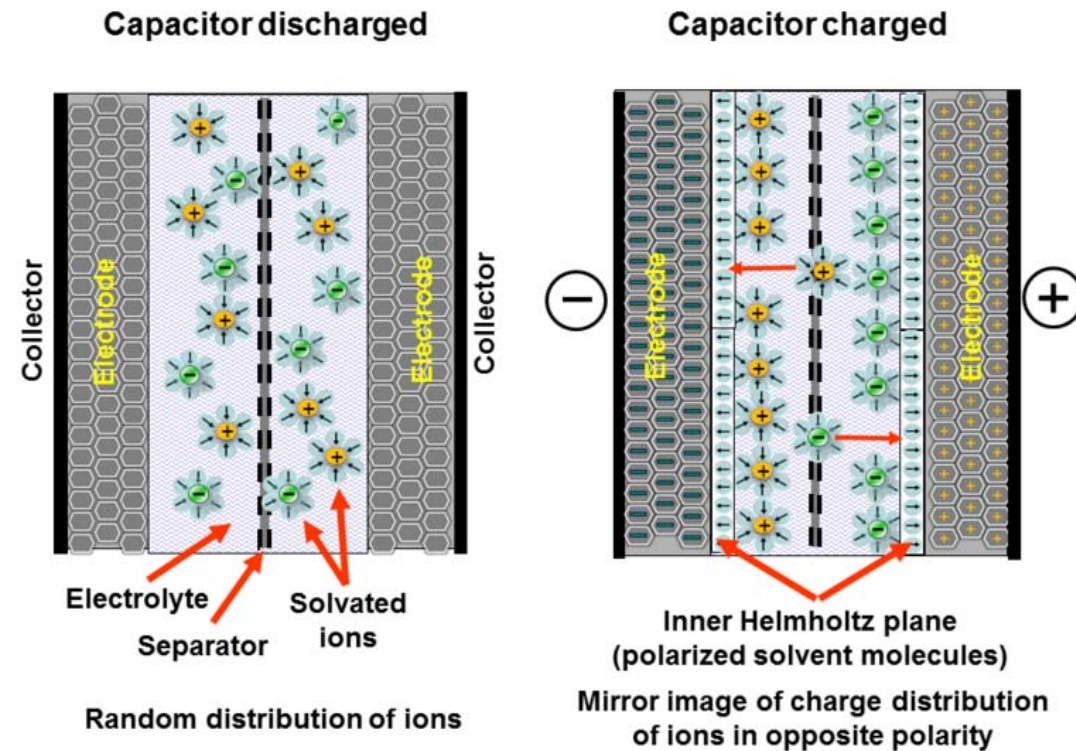




# Coups de projecteur sur quelques filières

# Les supercondensateurs

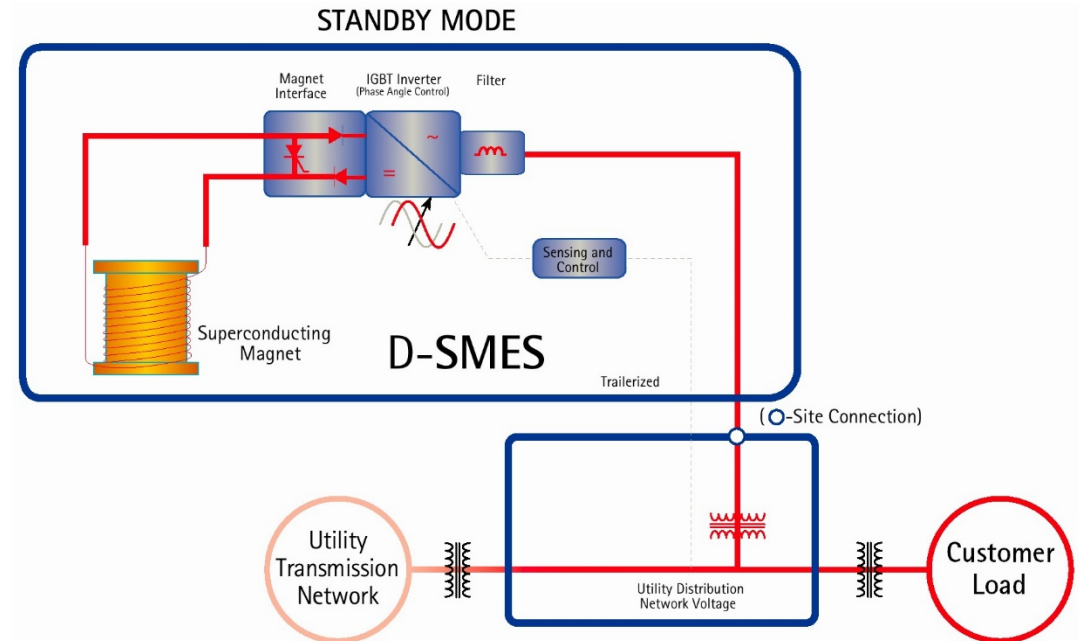
- Faible densité énergétique (10 Wh/kg) au regard des batteries modernes (150 Wh/kg)
- Recharges et décharges 10 à 100 fois plus rapide – Rendement de 90 à 95%
- Résistent au froid
- Durée de vie de 100 000 cycles (1 000 à 2 000 pour les batteries)
- Les supercondensateurs sont utilisés comme complément aux batteries, dans la mobilité notamment (stop & start, accélérations, biberonnages aux arrêts des bus et des tramways) et pour des applications de niche (canon électromagnétique)
- Beaucoup de travaux en cours sur l'utilisation de nanostructures (graphène, nanotubes) pour accroître la capacité de stockage.



Structure 2D du graphène et nanotube de carbone

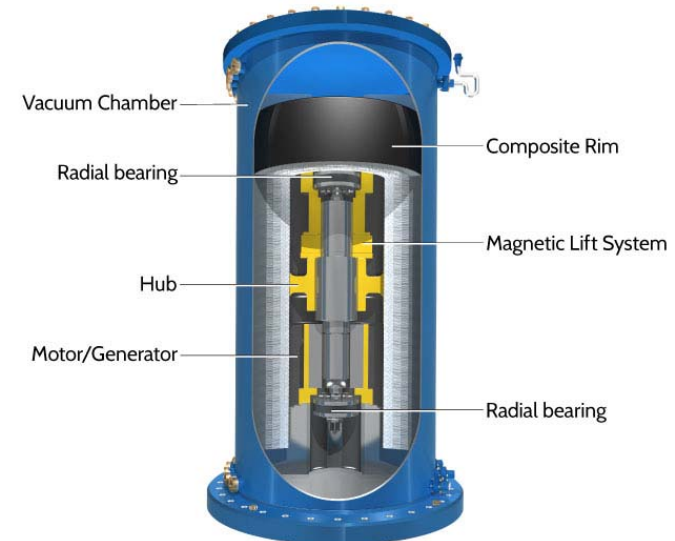
# Les SMES (Superconducting Magnetic Energy Storages)

