



Le stockage de l'électricité

*Enjeux énergétiques, enjeux industriels :
Quels choix pour la France ?*

Mémoire de troisième année du corps des Mines
- **Octobre 2012**

Julien ASSOUN, Ingénieur des Mines

Rémi FERRIER, Ingénieur des Mines

François PEAUDCERF, Ingénieur des Mines

Résumé exécutif

Le stockage de l'électricité en France métropolitaine : *pas d'enjeu énergétique, une opportunité industrielle*

L'intégration croissante des énergies renouvelables intermittentes, associée à une demande toujours plus exigeante, impose aux systèmes électriques d'être plus flexibles.

Les technologies de stockage peuvent répondre à ce besoin, en permettant que production et consommation s'écartent temporairement.

Mais ces technologies n'ont pas le monopole de la flexibilité. Des alternatives classiques, comme les moyens de production modulables ou les interconnexions entre territoires, sont également mises en œuvre, et le stockage reste souvent peu attractif en raison de coûts trop élevés et de modèles d'affaires encore trop incertains.

Aujourd'hui, en France, la flexibilité du système est assurée efficacement, à la fois par 5 GW de stockage hydraulique et par des solutions conventionnelles (centrales de pointe, interconnexions, décalage de la demande), qui peuvent encore être développées. Dans ce contexte, elles apparaissent comme la réponse privilégiée face à un accroissement du besoin de flexibilité.

En revanche, dans d'autres pays comme le Japon, les USA et l'Allemagne, les alternatives montrent leurs limites et le stockage trouve sa place pour optimiser le portefeuille des solutions de flexibilité.

Le marché des technologies de stockage est ainsi en train de grandir dans le monde.

Leader traditionnel dans l'électricité et dotée d'atouts technologiques et industriels dans le domaine du stockage, la France pourrait valoriser à l'export son savoir-faire et ses efforts de recherche.

Cependant, face à des concurrents internationaux disposant d'un marché domestique et soutenus par leurs Etats, cela suppose de bâtir une stratégie industrielle nationale pour consolider la filière. Dans ce cadre, nos DOM-COM, où le contexte électrique spécifique rend le stockage pertinent, pourront constituer un terrain d'expérimentation idéal et une vitrine commerciale.

Pour construire des politiques cohérentes, il est nécessaire d'être clair sur leurs objectifs.

Le stockage de l'électricité ne constitue pas un enjeu énergétique à court terme en France métropolitaine. C'est en revanche une opportunité pour notre industrie : une politique industrielle adaptée, soutenant l'innovation et la montée en compétence de la filière, peut permettre de mieux la saisir.

Par là-même, la France garantirait sa capacité à développer, produire et mettre en œuvre des technologies de stockage : elle conforterait ainsi sa maîtrise de compétences qui pourraient s'avérer indispensables, sur le long-terme, et lui éviter une dépendance aux savoir-faire étrangers.

Synthèse des recommandations

Recommandation 1 – Mix vs. Miracle 80

Ne pas considérer le stockage comme la solution miracle.
La pertinence du recours au stockage doit être analysée selon une logique d'optimisation du portefeuille des solutions de flexibilité, ce qui suppose d'examiner des besoins circonstanciés, dans une situation électrique spécifique.

Recommandation 2 122

Ne pas considérer le stockage comme un enjeu énergétique à court terme, en France, sauf dans les Zones Non-Interconnectées.

Recommandation 3 162

La stratégie industrielle et les actions doivent principalement se concentrer sur les atouts français : les STEP, les batteries haute-performance, les technologies liées à l'hydrogène et en particulier son stockage, le savoir-faire intégrateur et l'intelligence système.

Recommandation 4 – Les ZNI, un atout130

Capitaliser sur les Zones Non-Interconnectées pour constituer une base de référence en matière de stockage, et exploiter le retour des expérimentations qu'y mènent les acteurs français, autour d'EDF SEI, pour ajuster la stratégie.

Recommandation 5 – Les pièges d'un agenda hybride136

Les modalités de soutien à la filière française du stockage doivent être bâties à partir d'un agenda industriel unique, en évacuant toute considération énergétique métropolitaine. Les acteurs publics doivent être mis en cohérence autour de cet agenda.

Recommandation 6 – Anticiper la mise sur le marché139

Intégrer au plus tôt dans la phase de R&D des considérations technico-économiques.

Recommandation 7 – Valoriser la R&D française140

Contribuer au financement du passage de travaux en laboratoires à des expériences terrain (démonstrateurs). Prendre en compte les contraintes industrielles et commerciales qui se posent à certains candidats, en les réorientant si nécessaire vers un meilleur vecteur d'accompagnement.

Recommandation 8 – Soutenir l'industrialisation 142

Accompagner la phase d'industrialisation ou de montée en puissance des acteurs aux technologies de stockage prometteuses, en les soutenant financièrement dans le cadre d'une politique de développement économique et industriel du pays, qui n'obéit pas à la logique des fonds d'investissement privés.

Recommandation 9 – L' « Airbus du stockage » 143

Lancer à l'occasion des 50 ans du Traité de l'Elysée, le 22 janvier 2013, un programme conjoint franco-allemand sur le stockage de l'électricité.

Sommaire

RESUME EXECUTIF	1
SYNTHESE DES RECOMMANDATIONS	2
SOMMAIRE	3
AVANT-PROPOS	6
A. Problématisation : les enjeux du stockage électrique pour la France	7
1. Une longue expérience du stockage de l'électricité	7
1.1. Evacuer l'excédent de production nucléaire	7
1.2. Les stations de transfert d'électricité par pompage (STEP)	8
1.3. Les chauffe-eau à accumulation	10
2. Regain d'intérêt pour le stockage dans le monde	11
2.1. Le défi des énergies intermittentes	12
2.2. Contexte technico-économique	13
3. Jeux d'influence autour du stockage en France	14
B. Le stockage, réponse aux défis des systèmes électriques ?	16
1. Le défi d'un système électrique : un besoin de flexibilité	16
1.1. La pointe et les changements de mode de consommation électrique	16
1.2. Les énergies renouvelables intermittentes	18
2. Les solutions de flexibilité sans stockage	21
2.1. Des solutions multiples en amont, en aval et au niveau du réseau électrique	22
2.2. De nouveaux obstacles pour les solutions traditionnelles	27
3. Le stockage électrique : technologies et mises en œuvre	32
3.1. Panorama des technologies de stockage	33
a) Station de Transfert d'Energie par Pompage	34
b) Stockage pneumatique, ou CAES	39
c) Stockage électrochimique	43
i – Batteries conventionnelles ou à conditionnement « classique »	43
ii – Batteries haute température	51
iii – Batteries à circulation	53
d) Stockage par volant d'inertie	56
e) Supercondensateurs	57
f) Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)	59
g) Stockage thermique à haute température	59
h) Le vecteur hydrogène	61
3.2. Des schémas de mise en œuvre variés	66
a) Stockage et énergies renouvelables intermittentes	66
b) Stockage et décentralisation	68
c) Stockage et optimisation du système électrique	71
i – Optimisation du parc de production	71
ii – Optimisation du réseau	72
4. Le stockage, une solution plus chère et plus incertaine ?	73
4.1. La nécessité de cumuler les services	73

4.2. <i>Capter une valeur incertaine et fragmentée</i>	75
4.3. <i>Un nouveau rôle pour les distributeurs</i>	79
C. Un choix tiré par des circonstances nationales	81
1. Les Etats-Unis : des réseaux vieillissants	81
1.1. <i>Le développement des STEP après les chocs pétroliers</i>	81
1.2. <i>Une nouvelle dynamique à partir de 2003</i>	82
1.3. <i>Mesures de soutien au stockage instituées par les Etats-Unis</i>	84
2. L'Allemagne : le défi de l'éolien	89
2.1. <i>L'impact de la production éolienne sur le système électrique allemand</i>	89
2.2. <i>Les dispositions prises par l'Allemagne en faveur du stockage de l'électricité</i>	92
2.3. <i>Délocaliser le stockage ?</i>	97
3. Le Japon : un archipel électriquement fragile	98
3.1. <i>Le stockage, solution pour un système électrique historiquement fragile</i>	98
3.2. <i>L'essor du stockage domestique après Fukushima</i>	99
4. L'Italie : le stockage, faute de temps	101
4.1. <i>L'explosion du photovoltaïque en Italie</i>	101
4.2. <i>Le stockage, solution de court terme</i>	102
5. Le stockage, faute de système électrique	104
5.1. <i>Le « micro-grid »</i>	104
5.2. <i>L'Inde : un cruel défaut d'infrastructures</i>	105
6. Le cas de la France métropolitaine	107
6.1. <i>Les défis du système électrique français</i>	107
6.2. <i>Quelle place pour le stockage dans le portefeuille de flexibilité français ?</i>	113
7. La situation spécifique des DOM-COM	118
7.1. <i>Les ZNI : aux origines de la péréquation tarifaire</i>	118
7.2. <i>La quête de l'autonomie énergétique : au prix de la stabilité du système ?</i>	120
7.3. <i>Le stockage, pour poursuivre sur la voie de l'autonomie énergétique</i>	121
D. Une opportunité industrielle à saisir	123
1. Les atouts français	123
1.1. <i>Des industriels performants et des techniques de pointe</i>	123
1.2. <i>Les îles, un laboratoire idéal</i>	127
2. Comment saisir cette opportunité ?	131
2.1. <i>Les barrières au développement d'une filière industrielle française du stockage</i>	131
2.2. <i>Quels intérêts l'Etat aurait-il à soutenir l'émergence d'une filière française ?</i>	134
2.3. <i>Un objectif industriel clair</i>	135
2.4. <i>Recommandations pour un soutien industriel</i>	137
3. Aller plus loin	144
3.1. <i>La question de la réglementation</i>	144
3.2. <i>Perspectives: intégration des énergies renouvelables intermittentes à long terme</i> ...	155
Conclusion	157

ENCADRÉS

Encadré 1 – Principaux axes de la maîtrise de la demande en énergie en France 24
 Encadré 2 – Les batteries Nickel-Cadmium (Ni-Cd) 46
 Encadré 3 – Le faux problème des ressources en Lithium 49
 Encadré 4 – Le stockage impulsionnel pour les transports 58
 Encadré 5 – Petit glossaire du Smart Grid 70
 Encadré 6 – Régulation de la fréquence en France 77
 Encadré 7 – Le système électrique chinois : une situation « à l'Allemande » 91
 Encadré 8 – La loi NOME et le marché de capacité 117
 Encadré 9 – La Contribution au Service Public de l'Electricité 119

ANNEXES

1. Le phénomène d'empoisonnement du combustible nucléaire158
 2. Hypothèses pour le calcul des coûts complets du stockage159
 3. *Renewable Portfolio Standards* adoptés par les Etats américains160
 4. Déploiement des batteries NAS dans le monde (existant ou projet)161
 5. Production électrique requise pour un accès universel en 2030161
 6. Economie du stockage dans les îles162
 7. Mécanismes de constitution des réserves primaire et secondaire163
 8. Projets SuperGrid164

REMERCIEMENTS 166

LISTE DES CONTRIBUTEURS 167

RESSOURCES DOCUMENTAIRES 172

Avant-propos

Dans un contexte marqué par des perspectives de pénétration croissante des énergies renouvelables intermittentes, le stockage de l'électricité fait l'objet d'un regain d'intérêt en France. Cet enthousiasme est alimenté par une réelle effervescence dans certains pays étrangers, qui consacrent des ressources publiques importantes à la recherche, au développement et à l'expérimentation du stockage de l'électricité.

Toutefois, le stockage reste marqué par l'incertitude technico-économique, et il convient donc avant toute chose d'analyser la pertinence de politiques de soutien à la lumière de cette question, trop souvent omise : *à quel besoin répond-on ?*

La première partie de cette étude vise donc à recadrer le problème autour de cette question. A partir d'un historique français, elle démontre que le stockage de l'électricité est bien *utilitaire* : il vise un intérêt particulier.

Elle exhibe ensuite les vraies questions qui se posent donc à la France sur le stockage de l'électricité.

Après avoir présenté dans une seconde partie les différents outils pouvant répondre aux défis des systèmes électriques, dont les technologies de stockage, la troisième partie met en évidence qu'effectivement, l'effervescence observée dans certains pays fait bien suite à de véritables besoins électriques associés à des contextes spécifiques.

Le contexte est différent en France métropolitaine et les besoins de stockage y sont absents : la dernière partie étudie en revanche l'intérêt industriel du stockage pour notre pays.

Ce mémoire a été réalisé entre octobre 2011 et octobre 2012, dans le cadre de la troisième année de formation au corps des Mines des ingénieurs du corps des Mines.

Il a été encadré par M. Thierry Weil, Ingénieur général des Mines, secrétaire général de La Fabrique de l'Industrie, et M. Jérôme Adnot, professeur au Centre Energétique et Procédés de Mines ParisTech. Qu'ils soient ici chaleureusement remerciés du temps qu'ils nous ont consacré et des conseils qu'ils nous ont prodigués.