- Stocke l'énergie dans une bobine en Nb/Ti maintenue supraconductrice à 9°K et où circule sans perte un courant continu
- La charge et la décharge se font au travers d'un convertisseur AC/DC
- Solution étudiée en France à Grenoble
- Mise en œuvre aux Etats-Unis pour la stabilité des réseaux de distribution et le maintien d'un haut niveau de qualité (absence de microcoupures) dans les fournitures à certains clients (composants électroniques)
- Utilisation théoriquement possible pour le stockage des énergies intermittentes mais très loin de la compétitivité



# Les volants d'inertie

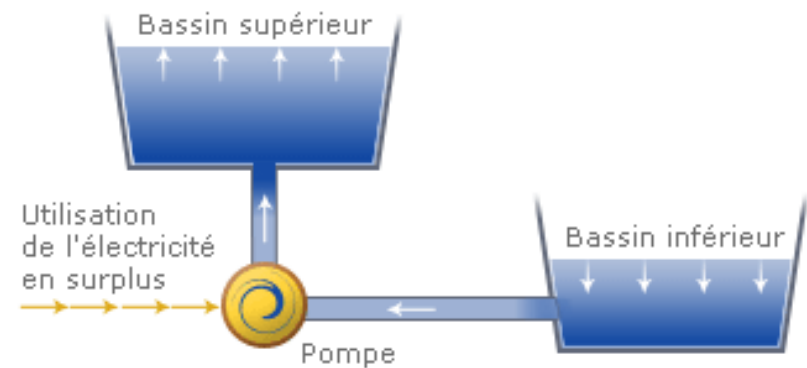
- Emmagasinent l'énergie cinétique dans un volant tournant à haute vitesse (jusqu'à 20 000 t/min)
- Entraînés par un moteur électrique permettant la récupération
- Haut rendement (80 %)
- Temps de réponse très court (<s)
- Fiables – Bonne durée de vie
- Capacité limitée (typiquement 25 MWh) pendant temps court (15 min)
- Utilisés pour la régulation et l'optimisation énergétique de systèmes fixes ou mobiles
- Peuvent être utilisés comme réserve primaire et associés aux EnR



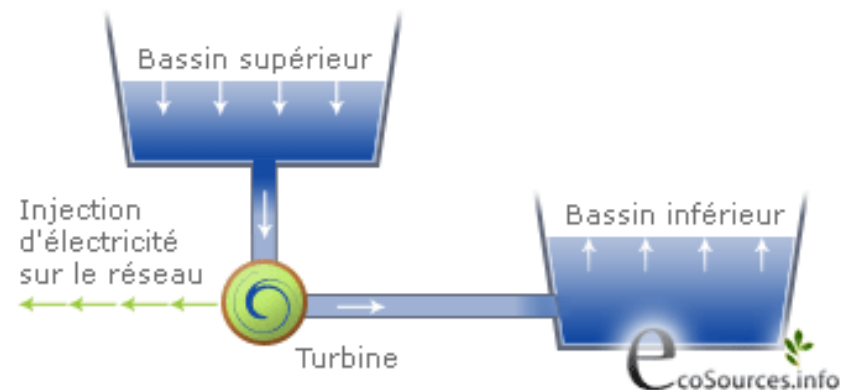
# Les STEP (Stations de transfert d'énergie par pompage)

- Technique connue depuis 1890 en Suisse
- Largement utilisée dans le monde (plus de 100 GW) dans des stations allant jusqu'à 3 GW (USA, Chine)
- Plus de 5 GW en France : Grand Maison (1 800 MW) , Revin (800 MW), Superbissorte (748 MW)
- Technique complètement mature
- Rendement de 70 à 85 %
- Des sites restent disponibles en France mais les écarts de prix s'étant resserrés entre périodes de pointe et heures creuses (effet photovoltaïque) la rentabilité n'en est pas aujourd'hui établie

Phase de pompage - Stockage de l'énergie



Phase de turbinage - Restitution de l'énergie



# Centrale de Revin (Ardennes)

- 1976 – 800 MW – Hauteur de chute de 250 m – Fonctionnant en STEP pur



# Le stockage de l'île d'El Hierro aux Canaries

- 5 éoliennes (11,2 MW), 2 bassins avec une dénivelée de 700 m, 4 turbines hydrauliques de 11,3 MW



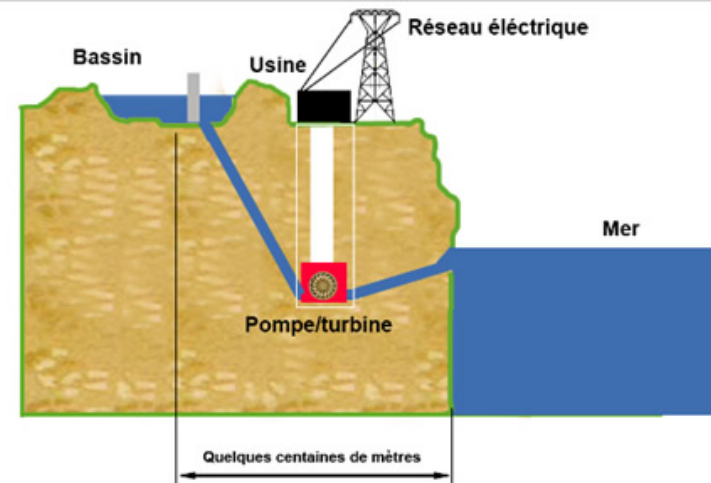


# Les STEP marines

- Utilisent une dénivellation créée entre un lac artificiel, creusé en haut d'une falaise et le niveau de la mer
- Il y aurait 5 000 MW de potentiel en France (EDF)



Projet d'île artificielle en Belgique (550 MW pendant 4 h)



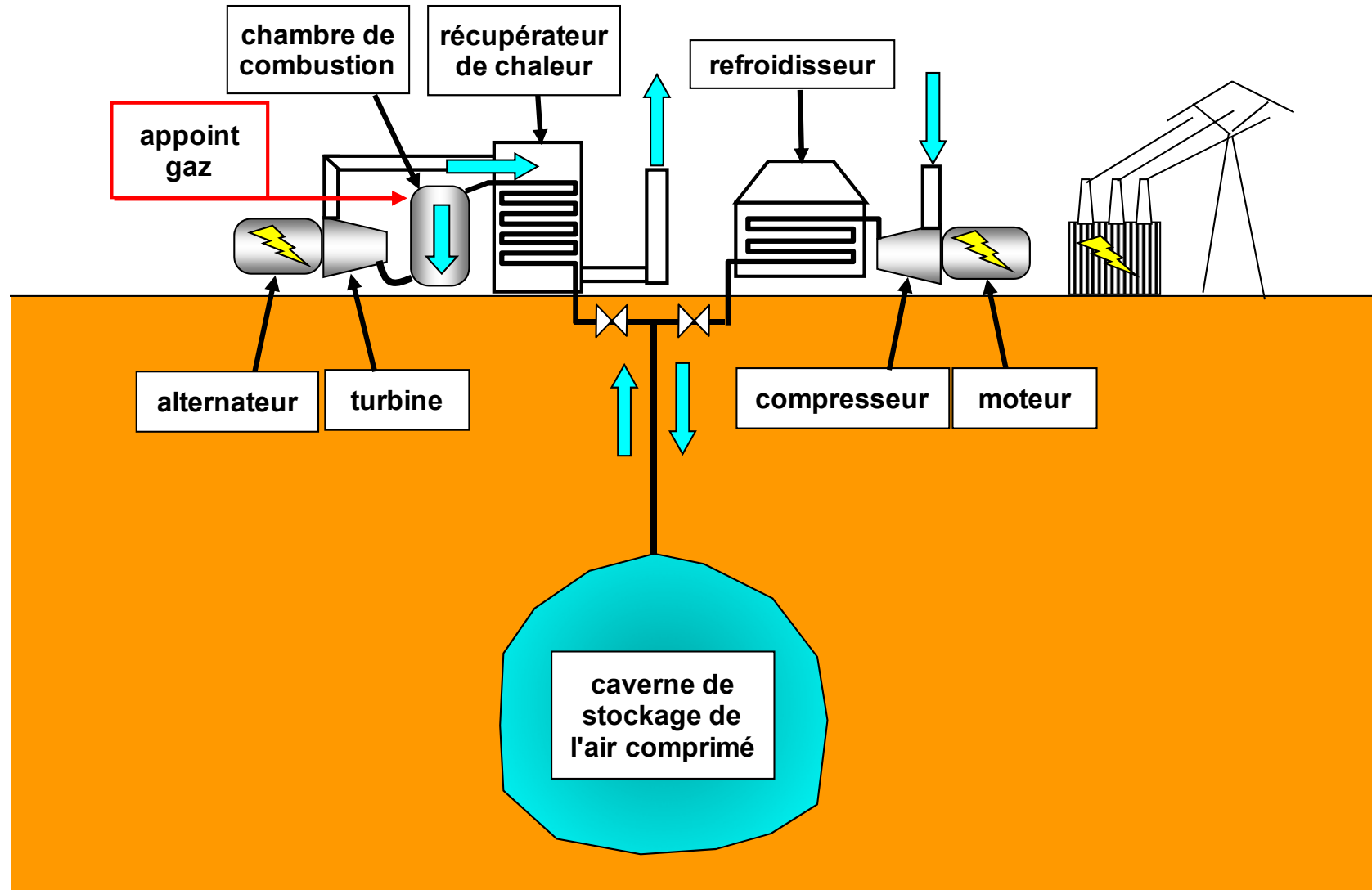
Step marine d'Okinawa au Japon

# Les stockages à air comprimé (CAES : Compressed Air Storage)

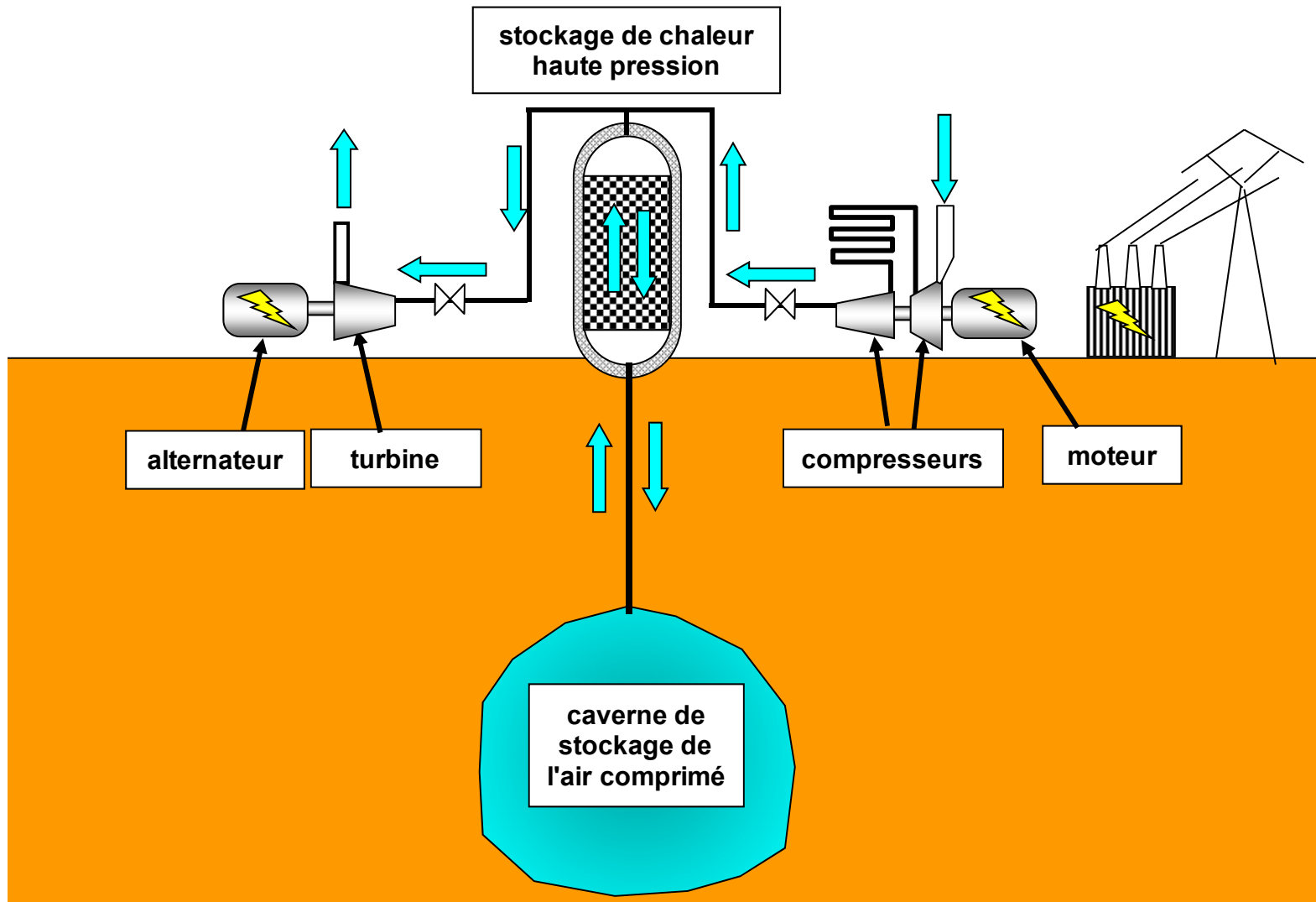
- Alternative au stockage par STEP
- Le système le plus simple consiste à stocker de l'air comprimé dans des cavernes ou couche géologique.
- L'air comprimé récupéré est réchauffé dans une chambre de combustion alimentée par du gaz naturel d'appoint
- Deux réalisations : Huntorf (Allemagne – 1978), McIntosh(USA – 1991)

	Huntorf	McIntosh
<b>Puissance chargement</b>	60 MW	110 MW
<b>Puissance déchargement</b>	320 MW	110 MW
<b>Capacité</b>	640 MWh	2 860 MWh
<b>Volume des cavernes</b>	300 000 m <sup>3</sup>	538 000 m <sup>3</sup>
<b>Pression maximale</b>	70 bars	100 bars
<b>Rendement</b>	0,83 kWh électricité + 1,56 kWh gaz → 1 kWh restitué	0,69 kWh électricité + 1,17 kWh gaz → 1 kWh restitué