Au moment de la publication :

Julien ASSOUN est adjoint au Chef du Service Energie, Climat, Véhicules de la Direction régionale et interdépartementale de l'Environnement et de l'Energie (DRIEE) d'Ile-de-France.

Rémi FERRIER est Chef du Service Développement Industriel, Technologique et International de la Direction régionale des Entreprises, de la Concurrence, de la Consommation, du Travail et de l'Emploi (DIRECCTE) de Midi-Pyrénées et Chargé de Mission auprès du Préfet de la Région Midi-Pyrénées.

François PEAUDECERF est Doctorant au Department of Applied Mathematics and Theoretical Physics (DAMTP) de l'Université de Cambridge, Royaume-Uni.

A. Problématisation : les enjeux du stockage électrique pour la France

Cette partie a pour but de tirer les leçons de l'historique français du stockage, pour mettre en évidence les vraies questions que la France doit se poser sur le stockage de l'électricité.

1. Une longue expérience du stockage de l'électricité

« L'électricité ne se stocke pas. »

En dépit de cette affirmation bien connue, la France a très tôt développé le stockage de l'électricité pour répondre à la montée en puissance du parc électronucléaire, et à l'exigence d'équilibrer, à tout instant, consommation et production d'électricité.

En effet, si le stockage en masse d'électrons est difficilement réalisable, plusieurs technologies permettent de transformer l'électricité en une autre forme d'énergie stockable, pour la reconvertir ensuite en électricité.

1.1. Evacuer l'excédent de production nucléaire

Lorsqu'après le premier choc pétrolier de 1973, la France lance son grand programme électronucléaire, il faut trouver une solution pour évacuer la surproduction nocturne des centrales françaises.

De fait, le régime de production des centrales nucléaires est peu flexible¹ : elles doivent produire « en base », et s'accommodent mal des variations à la baisse liées à une consommation journalière irrégulière.

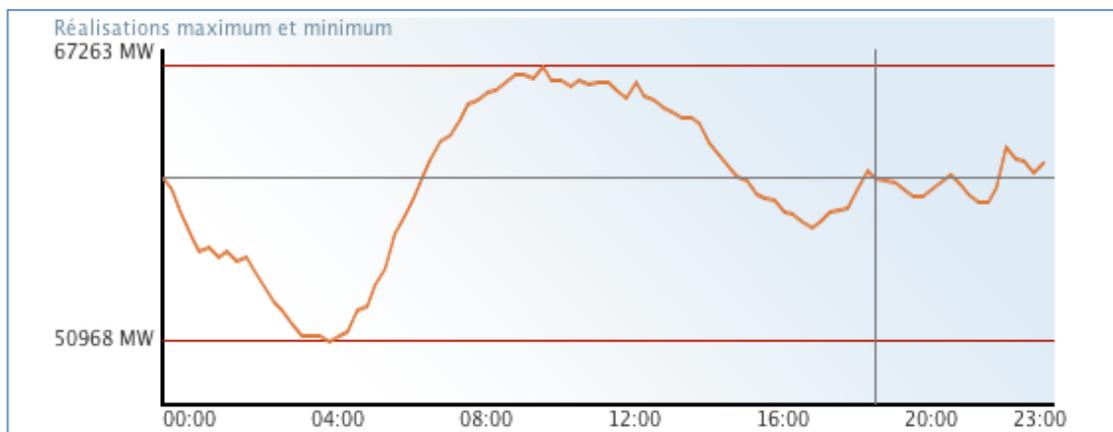


Figure 1. Profil typique de consommation - source RTE - jeudi 19/4/2012

La figure 1 illustre l'irrégularité de la consommation en France, qui, si elle s'établit sur cet exemple à une moyenne de 60 GW, varie entre une puissance maximale de 67 GW en début de journée et une puissance minimale, dans le creux nocturne, autour de 51 GW.

Les centrales nucléaires ne peuvent s'adapter à ce creux nocturne en raison du phénomène d'« **empoisonnement du combustible nucléaire** », dont sont responsables certains produits de la fission de l'Uranium 235 (U^{235}), qui jouent le rôle d'absorbants de neutrons et peuvent donc contribuer à ralentir, voire stopper, la réaction en chaîne de fission, et donc le réacteur nucléaire².

Or, la **disponibilité de la production** fait partie des objectifs de conception des centrales nucléaires : cet effet des poisons à neutrons est donc hautement indésirable.

¹ Surtout à l'époque, avant que la France n'innove en apprenant à moduler la production nucléaire.

² Voir Annexe 1.

C'est dans le but d'éviter l'empoisonnement du combustible que les ingénieurs d'EDF ont donc dû trouver un moyen pour maintenir la production nucléaire autour de son régime nominal, en dépit du creux de consommation nocturne.

Pour évacuer l'excédent correspondant, trois grandes catégories de solutions ont été mises en œuvre :

- ❖ Des solutions reposant sur le réseau : grâce à des interconnexions renforcées ou nouvelles, permettant de vendre à nos voisins cette électricité en surplus.
- ❖ Des solutions reposant sur des aménagements de consommation :
 - A partir de 1965, la mise en place d'un tarif préférentiel « heures creuses » incite les consommateurs à reporter certains de leurs usages vers la nuit, où l'électricité est moins chère ;
 - A partir des années 1970, EDF soutient le déploiement du **chauffage électrique** : le chauffage nocturne des habitations permet ainsi d'écouler une partie du surplus nucléaire.
- ❖ Des solutions reposant sur le stockage de l'énergie électrique la nuit, en vue de son utilisation ultérieure : c'est ainsi que le déploiement des ballons d'eau chaude et des stations de pompage-turbinage, consommateurs nocturnes, a contribué à réduire la profondeur du creux de demande entre minuit et 6 heures du matin.

1.2. Les stations de transfert d'électricité par pompage (STEP)

Nous détaillerons plus loin le fonctionnement des stations de pompage-turbinage. Retenons à ce stade qu'elles comprennent un bassin amont et un bassin aval séparés par une hauteur de chute suffisante, et qu'il s'agit de pomper l'eau vers le bassin supérieur pour ensuite la turbiner dans sa chute, afin de produire de l'électricité.

L'eau est turbinée de jour, lorsque la demande en électricité se fait plus forte : les STEP soutiennent ainsi les pointes de consommation et vendent leur électricité à un prix élevé.

A l'inverse, le pompage de l'eau vers le bassin supérieur, étape qui nécessite la consommation d'électricité, a lieu la nuit afin de bénéficier d'un électron bon marché : l'opérateur peut ainsi réaliser une marge, entre électricité consommée (achetée) et électricité produite (vendue), malgré les pertes dues au rendement du système.

Ce faisant, lorsque les ingénieurs d'EDF doivent exhiber des solutions dans les années 1970, **les STEP s'imposent comme un bon moyen de valoriser le surplus nocturne de la production nucléaire**, d'autant que la géographie montagneuse de certaines régions françaises s'y prête particulièrement bien.

C'est ainsi que la mise en service des stations de pompage-turbinage françaises accompagne le déploiement du parc électronucléaire (Table 1). Nous avons distingué dans le tableau ci-dessous :

- ❖ Les STEP « mixtes » (en blanc), dont la retenue amont est alimentée par l'eau de pompage **et** par apports gravitaires³,
- ❖ Les STEP « pures » (en bleu), qui ne bénéficient pas d'apports gravitaires et fonctionnent donc en cycle fermé pompage/turbinage.

³ Les apports gravitaires se réfèrent aux écoulements naturels de l'eau liés à la dénivellation, qui sont recueillis par le bassin amont.

STEP	Revin (Ardennes)	La Coche (Savoie)	Le Cheylas (Isère)	Montézic (Aveyron)	Grand'Maison (Isère)	Super Bissorte (Savoie)	TOTAL
Date de mise en service	1976	1977	1979	1982	1985	1987	
Puissance en turbine (MW)	720	330	460	910	1790	730	4940
Puissance en pompe (MW)	720	310	480	870	1160	630	4170
Puissance nucléaire installée à la mise en service (GW)	0,130	0,130	4,590	17,240	31,750	41,935	

Table 1. Déploiement des STEP en France – sources : EDF ; Observatoire de l'électricité

Leur déploiement dans les années 1970-1980 ne présente pas de risque technologique majeur, dans la mesure où il s'agit là d'outils bien maîtrisés : les premières STEP ont fait leur apparition dans les Alpes italiennes et suisses à la fin du XIX^{ème} siècle, et la France exploite de longue date la station de pompage-turbinage de 80 MW du lac Noir, dans les Vosges, construite entre 1928 et 1933 pour absorber la production excédentaire du barrage de Kembs, sur le Rhin⁴. Le savoir-faire hydro-électrique français a par ailleurs bénéficié du plan Monnet⁵ de 1946, initiant une vaste politique d'investissement dans les barrages, facilitée par les aides du plan Marshall.

Un outil de flexibilité complémentaire du nucléaire

L'intérêt du couple nucléaire/STEP est encore renforcé si l'on considère également l'incapacité des centrales nucléaires à accommoder les pics de consommation : de fait, un réacteur nucléaire présente une inertie significative et sa puissance ne peut absolument pas, à l'époque, être modulée.

A l'inverse, une STEP, chargée la nuit, est disponible en turbinage en quelque 3 minutes pour soutenir les pics de consommation du matin et du soir. En cela, elle équivaut à une centrale à cycle combiné au gaz (CCGT), également dédiée à la pointe car rapidement mobilisable (en quelques minutes).

Cependant, dans les années 1970-1980, après les chocs pétroliers, si le coût d'investissement de ces deux alternatives est voisin (sous réserve que la géographie s'y prête), le renchérissement du prix du baril donne un avantage économique aux stations de pompage, qui s'inscrivent par ailleurs mieux dans la stratégie d'indépendance énergétique poursuivie par la France.

Ces éléments montrent combien les STEP complètent la production nucléaire, en palliant sa rigidité à la baisse comme à la hausse, et éclairent la démarche d'investissement : fort de sa situation monopolistique et de la réglementation du marché de l'électricité par les pouvoirs publics, qui lui assurent alors une visibilité sur la rentabilité de long-terme des infrastructures tout en exigeant de lui toutes les mesures nécessaires à la sécurité du système, EDF déploie des STEP pour **optimiser son portefeuille de production et répondre à ses obligations de service public**.

A l'échelle de l'Europe et dans le monde, on observe la même dynamique d'accompagnement du parc électronucléaire par les STEP (fig. 2).

⁴ Mise à l'arrêt en 2002 à la suite d'une avarie, la STEP du Lac-Noir va être entièrement reconstruite, à la faveur d'un investissement de 70M€ d'EDF, pour une puissance installée de 55 MW. La concession a été renouvelée à EDF pour 50 ans en 2009 ; la mise en service ne devrait pas intervenir avant 2017.

⁵ Jean Monnet, premier Commissaire général au Plan (1945-1952).

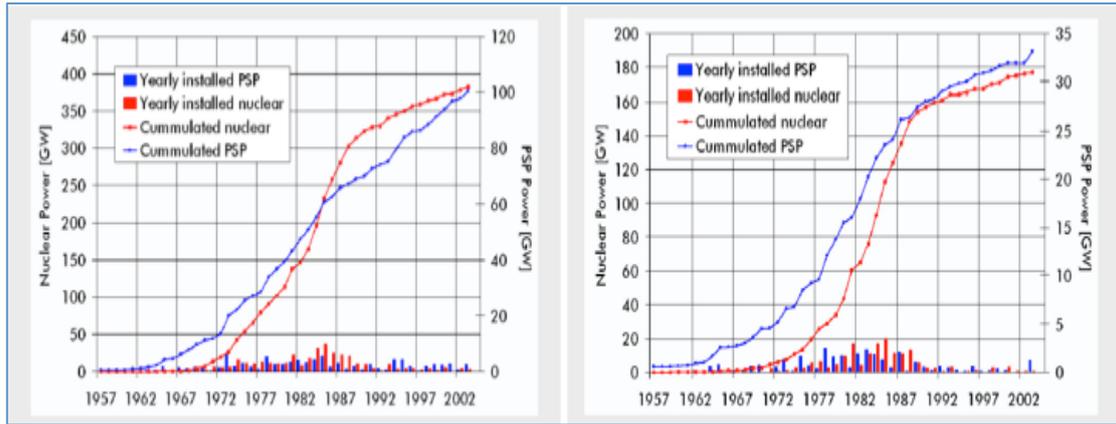


Figure 2. Evolution de la puissance de STEP (PSP) installée et de la puissance nucléaire installée

En GW – Dans le monde (à gauche) et en Europe (à droite) – source : Alstom

Cependant, le déploiement des STEP en Europe, et en particulier en France, se tarit dans les années 1990, lorsque les conditions qui ont fait leur succès s'altèrent :

- ❖ Le progrès technique des CCGT et la baisse du prix du baril font tomber l'avantage économique des STEP, qui deviennent plus capitalistiques, les sites géographiques les plus adaptés étant déjà équipés.
- ❖ L'ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence crée une situation d'incertitude sur la rentabilité des infrastructures, qui restreint l'investissement.