# Prinipe du CAES simple



# Principe du CAES adiabatique



# Perfectionnements

- Des cycles plus complexes ont été proposés pour améliorer le rendement et notamment des cycles fermés à pompage thermique (procédé SEOT de SAIPEM)

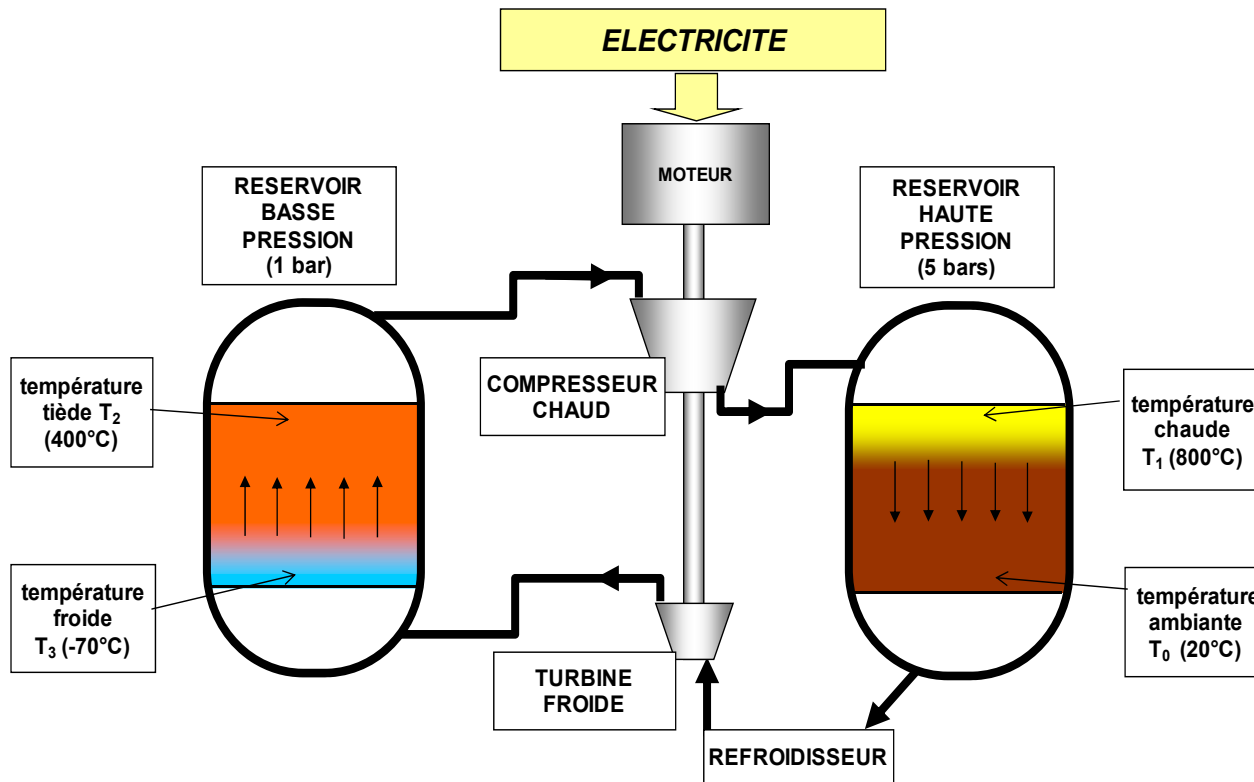
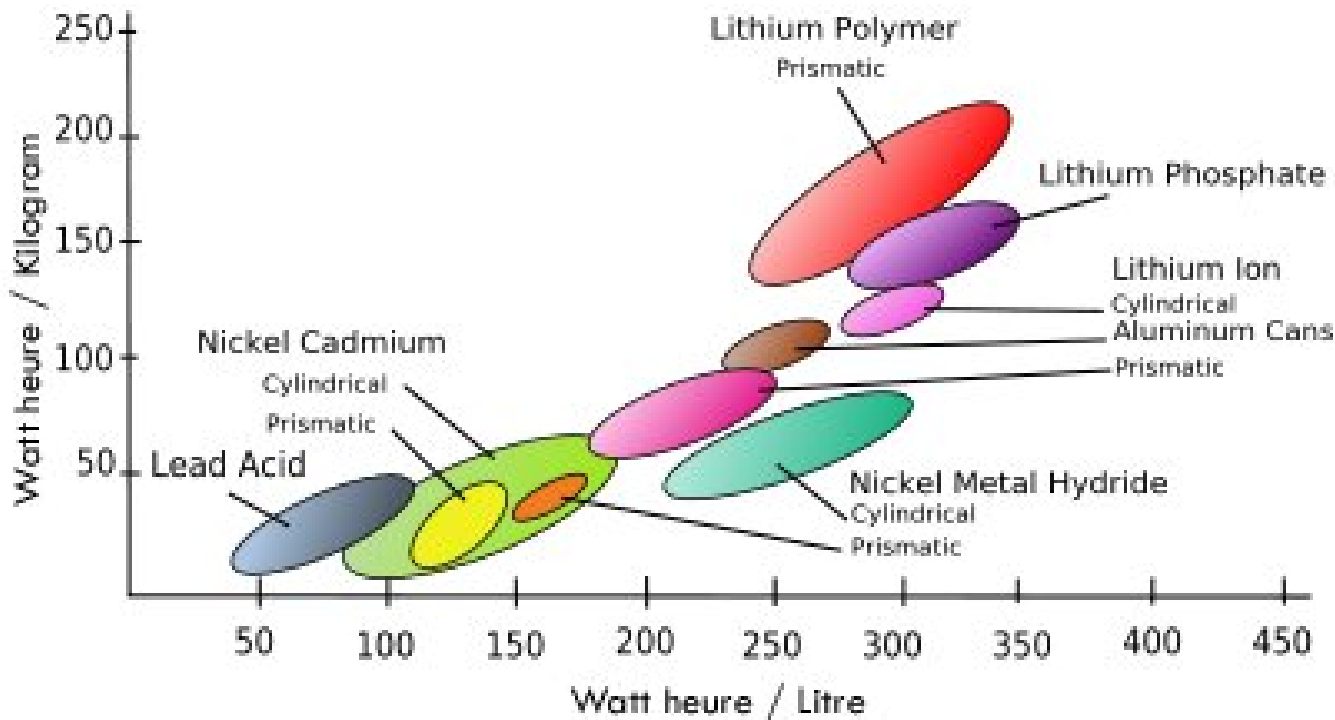


Schéma de principe du procédé SEPT durant la phase de chargement – Source : SAIPEM