1.3. Les chauffe-eau à accumulation

Avec la mise en place du tarif différencié, l'idée émerge d'inciter les usagers à chauffer leur eau sanitaire la nuit, pour écouler une partie du surplus nucléaire : l'électricité est ici stockée sous forme thermique.

Sans ce stockage, l'électricité destinée au chauffage de l'eau serait consommée instantanément, au moment-même de la douche des Français, qui coïncide généralement avec les pics de demande du matin et du soir.

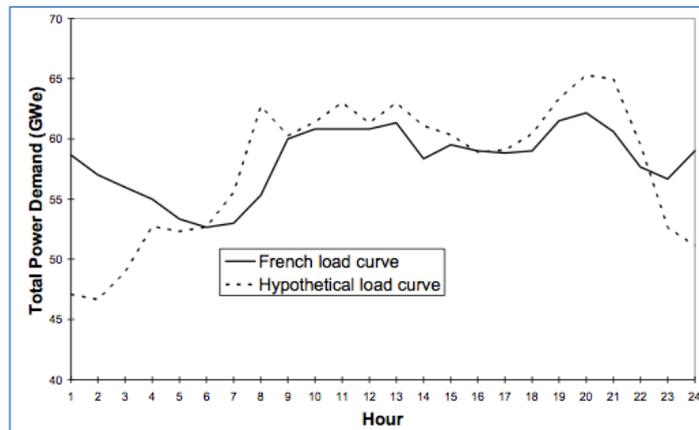
Le dispositif permet donc d'une part aux usagers de ne pas acquitter le tarif « heures pleines » pour leur eau chaude sanitaire, et d'autre part à EDF de contenir ces pics de consommation.

Aujourd'hui, avec 11 millions de ballons d'eau chaude installés en France et raccordés au tarif différencié⁶, cette initiative a rencontré un franc succès et permis de redresser la courbe de charge, en déplaçant près de 10 GW de puissance appelée vers l'excédent de production nucléaire (fig. 3).

Figure 3.
Courbe de charge avec (traits pleins) et sans (pointillés) ballons d'eau chaude - France

source : [129]

Les pointes du matin et du soir sont écrêtées, et le creux nocturne comblé.



⁶ Source : EDF

Bien que le stockage thermique sorte à proprement parler du champ de notre étude, il est intéressant de souligner les ingrédients qui ont fondé le succès des chauffe-eau. C'est d'abord la rencontre d'un besoin et d'une solution technologique simple : un réservoir, avec une résistance électrique pour amener l'eau à la température souhaitée. C'est ensuite un contexte tarifaire favorable, avec la modulation heures pleines / heures creuses, la charge des chauffe-eau étant asservie au passage en « heures creuses » : ce basculement est transmis via le réseau de distribution par un signal de fréquence, activé par une télécommande à la main du gestionnaire du réseau de distribution.

C'est enfin, on le voit, la situation monopolistique d'EDF qui, en opérateur intégré, bénéficiait de la vision globale, indispensable à la mise en place d'un tel écosystème (Table 2) :

EDF	
Production	Optimisation de la production
Distribution	Contrôle de la charge des chauffe-eau via le signal de fréquence
Fourniture	Contrôle de la modulation tarifaire

Table 2. La vision globale d'EDF, opérateur intégré

Par conséquent, les stations de pompage-turbinage et les ballons d'eau chaude permettent conjointement de mobiliser la nuit près de 15 GW en France, soit la production nominale d'environ 15 réacteurs nucléaires. L'histoire de leur déploiement, outre qu'elle nous démontre la longue expérience française en matière de stockage de l'électricité, nous permet de mieux caractériser celui-ci :

Le stockage de l'électricité est *utilitaire* : il se déploie en réponse à un besoin, en concurrence avec des *solutions alternatives* reposant sur le réseau électrique, des aménagements de consommation, ou des moyens de production adaptés. Son déploiement est largement dépendant du contexte réglementaire et de la structure du marché.

Cette caractérisation va nous être précieuse pour analyser le regain d'intérêt actuel pour le stockage.

2. Regain d'intérêt pour le stockage dans le monde

Ce regain d'intérêt pour l'intégration de technologies de stockage aux réseaux est lié à la pénétration croissante des énergies renouvelables intermittentes (fig. 4) dans les mix électriques.

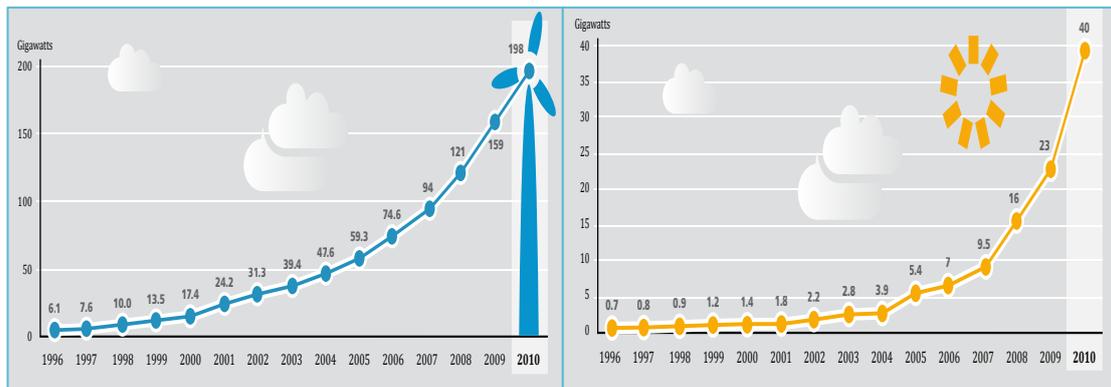


Figure 4. Capacité installée dans le monde : éolien (à gauche), solaire PV (à droite) - GW [52]

2.1. Le défi des énergies intermittentes

De fait, de nombreux pays, visant la réduction des émissions de gaz à effet de serre, se sont fixé des objectifs ambitieux en matière de décarbonation de leur mix électrique.

A cet égard, l'Union européenne se veut exemplaire avec une cible de 20% d'électricité consommée d'origine renouvelable en 2020 (fig. 5), et plus encore à horizon 2050 où les émissions de gaz à effet de serre devront être réduites de 75% par rapport à 1990 (« le facteur 4 », c'est-à-dire la division par 4 des émissions).

Or, l'essentiel de cette croissance de la part des énergies renouvelables dans le mix sera le fait de sources intermittentes, ce qui constitue un véritable défi pour les systèmes électriques : **contrairement à la production conventionnelle, les éoliennes et les panneaux solaires ne sont pas contrôlables**. De plus, leur production est volatile et reste encore peu prévisible.

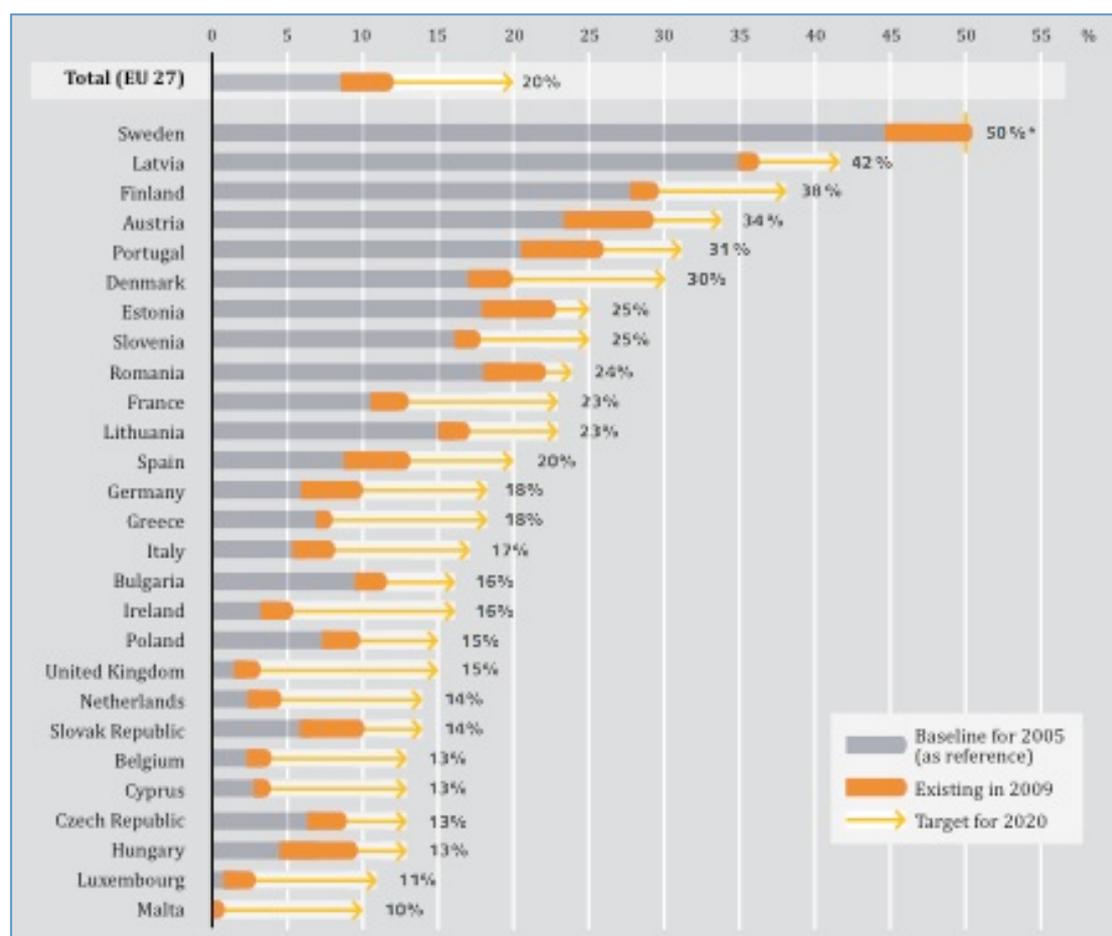


Figure 5. Objectifs 2020 de part d'électricité consommée d'origine renouvelable, dans l'Union européenne

source : Global Renewables Status Report 2011 – [52]

Si jusqu'à présent, les systèmes électriques étaient pilotés sur le principe de l'offre suivant la demande, les centrales étant allumées ou éteintes en fonction de l'évolution de la charge, par ordre de préséance économique, cette règle ne tient plus pour les énergies renouvelables intermittentes, qui ont toujours intérêt à produire lorsqu'elles le

peuvent. Leur production, *fatale*, intervient donc au gré des conditions climatiques et indépendamment de la demande.

C'est ainsi qu'à l'occasion de tempêtes nocturnes, l'Allemagne connaît des épisodes de surproduction éolienne tels que le gestionnaire de réseau est prêt à payer les consommateurs pour « éponger » le surplus : l'électron a alors un prix négatif !

A l'inverse, lors de la vague de froid de février 2012, marquée par des records de consommation, les éoliennes allemandes sont restées clouées par l'anticyclone...

Dans de nombreux pays, stocker l'excédent de production des moyens intermittents pour le restituer lorsqu'ils font défaut apparaît donc comme une solution intéressante pour remédier à ce décalage, et permettre l'intégration des énergies renouvelables sur les réseaux électriques sans compromettre la stabilité du système.

Cet intérêt est accru par les perspectives économiques que laissent entrevoir la libéralisation des marchés de l'électricité et la baisse du coût des technologies de stockage.

2.2. Contexte technico-économique

L'électricité, une commodité –

En effet, avec la mise en place de marchés spot de l'électricité, l'électron devient une commodité, volatile, dont le prix se renchérit avec la demande (fig. 6 – cf. fig. 1 pour la demande).

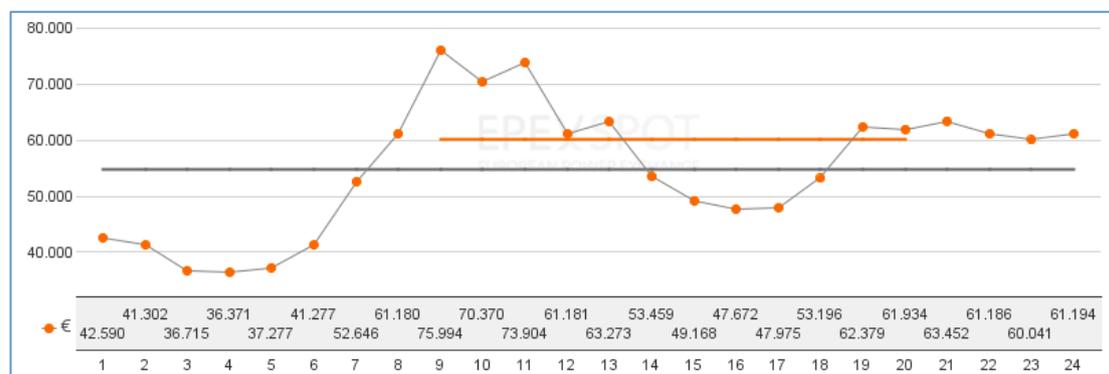


Figure 6. Prix spot de l'électricité en €/MWh - 19/4/2012 – source : Epex Spot France

En moyenne, au sein d'une même journée, le MWh peut varier d'une trentaine d'euros (en heures creuses) à plus de 70€ (en pointe). Ce *spread peak/off-peak* constitue une opportunité pour les opérateurs de stockage qui emmagasineront de l'électricité la nuit, à moindre coût, pour la vendre en pointe : on parle d'**arbitrage de prix**.