# Les batteries

- Des progrès constant depuis 50 ans

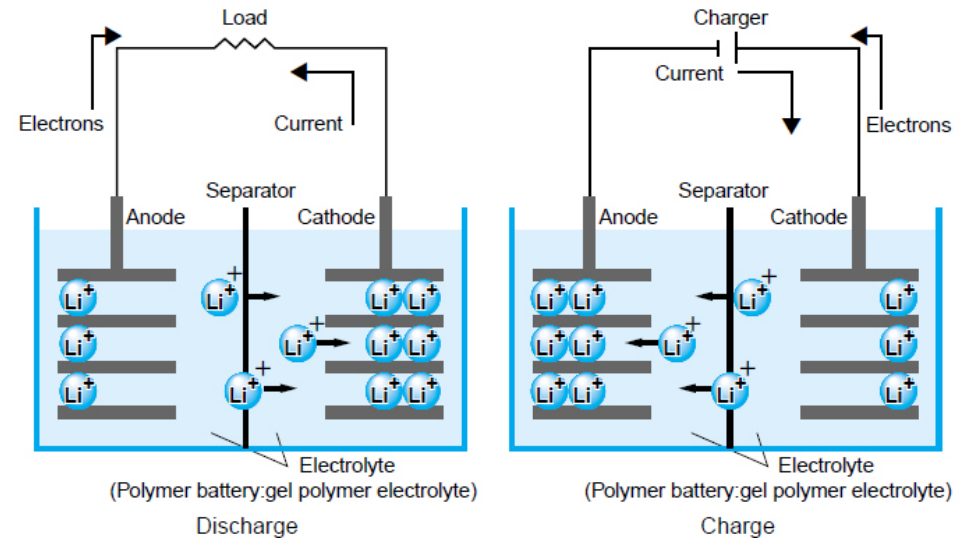


Couple	Capacité (Wh/kg)
Plomb	30
Ni Cadmium	50
Nickel Metal Hydrure	80
Lithium-ion (1992)	90
Sodium-Soufre	110
Lithium-ion (2000)	130
Lithium – ion (2015)	150 à 265

Couple	Capacité (Wh/kg)
Lithium-Manganèse	300
Li-Soufre	300
Lithium-Vanadium	300
Lithium – air et O2	> 1 500

# Les batteries lithium-ion

- Ensemble de technologies présentant des avantages déterminant pour des applications-clés :
  - Equipements portables
  - Mobilité
  - Applications réseaux
- Les points forts :
  - Haute densité énergétique
  - Pas d'effet mémoire
  - Pas de maintenance
  - Sécurité correcte
  - Prix à la baisse
- Faiblesses :
  - Fragilité à la profondeur de décharge
  - Durée de vie encore insuffisante pour certains usages
  - Prix encore trop élevé



Matériau de cathode	Abréviation	Tension nominale	Densité Wh/l	Densité Wh/kg
LiCoO	LCO	3.7	560	220
LiNiCoAlO	NCA	3.7	350	150
LiMnO	LMO	3.7	320	150
LiNiMnCoO	NMC	3.7	420	160
LiFePO	LFP	3.2	240	110

# Perspectives d'évolution

## A horizon 2020

- Accroissement de la densité énergétique (perspective : 200 Wh/kg)
- Accroissement du nombre de cycles (perspectives : > 5 000 à 80 %)
- Réduction du prix (perspective : 250 €/kWh) – Effet « écrans plats » et « panneaux photovoltaïques » possible

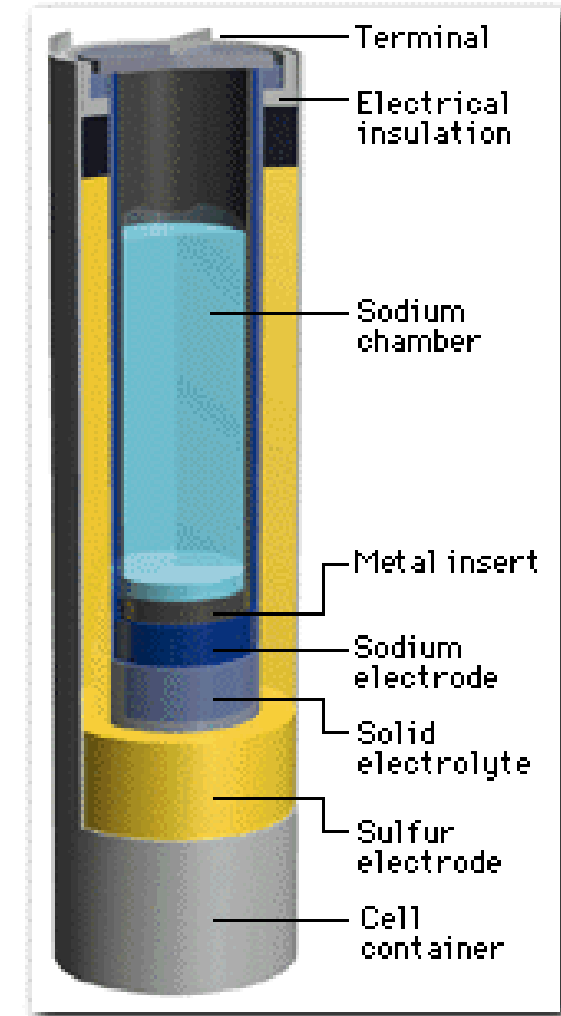
## A plus long terme

- Technologie lithium-ion à électrolyte solide (Bosch & Seeo) : objectif : doublement de la capacité avec réduction du prix (T de fonctionnement : 81 °C)
- Anodes (électrodes négatives) en graphite recouvert de nanoparticules (type SnO<sub>2</sub>) – Nombreux travaux en cours : CNRS, MIT, etc.



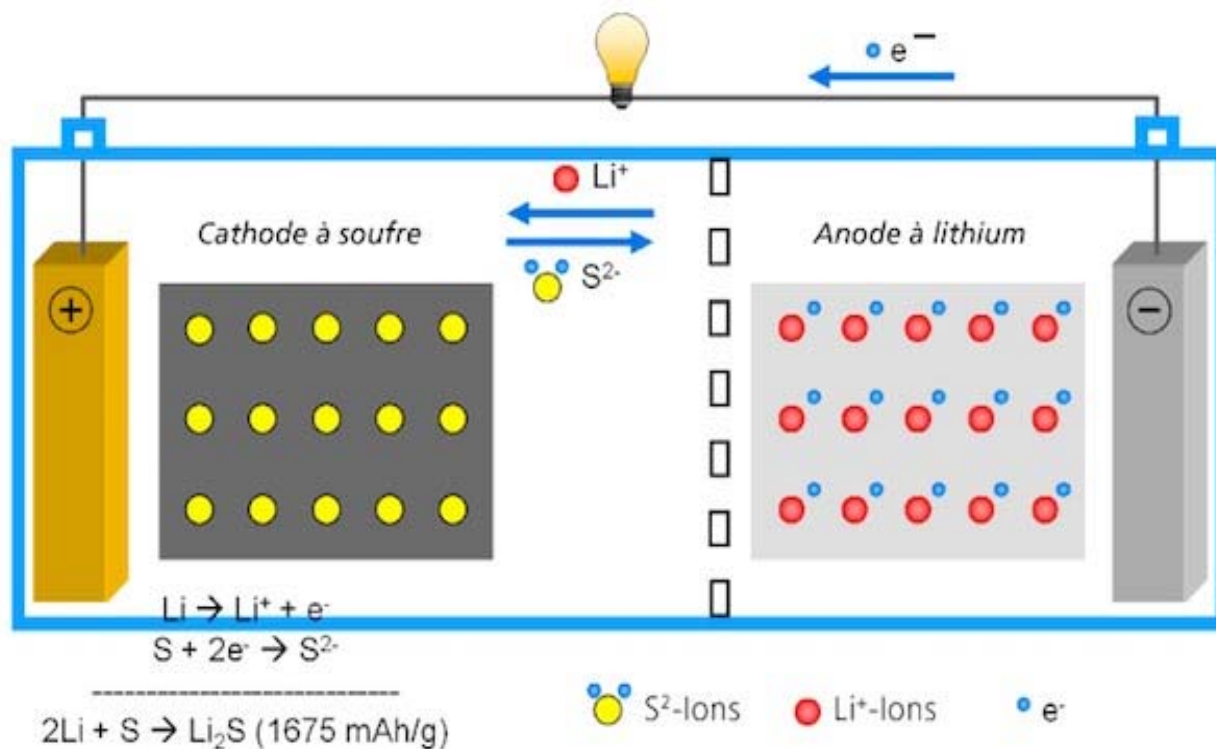
# Autre couples électrochimiques : Sodium-soufre (NaS)

- Étudié depuis les années 1960
- S'est heurtée pendant longtemps à la fragilité de l'électrolyte en céramique –  
Durée de vie actuelle : 15 ans pour 4 000 cycles
- Fonctionne entre 300 et 350 °C
- Rendement de 85 à 90 %
- Convient pour des applications stationnaires de type soutien aux réseaux (1 MW à la Réunion, 4 MW au Texas, 200 sites au Japon dont 34 MW couplés à des éoliennes au Nord Japon)
- Concurrencé à présent par le lithium-ion



# Autre couples électrochimiques : Lithium-Soufre (LiS)

- Couple connu depuis 60 ans
- Offre une grande densité énergétique (deux fois le Li-ion – 500 Wh/kg) mais se dégrade au bout de quelques centaines de cycle par dissolution de la cathode en soufre dans l'électrolyte
- Sony a annoncé être en mesure de résoudre ce problème
- Le LiS pourrait constituer une alternative au Li-ion



# Evolution des marchés batteries

## La mobilité électrique et hybride est aujourd'hui le marché porteur pour le Li-Ion

Les batteries Li-ion concilient capacité, masse, encombrement, sécurité, longévité, prix

Etat de l'art actuel :

Nissan Leaf : 30 kWh – 200 à 250 km (NEDC) – 250 kg

Tesla S : 85 ou 90 kWh répartis en 7 104 éléments - 505 à 550 km (NEDC) – 600 kg (150 Wh/kg)– Garanties 8 ans

Une douzaine de fabricants dans le monde dont

- Saft : racheté par Total
- Testa-Panasonic : gigafactory du Nevada



Batterie Tesla de 85 kWh composée de 7 104 éléments



Nissan Leaf 2016 dotée d'une batterie de 30 kWh

# Réseaux : stabilisation

- 2015 : mise en service à Kilroot (Irlande) d'une première tranche de 10 MW d'un ensemble de batteries de 100 MW destiné à la stabilisation en fréquence et en tension du réseau
- Autres réalisations similaires dans le monde
  - Chili : Angamos (20 MW) – Los Andes (12 MW)
  - Etats-Unis : Laurel Mountain (32 MW) – Tait (40 MW)



# Réseaux : systèmes off-grid

- GAMESA off grid system (2 MW) : 850 kW éolien + 245 kW PV + 3x222 kW diesel + 500 kWh batterie



Prototype près de Zaragoza (Espagne)

# Batteries domestiques : complément au BEPOS

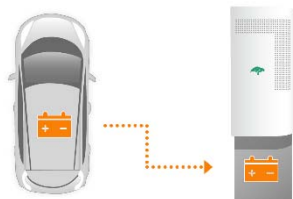
- Des solutions techniques existent sur base lithium-ion : Powervault et Powerwall de Tesla (7 à 10 kWh – 3000 \$)
- Connaissent un certain succès en Californie
- Pas de modèle économique en France pour l'instant

- D'autres solutions peuvent exister : batteries Al-ion et flow batteries



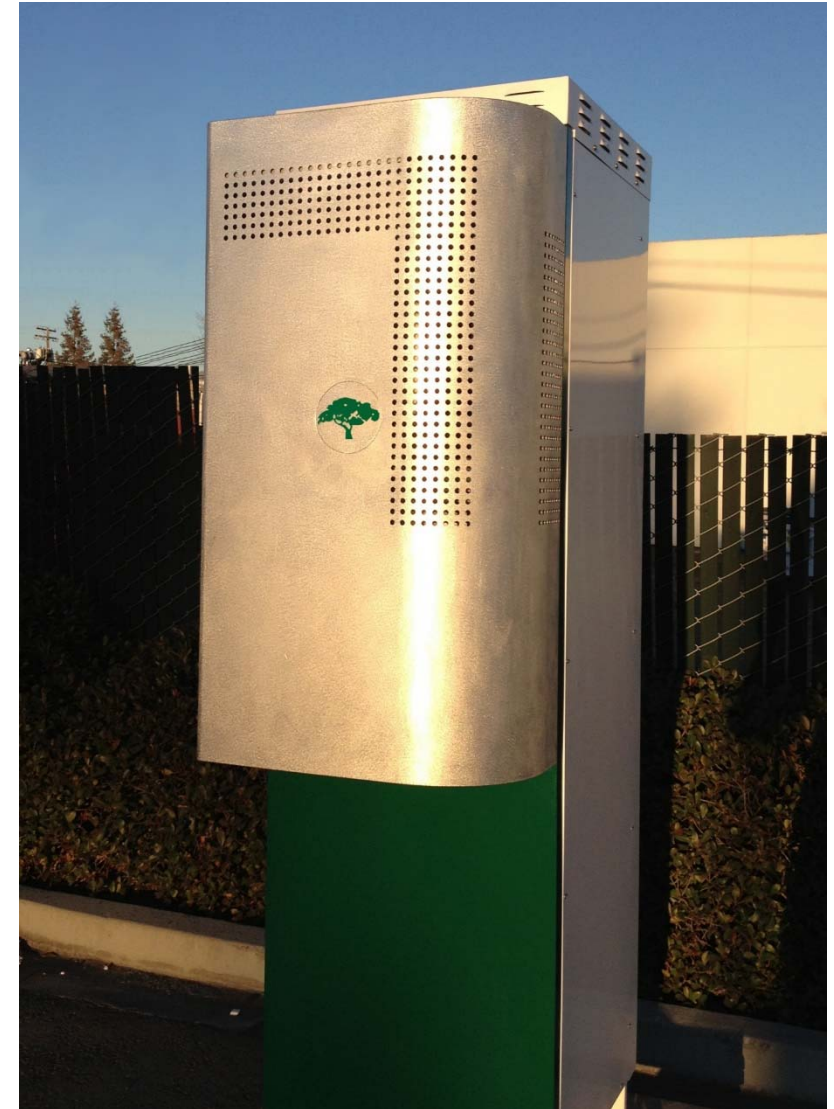
# Le modèle Green Charge

- Power Efficiency Agreement similaire aux Power Purchase Agreements
- Financement et exploitation assurés par Green Charge Networks
- Propriété conservée par GCN
- Pourcentage des revenus nets ristournés à l'hébergeur
- Offre active en Californie et dans l'état de New York
- Engie a acquis en Mai 2016 80 % de Green Charge Networks
- Les systèmes Green Charge assurent une seconde vie aux batteries de Nissan.