Des technologies de stockage plus performantes et moins chères –

Parallèlement, les technologies de stockage progressent, en particulier en termes de rendements, et leurs coûts baissent sous l'effet des efforts de recherche et d'innovation, notamment stimulés par l'émergence du véhicule électrique, qui tire le stockage électrochimique dans son ensemble.

Ainsi, les dispositifs de stockage deviennent de plus en plus performants et de moins en moins chers (fig. 7).

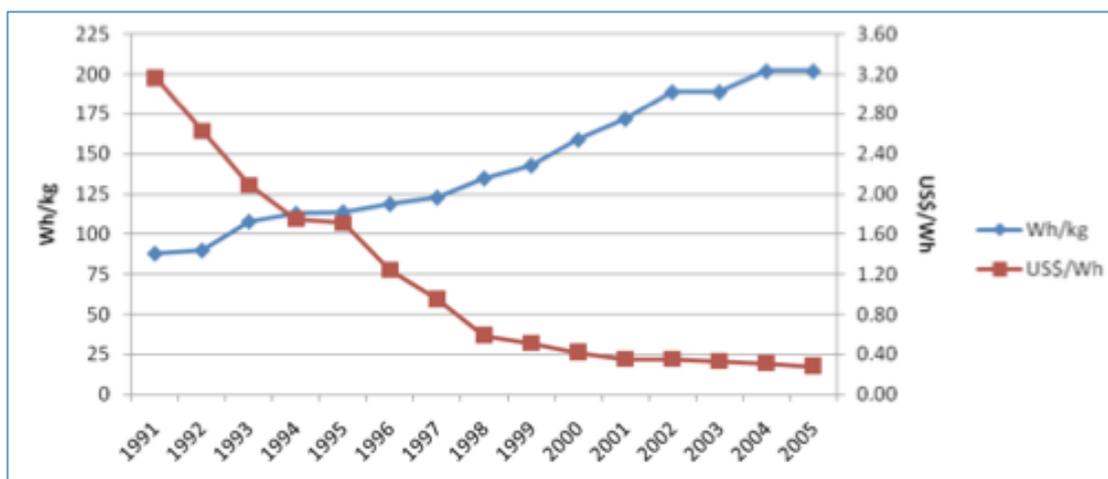


Figure 7. Evolution du prix (à dr.) et de la densité énergétique (à g.) des batteries Li-ion

Source : www.renewableenergyworld.com ; ne s'attacher qu'aux tendances, pas aux valeurs

Ce contexte porteur participe par conséquent du regain d'intérêt pour le stockage dans le monde : le stockage de l'électricité constituerait-il un modèle technico-économique viable pour l'intégration des énergies renouvelables intermittentes ?

3. Jeux d'influence autour du stockage en France

Ces espoirs s'inscrivent toutefois sur fond d'incertitudes :

- ❖ Le rythme de l'innovation technologique et de la baisse du coût des outils de stockage demeure inconnu, exposant au risque d'investir dans des dispositifs rapidement obsolètes ;
- ❖ L'évolution des mix électriques et son rythme sont également loin d'être clairs : cela peut contribuer à brouiller le débat sur le besoin de coupler du stockage aux énergies intermittentes, et soulève des questions quant à l'évolution du prix de l'électricité et du *spread peak /off-peak*, donc sur la rentabilité des investissements.

Pareilles incertitudes expliquent les réactions mitigées que suscite le stockage en France.

D'un côté, les laboratoires de recherche et les fabricants de stockage, convaincus de détenir la solution aux défis des futurs systèmes électriques, se tournent pleins d'enthousiasme vers l'Etat et les opérateurs du monde électrique pour soutenir leurs démarches et leurs technologies.

De l'autre, les acteurs historiques du monde de l'électricité, considérant les coûts et les incertitudes qui pèsent sur le stockage, en appellent à la prudence.

Entre les deux, l'Etat, désargenté, qui doit veiller à la stabilité du système électrique tout en pilotant la transition énergétique, se veut pragmatique et attend qu'on lui démontre la viabilité et la validité des propositions avant de s'engager.

Afin de comprendre ce jeu d'acteurs et pour s'efforcer de le dépasser, il nous faut en analyser les fondements, en intégrant leurs dimensions historiques et géographiques.

A l'aube d'une incertaine transition énergétique, rappelons-nous que tout nouveau développement s'inscrit dans un système qui a une histoire, et que celle du système électrique français est marquée par l'excellence industrielle en matière de stockage.

A l'heure de la mondialisation, reconnaissons que toute évolution, particulièrement pour le système électrique européen interconnecté, s'inscrit dans un contexte global, et que celui-ci voit de nombreuses régions s'intéresser de près au stockage.

Les enjeux du stockage de l'électricité pour la France s'articulent donc autour d'une double problématique :

- ❖ Le stockage est-il l'optimum technico-économique pour répondre aux défis du système électrique français ?
- ❖ L'expérience industrielle des années 1970-1980 et les compétences dans le domaine du stockage qui en résultent peuvent-elles être valorisées face aux nouveaux défis qui se posent aux systèmes électriques ?

B. Le stockage, réponse aux défis des systèmes électriques ?

Le stockage revient au goût du jour car on pense qu'il peut remédier aux nouveaux défis des systèmes électriques, pour lesquels d'autres solutions éprouvées semblent ne plus pouvoir convenir. Mais il convient de garder à l'esprit que, tout comme il existe une grande variété de technologies de stockage électrique, il existe également une grande diversité de services que le stockage peut rendre. Cette grande variété peut expliquer l'incertitude régnant encore sur les modèles d'affaires de ces outils.

1. Le défi d'un système électrique : un besoin de flexibilité

Tout système électrique doit à chaque instant équilibrer l'ensemble des consommations en sortie avec l'ensemble des productions en entrée. En cas de déséquilibre, les caractéristiques de l'électricité fournie se dégradent, notamment la fréquence, et peuvent amener à des déconnexions de sécurité, afin de ne pas endommager les équipements électriques raccordés. De plus, il faut non seulement parvenir à un équilibre global des consommations et des productions de manière instantanée, mais encore arriver à acheminer les quantités d'électricité nécessaires aux bons endroits. Ce sont là les missions des gestionnaires de réseau de transport et de distribution, véritables logisticiens du commerce de l'électron.

Cet équilibrage du réseau n'est pas de tout repos, car des fluctuations sont présentes sur toute la ligne : en production, en consommation, et sur les réseaux électriques eux-mêmes. Il faut donc gérer de manière optimale l'ensemble des ressources disponibles et surveiller à chaque instant les évolutions sur le réseau. **La flexibilité, qu'elle soit en amont, en aval ou au niveau du réseau électrique, est donc un besoin essentiel.**

Ces missions ont toujours représenté un véritable défi, mais on peut remarquer qu'aujourd'hui ce défi est renouvelé par deux évolutions du monde de l'électricité : l'accroissement du phénomène de pointe et l'intermittence des énergies renouvelables.

1.1. La pointe et les changements de mode de consommation électrique

Comme on a pu le voir (fig. 1), la consommation électrique en France n'est pas constante en cours de journée. C'est également le cas d'un grand nombre de pays, comme l'Espagne (fig. 8). Si on observe une courbe de consommation journalière espagnole en semaine, on remarque qu'elle se caractérise par :

- ❖ Une montée en puissance le matin, qui correspond au réveil des consommateurs et à une reprise de l'activité économique et industrielle ;
- ❖ Une réduction de la consommation au milieu de l'après-midi, où les usages domestiques sont faibles ;
- ❖ Une pointe du soir, où se superposent la consommation résiduelle des activités économiques et la consommation des ménages au retour du travail, qui correspond à des usages variés : éclairage, cuisine, lessive, audiovisuel, etc...
- ❖ Un « creux » nocturne.

On retrouve une ou plusieurs pointes journalières dans de nombreux pays où l'électricité est bien développée et où les modes de vie et la place de la consommation des ménages dans la consommation électrique nationale sont similaires.

A cette pointe journalière, s'ajoutent des variations sur la semaine : la consommation a notamment tendance à baisser pendant le week-end du fait du ralentissement de l'activité économique, tout en continuant à présenter un pic en fin de journée (fig. 8).

Enfin, d'une saison à l'autre, la consommation change : la variation de la longueur du jour impacte l'utilisation de l'éclairage, les variations de température jouent sur notre

utilisation de moyens de chauffage ou de climatisation, et l'activité économique ralentit aux différentes périodes de congés, notamment l'été.

La pointe de puissance annuelle dans un pays, qui est le maximum de puissance appelée sur toute année, a ainsi souvent lieu à la conjonction des trois pointes journalière, hebdomadaire et saisonnière.

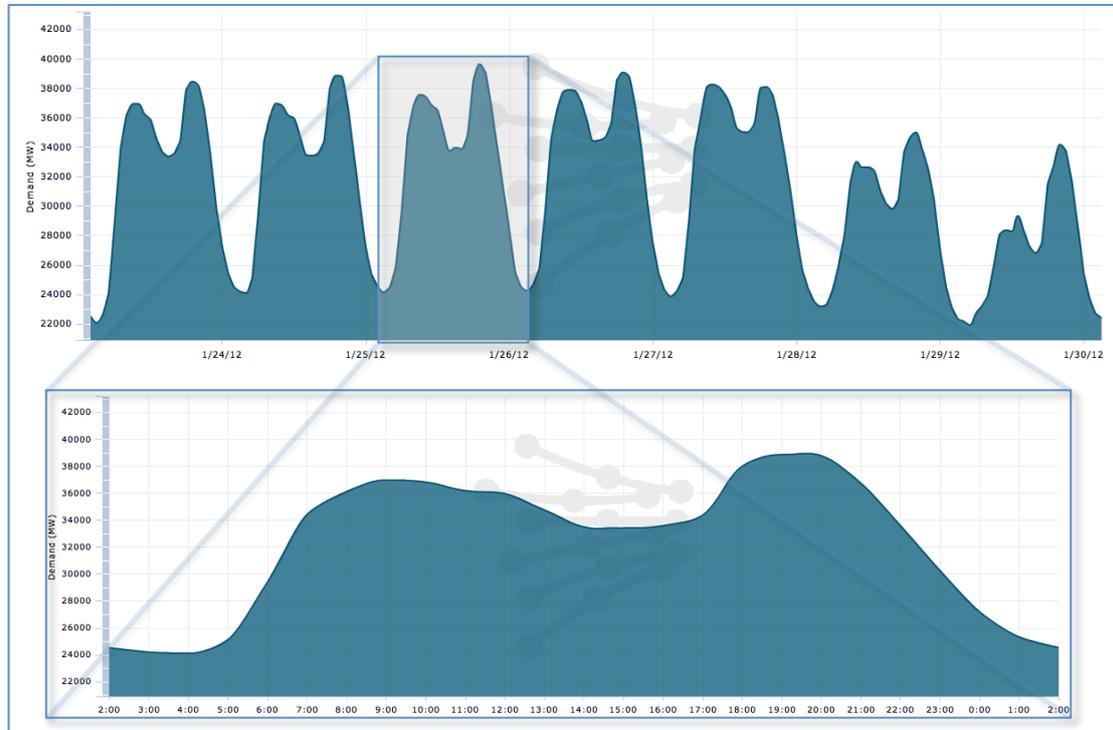


Figure 8. En haut : Courbe de demande du lundi 23/01/12 au dimanche 29/01/12 en Espagne
En bas : courbe de demande sur la journée du mercredi 25/01/12. On observe la pointe à 19h.

source : Red Eléctrica de España

Aux Etats-Unis par exemple, la pointe annuelle aura lieu en été, au cœur de la pointe saisonnière générée par l'omniprésence de la climatisation et au milieu d'une journée très chaude. Une pointe saisonnière existe aussi en hiver du fait de la brièveté des jours et du chauffage électrique.

Dans des pays comme l'Espagne ou la France, la pointe annuelle a lieu l'hiver, en soirée⁷, en raison d'une pointe saisonnière de chauffage électrique et d'éclairage.

Cette pointe de puissance est dimensionnante pour le système électrique : il faut disposer d'une part d'assez de moyens de production en état de fonctionnement, et capables de réagir au moment de la pointe pour fournir la puissance nécessaire en temps voulu, et d'autre part d'infrastructures de transmission capables de transporter et distribuer les flux d'électricité correspondant à cette charge maximale, même si elle n'intervient que quelques heures par an.

Si cela n'est pas le cas, une coupure d'électricité aura lieu soit par défaillance de la production, soit par défaillance du réseau⁸. Les pics de demande ayant lieu souvent lors d'épisodes climatiques extrêmes, comme les canicules ou les vagues de froid, les

⁷ La pointe annuelle espagnole sur la période septembre 2011-septembre 2012 a eu lieu le 13 février 2012 vers 20h, avec une consommation instantanée d'environ 43 GW. On peut noter que des pointes importantes sont également présentes dans ce pays vers 13h les jours d'été, sans atteindre cependant les niveaux hivernaux. Source : REE [24b]

⁸ Par exemple, la majorité des coupures en France métropolitaine des dernières années sont dues à des défaillances réseau – source : rapport Poignant-Sido [9]

conséquences d'une coupure lors d'un pic, en cas de défaillance du système, sont d'autant plus graves. D'où la nécessité d'investir dans le réseau pour supporter la pointe et dans des moyens de production de « pointe », même s'ils sont appelés à n'être utiles que peu d'heures dans l'année.

C'est un défi important, car les écarts entre puissance de pointe et puissance moyenne ne sont pas négligeables. Ainsi en Espagne, si la puissance moyenne appelée sur l'année 2011 avoisine les 29 GW, le pic de puissance hivernal s'est élevé à 150% de cette valeur, soit 44 GW environ. L'existence d'une pointe implique donc des efforts d'investissement non-négligeables.

De plus, cette pointe a tendance dans plusieurs pays à augmenter plus vite que la charge moyenne. C'est le cas en France⁹, mais également en Espagne, où la pointe hivernale a augmenté de 27% entre 2002 et 2011, alors que la charge moyenne n'a cru que de 20% sur la même période¹⁰.

A l'origine de cette augmentation de la pointe, on peut évoquer l'utilisation croissante du chauffage électrique ou de la climatisation, ainsi que l'uniformisation des modes de vie, avec une démocratisation de l'électroménager et de l'électronique domestique (informatique notamment). La baisse de l'activité industrielle, qui présente elle une consommation plus régulière, et la tertiarisation des emplois contribuent également à une plus grande variabilité de la consommation d'électricité dans la journée et au cours de la semaine. A l'avenir, certains craignent également qu'une arrivée trop importante de véhicules électriques sur le réseau, sans organisation raisonnée de la charge, amène un renchérissement supplémentaire de la pointe, tous les usagers rechargeant leur voiture à leur arrivée au travail ou à leur retour au domicile.

Cette augmentation du phénomène de pointe impose de pouvoir supporter d'encore plus grandes variations de demande. Le besoin de flexibilité des systèmes électriques s'en trouve ainsi accru.

1.2. Les énergies renouvelables intermittentes

L'autre évolution exigeante pour le système électrique est la pénétration croissante des énergies renouvelables intermittentes, en Europe et dans le monde (fig. 4 et 5). Les énergies renouvelables telles que l'éolien et le solaire photovoltaïque sont dites intermittentes car d'une part, la variabilité de leur production est forte, d'autre part ces variations sont non-contrôlables, difficilement prévisibles et brusques. En prenant pour exemple la production éolienne en Allemagne sur une dizaine de journées d'hiver, on observe que la production éolienne peut atteindre seulement 3% de la capacité installée, pour grimper quelques jours plus tard à 30%, puis d'effondrer très rapidement à quelques pourcents, à une vitesse proche de 1 GW par heure (fig. 9).

A l'échelle journalière, la volatilité reste importante, notamment pour la production solaire d'un champ qui peut descendre en flèche au passage d'un nuage (fig. 10).

De plus, cette volatilité serait plus facile à gérer s'il était possible de l'anticiper, mais, malgré les efforts déployés, il reste difficile de prévoir à moyen terme l'évolution de ces productions. Ainsi, pour l'exemple de l'Espagne, le ratio entre la moyenne d'erreur absolue de prévision éolienne à 24h et la moyenne de production réelle reste au-dessus de 15%¹¹. La prévision éolienne peut aussi être décorrélée de la prévision de vent, puisqu'au-delà d'une certaine intensité du vent, les éoliennes sont mises en berne – et ne produisent donc plus – pour éviter la casse du matériel.

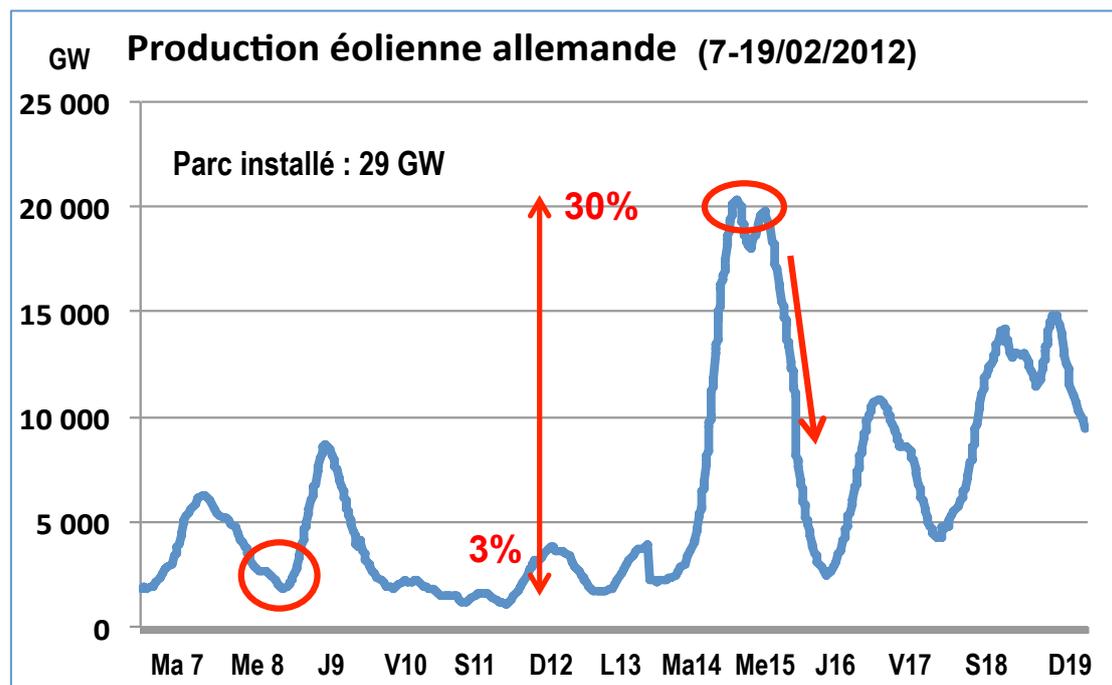
⁹ Les détails sur le comportement de la pointe française sont données dans la partie spécifiquement consacrée à l'analyse du système électrique français (C.6)

¹⁰ Source : REE [24b]

¹¹ Source : REE

Ces variations de la production sont bien entendu indépendantes des variations de la consommation : **elles induisent donc un risque de décalage offre-demande par leur non-contrôlabilité.**

Celui-ci peut-être renforcé par la réglementation qui, pour inciter la production d'origine renouvelable, impose souvent l'injection de ces énergies ou propose des tarifs de rachat avantageux. De plus, avec leur coût marginal de production proche de zéro, les éoliennes et les panneaux solaires ont toujours intérêt à revendre leur production. C'est pourquoi on qualifie parfois ces énergies intermittentes de « fatales » : leur présence dans le système ne dépend que des conditions climatiques, et pas de la volonté des opérateurs d'équilibre comme les gestionnaires de réseau¹².



Dans l'impossibilité de contrôler ces énergies (à moins de les déconnecter) ou de prévoir leur production avec précision, le système électrique doit se doter de nouveaux moyens de compensation pour rétablir à la hausse ou à la baisse l'équilibre production-demande, et ce de manière aussi rapide que les variations liées à l'intermittence. Etant donné que les énergies renouvelables intermittentes sont souvent connectées de manière diffuse sur le réseau, elles peuvent provoquer des déséquilibres locaux et des défaillances de réseau à tous les niveaux, ou simplement dégrader la qualité de l'électricité distribuée, comme c'est déjà le cas en Italie du fait de la forte pénétration du solaire résidentiel¹³.

Ainsi, les objectifs d'augmentation de la part d'énergies renouvelables, poursuivis par de nombreux pays et qui seront essentiellement atteints grâce aux énergies intermittentes photovoltaïque et éolienne, vont demander du système électrique dans son ensemble une flexibilité encore plus grande.

¹² Ceux-ci les considèrent d'ailleurs parfois comme une simple composante volatile supplémentaire de la demande, en calculant une courbe de charge corrigée, obtenue en retranchant la production des énergies renouvelables intermittentes à la courbe de charge.

¹³ Les détails sur la situation italienne sont fournis dans la partie qui lui est spécifiquement consacrée (C.4).

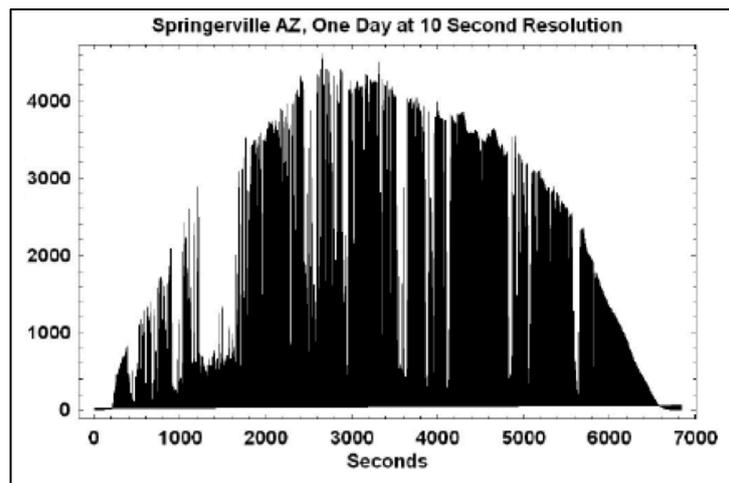


Figure 10. Production d'un champ photovoltaïque sur une journée à Springerville, Arizona. On observe de brusques variations dues aux passages de nuages – Source : EPRI [39]

Quels critères pour devenir plus flexible ? –

Avant de présenter les solutions qui peuvent être choisies pour apporter cette flexibilité nécessaire au système électrique, il convient d'insister sur le fait qu'il n'existe pas *une* solution, mais un ensemble de solutions dont chacune pourra se révéler optimale selon le contexte dans lequel on se situe. Ce contexte peut être mondial, national ou local, et déterminera l'importance relative des critères à considérer.

Les critères techniques seront évidemment primordiaux : si l'on cherche à équilibrer production et demande face à des fluctuations de quelques MW sur quelques minutes, à l'échelle locale, la solution ne sera pas la même que pour des fluctuations de plusieurs GW sur une année, à l'échelle de plusieurs pays. De même, la vitesse de réponse, en taux de variation de puissance, caractérise la flexibilité apportée. Le critère du coût et celui de la rentabilité sont bien entendu également déterminants.

De nombreux autres éléments peuvent influencer la décision : on peut évoquer tout d'abord l'histoire du développement du réseau électrique considéré et son état actuel. S'il existe un réseau bien développé à *l'échelle nationale*, il sera plus difficile de s'orienter vers une solution privilégiant des équilibres énergétiques *très locaux*, puisque cela reviendrait à ne pas capitaliser sur l'investissement antérieur. A l'inverse, un pays en développement, au réseau morcelé, verra dans cette solution le moyen d'économiser des investissements lourds en infrastructures réseau¹⁴.

Au-delà de la rentabilité d'un projet, les fonds disponibles pourront orienter l'investissement vers une solution plus ou moins capitalistique. De même, certaines solutions intéressantes seront écartées en raison de la longue durée du projet qu'elles impliquent, tandis que le besoin de flexibilité augmente très rapidement. Ces deux motifs peuvent avoir raison de grands projets ambitieux, comme par exemple la mise en place de STEP.

L'impact environnemental est bien sûr à prendre en compte et sera souvent déterminant. Il orientera par exemple le choix d'une centrale de production moins polluante, surtout si la réglementation incite fortement à réduire les émissions. L'impact environnemental sera également important vis-à-vis de l'acceptabilité sociale du projet, les populations pouvant refuser de supporter ce qu'elles considèrent comme une nuisance. Mais le critère d'acceptabilité sociale est par ailleurs encore plus large, puisque certaines solutions, à l'impact environnemental positif, peuvent se heurter à la volonté des usagers : en exemple, imposer une baisse de consigne des thermostats de chauffage dans les lieux publics peut s'avérer difficile à faire accepter.