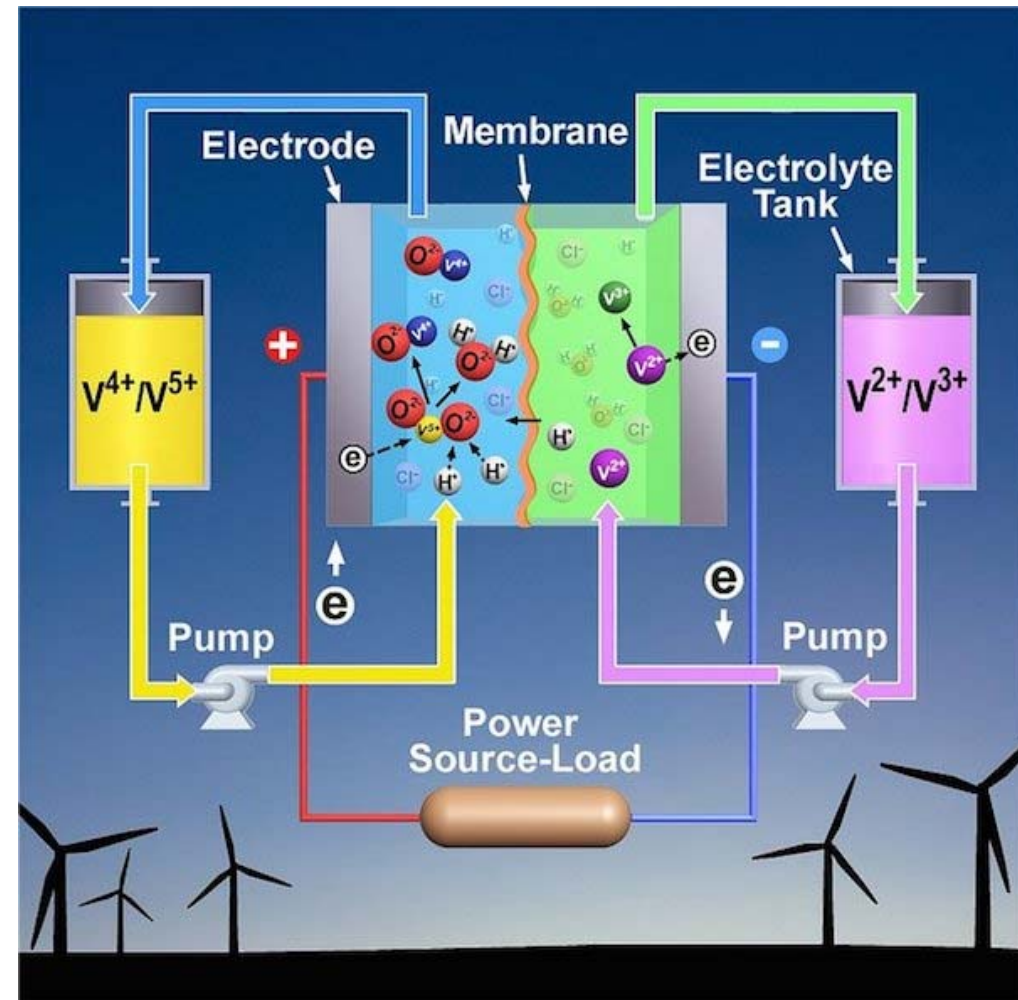
## The Perfect Pair

Second life Nissan batteries will be integrated into a newly innovated version of the Green Charge energy storage solution.



# Les flow-batteries (batteries à circulation ou redox)

- Intermédiaires entre les batteries et les piles à combustible
- Permettent de dissocier la fonction puissance de la fonction énergie de la batterie
- Peuvent instantanément rechargés par remplacement des électrolytes
- Plusieurs filières :
  - Pentoxyde de vanadium
  - Bromure de polysulphide
  - Plus récemment : dérivés organiques de la quinone





# La chaleur : les sels fondus

- Complément aux centrales solaires à concentration pour assurer la continuité des fournitures sur 24 h
- Chauffage jusqu'à 550 °C environ de sels fondus (nitrates) stockés dans un réservoir et circulés dans un échangeur lorsque nécessaire
- Réalisation dans divers pays (dont Espagne, Gemasolar 19,9 MW)
- Améliore la rentabilité de la filière mais celle-ci est fortement concurrencée par le photovoltaïque