¹⁴ Les détails sur l'intérêt du stockage électrique pour les pays en développement se trouvent dans la partie qui leur est spécifiquement consacrée (C.5).

Enfin, un élément crucial est la nature du contexte énergétique environnant. Si l'énergie est rare, les solutions recherchées seront sans doute économes en énergie et à haut rendements : la rareté renchérissant l'énergie, elles pourront mettre en œuvre de coûteuses technologies de pointe tout en trouvant la meilleure rentabilité possible. Si l'énergie est disponible et peu chère, des solutions plus simples bien que gaspillant une partie de l'énergie du système seront sans doute les plus rentables. C'est pourquoi, au-delà des déséquilibres temporaires ou locaux, la tendance à la raréfaction ou à l'abondance de l'énergie dictera les choix de flexibilité.

2. Les solutions de flexibilité sans stockage

2.1. Des solutions multiples en amont, en aval et au niveau du réseau électrique

Pour assurer à tout instant l'équilibre entre la production et la demande d'électricité, ainsi que le bon acheminement des quantités d'énergie correspondantes, on peut travailler sur la flexibilité :

- ❖ des moyens de production,
- ❖ de la demande,
- ❖ du réseau électrique.

Les critères évoqués ci-dessus orienteront le choix entre ces options.

Flexibilité de la production –

C'est le moyen le plus utilisé traditionnellement, avec le développement du réseau. On peut classer les moyens de production en différentes catégories :

- ❖ les moyens de production d'énergie fatale : ce sont les énergies hydraulique au fil de l'eau, éolienne et solaire, qui produisent sans que l'on puisse les contrôler, sauf à les déconnecter. On peut aussi ajouter à cette catégorie les centrales à cogénération, lorsque le besoin de chaleur impose la production d'électricité.
- ❖ les moyens de production de base : ce sont des centrales dont la production est peu modulée, soit en raison de contraintes techniques, soit par recherche d'un optimum économique. Appartiennent à cette catégorie les centrales nucléaires, au coût marginal faible. Dans d'autres pays, l'alimentation d'électricité en base est assurée par des centrales thermiques à lignite, par exemple.
- ❖ les moyens de production de semi-base : ceux-ci sont modulés sur une journée et de manière saisonnière. On peut utiliser dans ce régime des centrales thermiques à charbon ou gaz.
- ❖ Les moyens de production de pointe et d'extrême pointe, qui réagissent rapidement pour assurer la production de pointe. On y trouve les centrales hydrauliques avec retenue, à la valeur d'usage élevée¹⁵, et les turbines à combustion (TAC), au coût marginal élevé. Les centrales au fioul sont également utilisées en extrême pointe.

¹⁵ La production hydraulique a un coût marginal nul, l'eau alimentant naturellement les barrages. Cependant, l'eau étant en quantité limitée, les producteurs lui fixent une valeur d'usage qui correspond aux coûts futurs (allumage d'un moyen thermique de pointe, etc...) qu'elle pourrait permettre d'éviter. Si le prix de l'électricité est inférieur à cette valeur, il est plus intéressant de conserver l'eau dans la retenue pour plus tard.

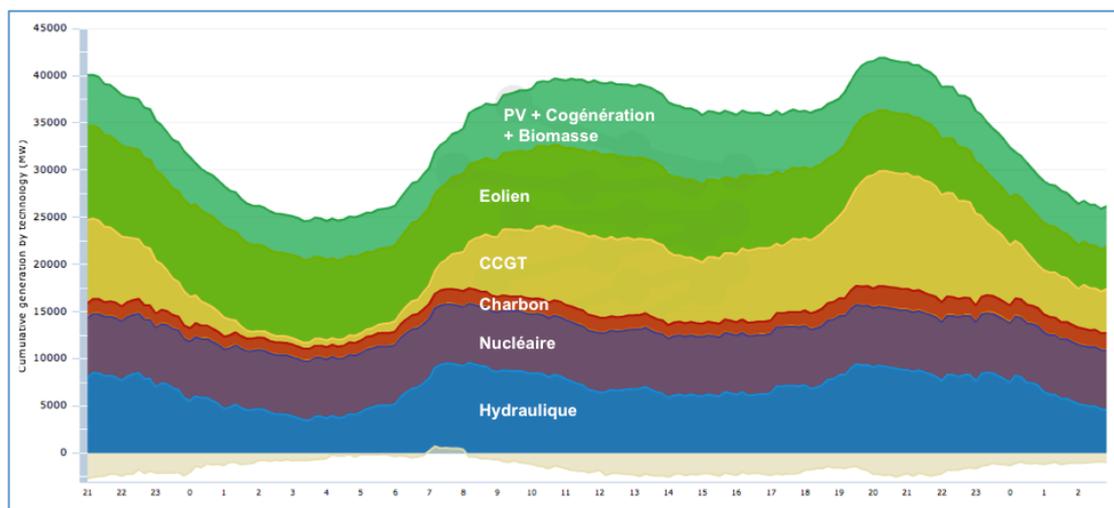


Figure 11. Empilement des moyens de production pour satisfaire la demande - Espagne, 10/03/2010.

On observe que la modulation contrôlée de la production est principalement réalisée via les CCGT et les centrales hydrauliques – source : REE

Ces catégories caractérisent non seulement le coût de production des centrales (*merit order*), les moyens les moins chers étant déclenchés en premier, mais également la modularité et la rapidité de montée et de descente en puissance des outils (Table 3).

Type de centrale (puissance nominale)	Charbon dur (800 MW)	Cycle Combiné Gaz (875 MW)	Nucléaire (1260 MW)	Hydraulique - retenue (1 GW)
Vitesse maximale de modulation de puissance (MW/min)	+/-27	+/- 38	+/- 63*	+/- 100

Table 3. Vitesse de modulation des moyens de production – sources : RTE ; RWE

*La modulation de la production nucléaire est spécifique à la France, et n'est pas pratiquée par les autres pays utilisant cette énergie.

Avoir un empilement de moyens de production de plus en plus modulables permet d'avoir une courbe de production qui suit la courbe de demande (fig. 11). Mais la diversité des moyens de production joue également un rôle dans la gestion des déséquilibres, en assurant une réactivité suffisante. En effet, il n'est jamais possible de prévoir exactement la courbe de consommation, et des aléas peuvent également se produire au niveau de la production. Lors d'un déséquilibre, par exemple un déficit d'offre dû à une panne sur un groupe de production, les moyens les plus flexibles sont alors modulés, dans cet exemple à la hausse, pour compenser la perte. Avoir une réserve rapide et en quantité suffisante est nécessaire au prompt rétablissement de l'équilibre offre-demande et permet d'éviter que la qualité de l'électricité, notamment la fréquence, ne se dégrade trop.

Face au défis de la pointe électrique et de la pénétration des énergies renouvelables, on peut donc choisir d'augmenter la flexibilité et la réactivité des outils productifs en :

- ❖ améliorant la modularité de moyens de productions existants pour qu'ils puissent être utilisés en pointe ;

- ❖ multipliant les investissements dans de nouveaux moyens de pointe comme les centrales cycle combiné gaz (CCG) et les TAC, voire les centrales hydrauliques, qui permettent d'augmenter la capacité installée pour couvrir la pointe, tout en présentant la rapidité nécessaire pour suivre les évolutions de la demande ;
- ❖ enfin, on peut également choisir de brider les énergies renouvelables intermittentes pour moduler leur production et arriver à mieux contrôler l'injection instantanée, voire les déconnecter.

Flexibilité de la demande -

On peut aussi piloter l'équilibre offre-demande sans changer la production : la solution est de rendre flexible ou de modifier la courbe de consommation. Cette « maîtrise de la demande » se décline en deux catégories :

La Maîtrise de la Demande en Energie (MDE) -

Dans le sens d'une utilisation plus rationnelle et efficace de l'énergie et d'une réduction des consommations énergétiques, les politiques de Maîtrise de la Demande en Energie visent à réduire la consommation annuelle globale des usagers (Encadré 1).

Elles concernent donc en particulier les usages électriques de l'énergie : des comportements plus économes, permettent en effet de réduire la consommation électrique, en particulier aux moments où la production ne parvient plus à suivre la demande – sources majeures de difficultés du système électrique¹⁶.

La MDE n'évite pas nécessairement les pics de demande, mais en contient l'ampleur.

¹⁶ Même si aujourd'hui des creux profonds de consommation conjugués à une forte production renouvelable non-contrôlable peuvent se révéler également problématiques.

- Encadré 1 -

Principaux axes de la Maîtrise de la Demande en Energie en France

On peut distinguer deux grands axes dans les politiques de MDE, en France :

L'efficacité énergétique¹⁷ -

Elle se définit comme le rapport entre un service délivré et l'énergie qui y est consacrée : elle consiste donc à augmenter le niveau du service rendu pour une consommation inchangée ou à consommer moins d'énergie à service équivalent.

En France, un axe majeur concerne la consommation énergétique des bâtiments :

- la loi Grenelle-I fixe un objectif de - 38% en 2020 pour la consommation des logements existants, soit un passage de 240 kWh/m²/an à 150 kWh/m²/an ;
- la Réglementation Thermique 2012 (RT 2012) dispose que toutes les constructions neuves, à partir du 1^{er} janvier 2013, et par application anticipée au 28 octobre 2011 pour les bâtiments non-résidentiels, doivent présenter une consommation d'énergie primaire inférieure à un seuil de 50 kWh/m²/an en moyenne - soit l'équivalent du label « Bâtiment Basse Consommation ».

Ces dispositions, qui visent en particulier une meilleure isolation thermique des bâtiments, impactent les usages électriques de l'énergie, notamment pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire : en particulier, la RT2012, basée sur la consommation d'énergie *primaire*, remet en cause les ballons d'eau-chaude électrique.

La sobriété énergétique -

Elle s'adresse aux usagers et a pour but, par une sensibilisation aux bonnes pratiques et l'évolution des comportements, une consommation d'énergie moindre (avec un service rendu dégradé, mais acceptable).

Pour les usages électriques de l'énergie, on peut citer l'extinction complète de l'électroménager « brun » au lieu de la veille, l'extinction des lumières dans les pièces inoccupées, un abaissement de la température de consigne du chauffage individuel (à 19°C au lieu de 21°C, par exemple)... Cette mesure réduit d'ailleurs la thermo-sensibilité de la courbe de charge, et donc la pointe hivernale.

Par ailleurs, le **mécanisme des certificats d'économie d'énergie**, introduit par la loi de Programme fixant les Orientations de la Politique Energétique (loi POPE, 2005), permet de piloter la réduction des consommations d'énergie par le biais d'objectifs chiffrés fixés aux vendeurs d'énergie, et assortis de pénalités pour les obligés ne les respectant pas.

Sur la période 1^{er} juillet 2006 - 30 juin 2009, le volume d'économies à répartir au pro rata des ventes des opérateurs s'élevait à 54 TWh, et la pénalité financière à 2 c€/kWh en dépassement.

La Maîtrise de la Demande en Puissance (MDP) et l'effacement -

Ces mesures cherchent à lisser le profil de la courbe de demande électrique, sans forcément modifier la quantité globale d'électricité consommée, mais en décalant plutôt les usages.

Un premier levier en est la tarification variable, comme on l'a vu pour le développement des chauffe-eau et le report du chauffage de l'eau sanitaire vers les heures creuses. Les incitations tarifaires sont un moyen efficace pour pousser les usagers à décaler leurs consommations : soit que cette décision procède d'un choix conscient du consommateur face au tarif appliqué (par exemple, le choix de faire

¹⁷ Avec le paquet « Energie-Climat » européen, puis la loi Grenelle-I (2009), la France s'est engagée à améliorer de 20% son efficacité énergétique en 2020 par rapport à l'évolution tendancielle.

tourner des machines plutôt la nuit que le jour), soit qu'un mécanisme de signal tarifaire permette de déclencher de façon automatisée certains usages via des appareils asservis, comme les chauffe-eau¹⁸.

Ces tarifs sont la plupart du temps construits de manière à favoriser la consommation en période creuse, et à défavoriser la consommation en période de pointe : ils permettent donc ainsi de lisser la courbe de charge. En France, c'est le cas du tarif heures pleines / heures creuses, également du tarif EJP et de l'option Tempo mis en place par EDF¹⁹, qui proposent à des consommateurs des tarifs élevés sur quelques journées de pointe saisonnière par an, en contrepartie d'une électricité bon marché le reste du temps. Les abonnés à ces tarifs sont donc fortement incités financièrement à limiter leur consommation les jours de pointe.

Un second moyen consiste à passer un contrat avec un consommateur lui proposant de s'effacer, c'est-à-dire de suspendre sur demande une partie de sa consommation instantanée, en contrepartie d'une rémunération.

En France, le Mécanisme d'Ajustement (Encadré 6 p. 77) géré par RTE permet par exemple aux gros clients industriels d'être rémunérés pour arrêter leurs installations sur demande. Certaines entreprises cherchent également à valoriser l'effacement des particuliers, le plus souvent en installant chez eux des dispositifs commandés à distance qui permettent d'effacer la consommation de certains appareils sur demande : le chauffage électrique est une cible de choix, puisqu'un arrêt de quelques minutes n'aura qu'un impact limité sur le confort thermique du consommateur. Le foisonnement des effacements agrégés sur l'ensemble des consommateurs permet d'atteindre un volume de puissance non-appelée significatif. Pour l'effacement du chauffage, un résultat subsidiaire de ces manœuvres semble être une baisse significative de la consommation des ménages équipés²⁰.

L'effacement est déclenché le plus souvent lorsque la demande est forte et que la production est en décalage : cette solution peut alors se révéler plus économique que l'allumage d'un moyen de pointe. D'autre part, l'effacement pouvant être déclenché très rapidement, il peut être une bonne solution pour réagir à des variations brusques de la production intermittente.

Ces différentes mesures permettent ainsi de rendre plus flexible le système électrique, soit en relâchant la tension sur le volume de la consommation, soit en rendant cette consommation plus contrôlable et plus modulable : elles permettent une adaptabilité de la demande vis-à-vis des variations de la production.

Flexibilité du réseau électrique –

Le réseau électrique, connectant les producteurs et les consommateurs, constitue le troisième gisement, bien connu, de flexibilité du système face aux variations et aléas de l'offre et de la demande. Un réseau apporte une flexibilité optimale lorsqu'il possède les caractéristiques suivantes, exemplifiées par le cas français.

Tout d'abord, afin de pouvoir fournir tous les consommateurs même en cas de forte de demande et d'aléas sur les lignes, l'infrastructure de transmission doit être

¹⁸ De nombreux fournisseurs d'électroménager se penchent également sur la possibilité de développer des machines intelligentes qui, tout en garantissant un résultat dans un temps donné, choisissent d'elles-mêmes quand consommer l'électricité en fonction des périodes tarifaires, pour minimiser le coût électrique.

¹⁹ Le tarif EJP n'est plus proposé à la vente depuis 1998, et l'option Tempo n'est plus proposée depuis 2000. Néanmoins les abonnés historiques bénéficient toujours de ce tarif.

²⁰ Ainsi, en cumulant de multiples effacements courts du chauffage électrique, certains utilisateurs peuvent économiser jusqu'à 10% de leur consommation annuelle. *Source : Voltalis*

dimensionnée sur le flux maximal passant, et avoir une bonne résilience aux incidents de coupure de ligne.

C'est pourquoi, aujourd'hui en France, le réseau de distribution est le plus souvent bouclé, permettant d'atteindre un nœud de distribution par deux voies différentes. De même, RTE s'assure à tout instant que le réseau de transport, fortement maillé et conçu pour assurer son rôle en l'absence de lignes déconnectées pour réparation (fig. 12), reste capable d'accepter les flux électriques redistribués sur le réseau en cas de rupture d'une ligne. Il est d'ailleurs courant d'avoir un certain nombre de lignes ouvertes mais sous tension, prêtes à servir de relais en cas de défaillance.

Ensuite, le réseau se doit d'être maillé afin de pouvoir faire foisonner les productions et les consommations : une surproduction ici pourra être compensée par une surconsommation là. Le réseau permet ainsi un équilibrage global entre des déséquilibres locaux. Il permet ainsi également de limiter l'impact d'un incident²¹. Le réseau de transport, avec son maillage et ses interconnexions avec les autres pays européens, est l'outil principal de ce foisonnement.

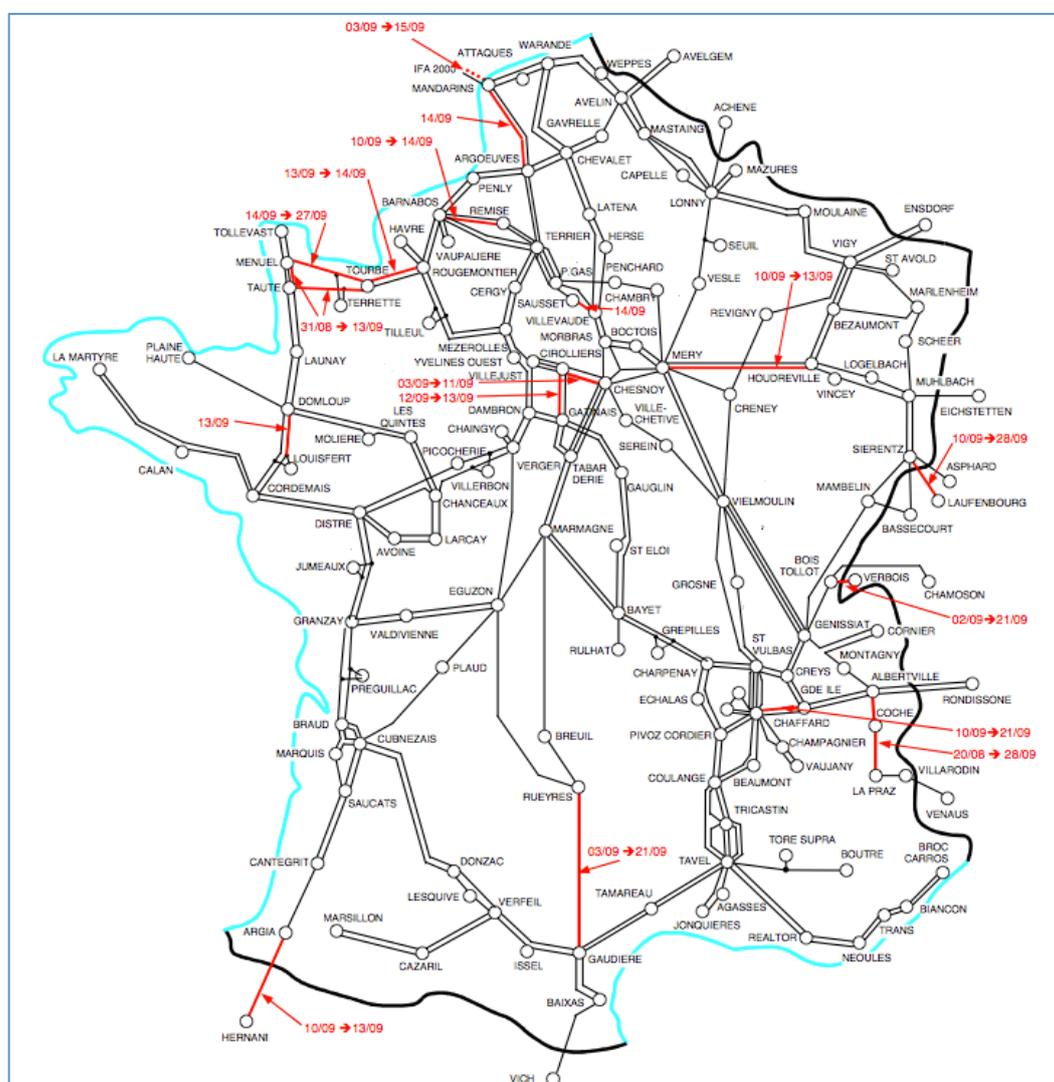


Figure 12. Carte des lignes 440 kV en France en noir avec en rouge les lignes déconnectées pour maintenance et les dates de déconnexion - source : RTE

²¹ Rappelons qu'en Europe de l'Ouest, interconnectée, la perte d'une tranche nucléaire représente seulement 0,4% de la puissance de pointe globale et peut donc être supportée par le système sans impacter les consommateurs.

Pour faire face aux nouveaux défis que sont la pointe renforcée et la pénétration des énergies renouvelables, on peut donc envisager d'améliorer la performance du réseau en investissant dans de nouvelles lignes, et en particulier des interconnexions, à capacité plus importante si nécessaire ou qui permettent un meilleur foisonnement des productions, sur une maille internationale, et leur évacuation vers des foyers de consommation, par exemple en cas de pic de vent.

Ce grand réseau maillé et bouclé n'est utile qu'avec un pilotage intelligent et précis, qui utilise au mieux les ressources de flexibilité face aux aléas, qu'elles soient amont (déclenchement de production par l'activation des réserves secondaires et tertiaires²²), aval (mécanisme d'ajustement, effacement) ou sur le réseau (ouverture ou fermeture de lignes, réorientation de flux électriques). C'est le rôle des gestionnaires de réseau de transport. S'ils ne sont pas responsables de la prévision de production des centrales de production contrôlables, ils modélisent et tâchent de prévoir la production des énergies renouvelables intermittentes, afin de pouvoir réagir au mieux à des variations soudaines. Aujourd'hui, pour rendre le système encore plus réactif face aux fluctuations des énergies renouvelables, l'amélioration des modèles météorologiques et de prévision de production est une étape cruciale. Le suivi en temps réel du taux effectif de pénétration des sources renouvelables est une autre composante importante de la gestion de ces énergies, car elle permet de savoir à partir de quel moment cette pénétration atteint un seuil représentant un risque pour le système.

L'éventail de moyens de flexibilité que nous venons d'évoquer est constitué de mécanismes pour la plupart éprouvés et qui tendent donc à être aujourd'hui encore présentés comme les solutions principales à mettre en œuvre pour faire face aux nouveaux défis. Certes, l'effacement diffus constitue une idée plus nouvelle, mais même en matière de maîtrise de la demande, la tarification variable et le décalage de demande ont déjà fait leurs preuves, via les chauffe-eau. Pourtant, le besoin d'explorer de nouvelles voies se fait sentir aujourd'hui, en raison des limites que trouvent ces solutions traditionnelles.

2.2. *De nouveaux obstacles pour les solutions traditionnelles*

❖ Obstacles socio-comportementaux

Avec des moyens d'information de plus en plus développés, et une sensibilisation de plus en plus importante du grand public sur les enjeux de santé, d'environnement ou de sécurité, l'opposition locale aux projets d'amélioration du système électrique, par la construction d'une centrale à gaz ou d'une ligne à haute tension, est de plus en plus fréquente. L'acceptabilité sociale des projets devient ainsi un véritable obstacle. En témoigne la construction de la ligne France-Espagne entre Perpignan et Figueres, qui aura mis plus de 30 ans à être lancée, en raison d'une forte opposition locale à son implantation aérienne dans les années 1980, ayant entraîné le gel du dossier. Il aura fallu revoir le projet et enterrer l'essentiel de la ligne, en perçant un tunnel pour son passage, afin que les travaux puissent commencer début 2012. Cette révision a décuplé le coût du projet (700 M€, contre 80 M€ initialement prévus), mais lui a enfin permis de voir le jour.

On peut également retenir de cet exemple l'importance d'anticiper les besoins pour certaines installations, quand on voit la durée nécessaire à l'aboutissement d'un tel

²² Les détails sur la notion de réserve sont donnés dans l'Encadré 6 p.77. A ce stade, contentons-nous de dire que les réserves secondaires et tertiaires correspondent à des moyens de production qui se rendent disponibles auprès du gestionnaire de réseau et prêts à moduler leur production sur sa demande.

projet. En général, les problèmes d'acceptation liés à la crainte de risques sanitaires ou de dénaturation des paysages qui aboutissent à un enfouissement des lignes amènent toujours un surcoût conséquent (Table 4)²³.

Tensions de la ligne	Surcoût d'enfouissement	Remarques
63-90 kV	30-50%	45% des nouvelles constructions en 2011 ont été enfouies
225 kV	200 – 300 %	
400 kV alternatif	500 – 1500%	4km au total en France, construction d'une ligne enterrée à courant continu entre la France et l'Espagne

Table 4. Surcoût d'enfouissement du réseau en France - source : RTE

Certaines actions de maîtrise de la demande souffrent elles aussi d'une certaine lenteur de réalisation. Les mesures d'économie d'énergie par la rénovation des bâtiments en sont un exemple : malgré les incitations, la rénovation de l'ancien progresse lentement, et si les incitations sont souvent plus efficaces sur la construction de nouveaux bâtiments, le faible taux de renouvellement du parc en limite l'impact²⁴. De même, la modification des usages des ménages, comme l'extinction des appareils en veille ou la mise en place de boîtiers d'effacement, est un processus lent à enclencher. Cette inertie est accrue dans les pays où l'électricité est peu chère, par l'absence d'une « motivation du portefeuille » réelle, phénomène en général bien plus efficace que la simple sensibilisation par des messages à portée environnementale.

❖ Obstacles techniques : limite du foisonnement des ressources

Le réseau maillé de la plaque européenne permet de faire foisonner les moyens de production et de consommation, on l'a dit. C'est pourquoi certains voient dans ce foisonnement la solution au problème de l'intermittence des énergies renouvelables en Europe : l'idée est qu'en moyenne, à l'échelle du continent, il y existe toujours une fraction des éoliennes exposées au vent et une fraction des panneaux solaires éclairés. Le foisonnement des implantations et des conditions climatiques serait donc tel qu'à la maille européenne, les productions éolienne ou solaire moyennes ne seraient plus aussi fluctuantes qu'à une échelle plus locale.