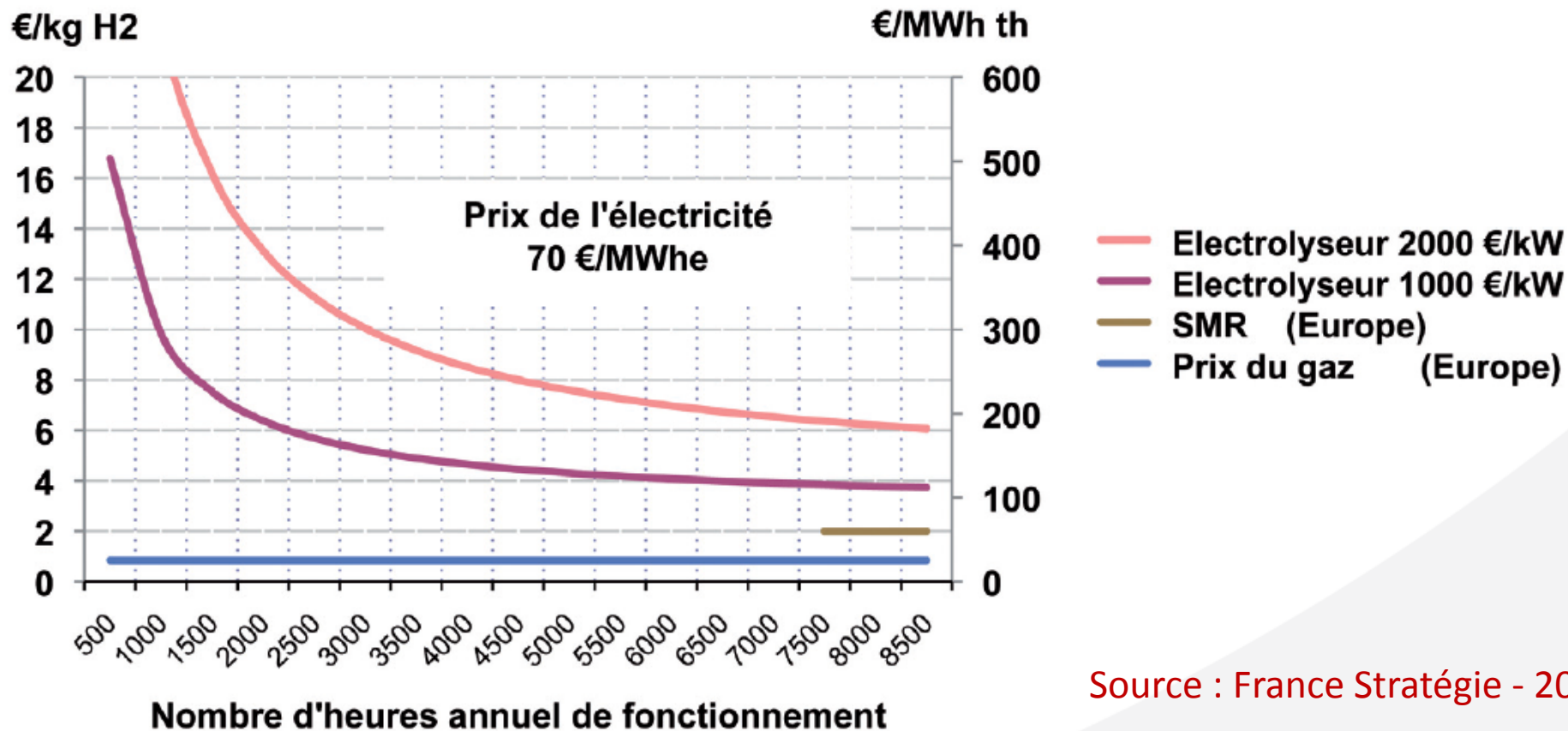
# L'hydrogène

- Vecteur énergétique quasiment absent dans la nature, produit aujourd'hui à 95 % par reformage du méthane
- $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$  puis  $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$
- → dépendance aux hydrocarbures – émissions de  $\text{CO}_2$
- Il est possible de fabriquer l'hydrogène par électrolyse de l'eau et donc l'idée se développe d'utiliser les surplus d'électricité d'origine renouvelable pour fabriquer de l'hydrogène et l'utiliser ensuite selon deux filières :
  - La mobilité, via des piles à combustible du type PEM
  - Le stockage de longue durée,
    - filière Power to gas (injection de l'hydrogène ou de méthane produit par méthanation)
    - Power to Gas puis Gas to Power pour produire de l'électricité à partir du méthane

# Un sujet explosif...

- Beaucoup de controverses autour de l'hydrogène. Les difficultés sont réelles :
  - Techniques : l'hydrogène est un gaz difficile à utiliser et à stocker
  - Surtout économiques :
    - Une môle de méthane produit 2,5 fois plus de chaleur qu'une même d'hydrogène
    - Les électrolyseurs sont coûteux et la filière actuelle (électrolyseurs alcalins) s'acclimate mal des régimes variables des EnR – Les électrolyseurs à membrane sont encore plus coûteux et ne sont pas mature
    - Le transport et la distribution de l'H<sub>2</sub> ne sont pas organisés à grande échelle
    - La pile à combustible PEM reste chère et d'une durée de vie limitée
    - Dans chacune des filières les rendements se combinent défavorablement

# Prix de revient de l'hydrogène



Source : France Stratégie - 2015

Prix actuel du gaz sur les marchés européens : 15 €/MWh

- Rendement de l'électrolyse : 70 à 85 %
- Rendement d'une PAC PEM : 50 %
- Rendement de la méthanation : 50 à 60 %
- Rendement de la production d'électricité : 60 %

# Que faire aujourd'hui sur l'hydrogène

- Poursuivre les études car :
  - l'hydrogène peut devenir un vecteur essentiel dans la 2e partie du 21e siècle,
  - il faut sortir du reformage
  - l'hydrogène reste la seule solution généralisable pour réaliser des stockages intersaisonniers
- Aujourd'hui, si l'on est capable de produire de l'H<sub>2</sub> compétitif par voie d'électrolyse, il n'y a aucune peine à l'utiliser :
  - Dans les industries utilisatrices ; acier, électronique...
  - Dans des usages de niche : alimentations de secours (Telecom, installations électriques)
- Parmi les nouveaux usages, privilégier :
  - Le prolongateur d'autonomie (range extender) en option sur les véhicules électriques
  - Eventuellement, la réinjection directe sur le réseau de gaz dans le cadre d'opérations de démonstration

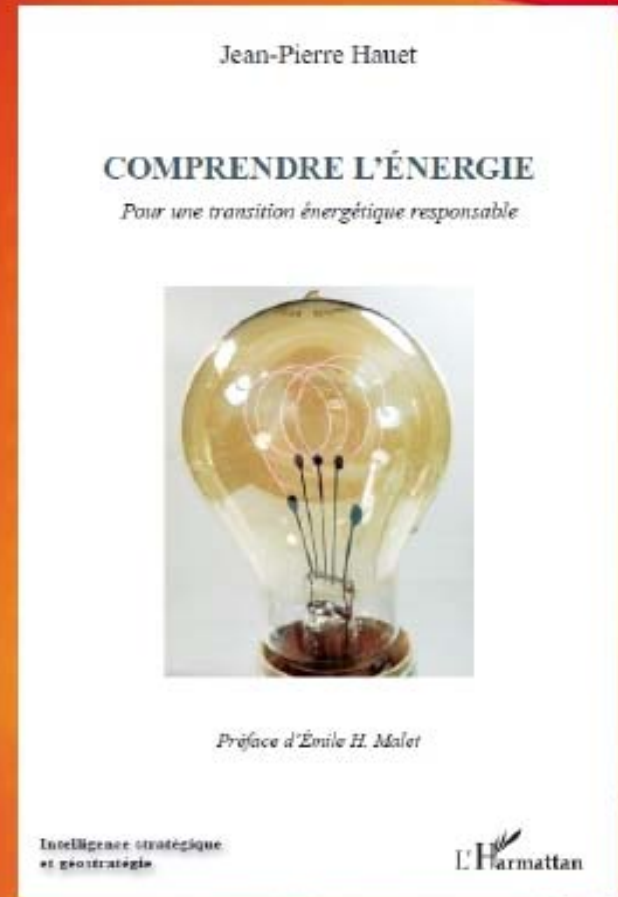
# Conclusion

- Le stockage de l'électricité est sans doute **le défi majeur** de la transition énergétique
- Le **stockage « à la minute »** ne semble pas poser de problème majeur mais il faudra recréer des services systèmes dans un contexte de plus en plus EnR
- Le **stockage hebdomadaire** est bien résolu par les STEP. Les CAES constituent une alternative. La demande de nouveaux équipements n'est pas pressante.
- Le **stockage journalier** est mal résolu. La demande vient aujourd'hui de la mobilité mais pourrait s'étendre aux réseaux et au domestique.
- Le **véhicule électrique** sera certainement le driver principal du progrès sur les batteries où des marges de progrès importantes existent
- Le **stockage intersaisonnier** reste très difficile. La filière hydrogène est intéressante mais loin d'être mature techniquement et économiquement

Merci de votre attention

Pour en savoir plus :

[Jean-pierre.hauet@kbintelligence.com](mailto:Jean-pierre.hauet@kbintelligence.com)



# La pile à combustible