Au-delà des pertes en ligne qui sont à considérer si des flux d'électricité voyagent à grande distance, ce raisonnement trouve dans les faits ses limites. Si l'on mesure la puissance produite par les éoliennes en Europe de l'Ouest sur plusieurs mois (fig. 13), on constate que le niveau minimal de production (environ 4% de la puissance installée) est plus élevé que celui d'un champ éolien seul, qui être nul, mais que les fluctuations restent très importantes, entre 4% et 60% de la puissance installée, et rapides. Cela s'explique par une certaine uniformité du climat européen, notamment lors des grands anticyclones d'été et d'hiver. Si les variations sont donc atténuées, elles n'en restent pas moins fortes et les simples échanges transfrontaliers ne peuvent être la seule solution mise en œuvre. **Le réseau ne permet qu'un transfert de flexibilité d'un pays à un autre** : il faut donc que les pays connectés soient dans des situations complémentaires pour qu'il puisse jouer son rôle.

²³ <http://www.rte-france.com/fr/nos-activites/notre-reseau/les-ouvrages-et-leur-fonction/les-lignes-souterraines-et-la-mise-en-souterrain>

²⁴ En France, ce taux est de moins de 1%, et est similaire à celui de nombreux pays européens. A noter que ce taux est bien plus élevé au Japon, où les maisons ne durent souvent qu'une génération.

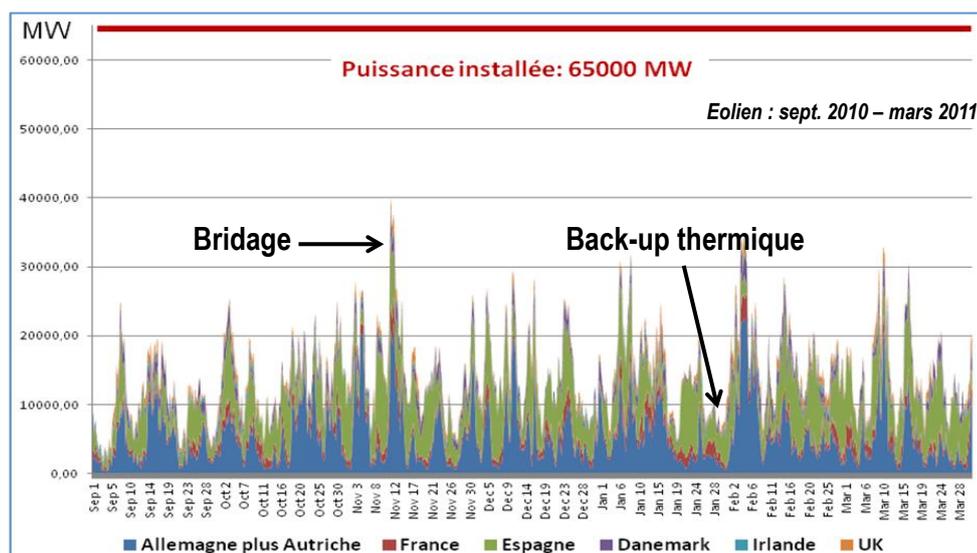


Figure 13. Puissance éolienne cumulée produite en Europe de l'Ouest sur 7 mois

source : Sauvons le Climat [59]

Les limites du foisonnement posent d'autant plus problème que les contremesures aujourd'hui les plus utilisées, le bridage (pour faire face à des pics de vent par exemple) et le recours à de moyens thermiques de pointe (pour faire face à des creux) (fig. 13), nuisent à l'objectif-même visé par la mise en place des énergies renouvelables.

En effet, le bridage des éoliennes ou la déconnexion des panneaux solaires revient à benner une énergie renouvelable sans émissions, à coût marginal quasi-nul, souvent subventionnée, et ce alors même qu'à un autre instant on sera peut-être en recherche de la moindre quantité d'électricité disponible (à la pointe, notamment).

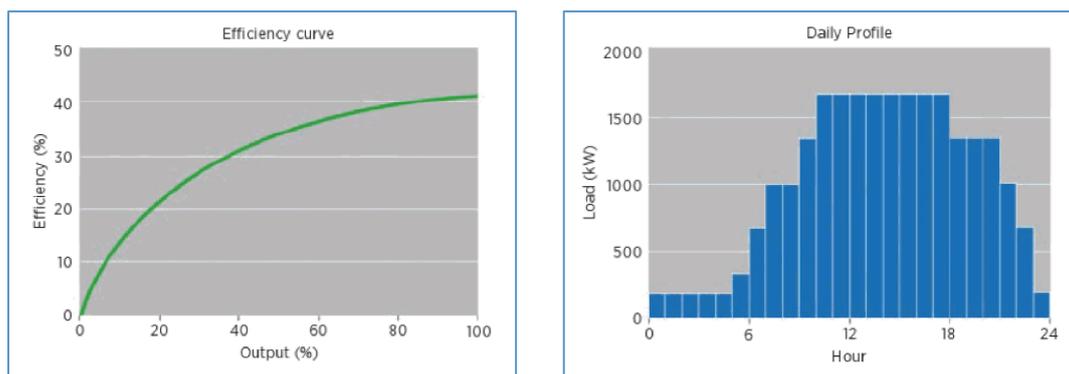
D'autre part, les centrales thermiques, notamment à gaz, qui servent à compenser les variations de la production intermittente pour suivre la courbe de charge, émettent des gaz à effet de serre. Il est donc déjà difficile de faire accepter leur installation en tant que moyen pour parvenir à une électricité plus décarbonée.

De plus, la nécessité pour ces centrales d'être en veille afin de réagir rapidement aux variations de l'injection intermittente, et le mode de fonctionnement variable (souvent en sous-régime) qu'implique ce suivi, altèrent leur rendement énergétique (fig. 14). Cela se traduit par des émissions de CO₂ par kWh produit plus élevées qu'en régime stabilisé optimal.

Le cyclage nécessaire pour suivre la production intermittente, et ce fonctionnement en sous-régime, accélèrent par ailleurs l'usure de ces centrales thermiques.

C'est pourquoi le couplage de moyens thermiques « de compensation » (*back-up*) aux énergies renouvelables intermittentes peut donner des résultats contre-intuitifs. Si on considère un exemple très simplifié de système isolé avec un générateur au fioul suivant une courbe de consommation typique²⁵, et que l'on étudie l'impact du couplage à ce moyen thermique de panneaux solaires (fig. 14), on se rend compte que, même si la part d'énergie d'origine renouvelable atteint 10% avec les panneaux solaires, la baisse de consommation en fioul n'est que de 2,5%, passant de 4 ML/an à 3,9ML/an. L'économie intuitive d'hydrocarbure que l'on aurait supposée à la lecture de la part d'énergie renouvelable est donc très entamée par le fonctionnement intermittent imposé au générateur thermique.

²⁵ Exemple tiré du rapport de l'IRENA [54]



Scénario	P générateur (MW)	Puissance PV (MW)	Consommation diesel (ML/an)	Fraction PV dans la consommation (%)
Générateur seul	3500	0	4	0
Générateur + PV	3500	500	3,9	10

Figure 14. Couplage Générateur diesel + PV – source : IRENA [54], modèle HOMER

En haut à gauche : rendement théorique d'un générateur diesel en fonction du régime

En haut à droite : courbe de charge du système isolé, base de la simulation

Tableau : Résultats de la simulation

❖ Obstacles économiques

On a vu sur l'exemple de la ligne France-Espagne comment la résolution de problèmes d'acceptabilité pouvait exiger une hausse importante des coûts. Cette hausse des coûts sera à l'avenir, pour des pays développés européens à la recherche d'économie des deniers publics, de plus en plus problématique. La pénétration des énergies renouvelables intermittentes, au niveau actuel des technologies, est une source supplémentaire de dépenses²⁶.

Car d'une part, **certains investissements sont indivisibles** : par exemple si un transformateur sur le réseau de distribution n'est plus dimensionné pour les flux qu'il reçoit, il doit être intégralement remplacé – on ne peut pas marginalement étendre sa capacité.

D'autre part, la réticence à investir va être exacerbée par le fait que les renforcements prévus ne sont, la plupart du temps, utiles que quelques heures par an. On estime ainsi que 25% de l'infrastructure de distribution américaine est utilisée moins de 400 heures par an (fig. 15).

Ces investissements lourds dans le réseau impactent de plus directement la facture des consommateurs, via les tarifs d'utilisation des réseaux, qui transfèrent les coûts de développement au consommateur dans la plupart des pays occidentaux²⁷.

²⁶ Selon la PPI 2009, les études de RTE ont permis d'évaluer à environ 1 milliard d'euros cumulés d'ici à 2020 les investissements nécessaires sur son réseau pour accueillir un parc éolien terrestre de 20 000 MW.

²⁷ En France, le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) joue ce rôle.

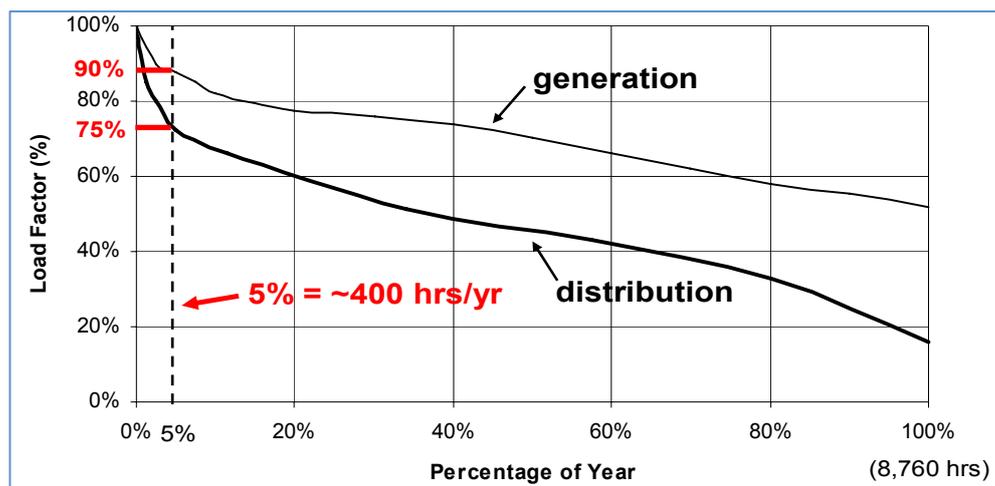


Figure 15. Facteur de charge des réseaux de distribution américains et de l'appareil de production électrique, en pourcentage sur l'année - source : EPRI [39]

De même, du côté amont, la possibilité de construire des centrales de type TAC ou CCGT pour couvrir la pointe se heurte à la mauvaise rentabilité de ces investissements. Ainsi en France, du fait de la pointe, on a besoin de 15 GW de production de plus que le reste du temps seulement 300h par an, ce qui représente environ 20% de la capacité installée. Ce faible nombre d'heures de fonctionnement des moyens de pointe implique qu'il est quasiment impossible pour ces centrales d'être rentables, un hiver doux pouvant d'ailleurs suffire à les rendre superflues.

On a ainsi vu début 2012 la centrale POWEO de Pont-Sur-Sambre entamer une procédure de sauvegarde en raison de ses pertes trop importantes, alors que l'inauguration du site avait eu lieu en 2009.

Sur un marché de l'électricité libéralisé, le caractère très peu intéressant, au point de vue économique, de ces investissements entraîne donc leur désaffection. La croissance plus rapide de la pointe par rapport à la consommation va encore détériorer cette rentabilité, en imposant l'existence de moyens de production actifs sur des périodes de temps encore plus courtes qu'aujourd'hui. Pourtant ces moyens de pointe sont aujourd'hui nécessaires à la tenue du système : il existe une grande incertitude sur l'identité des acteurs qui devront en faire l'investissement.

Ainsi, en raison de problèmes d'acceptabilité locale, d'impact environnemental, de limites techniques ou de non-rentabilité, les solutions « classiques » d'investissement dans les moyens de production, dans le réseau ou dans la maîtrise de la demande perdent de leurs attraits : certains acteurs regardent donc les technologies de stockage d'électricité d'un œil nouveau.

3. Stockage électrique : technologies et mise en œuvre

Apporter de la flexibilité au système électrique par du stockage n'est que la traduction au monde électrique d'une vieille réalité connue de la fabrication industrielle, de la distribution ou de la logistique.

Prenons l'exemple d'une chaîne de fabrication : insérer entre les différentes étapes du procédé des stocks intermédiaires de produits semi-finis ou finis apporte une plus grande liberté dans la conduite des opérations. Un stock intermédiaire permet en général de :

- ❖ Faire face à une **variabilité de la production en amont** : cela permet de garantir aux étapes aval un approvisionnement optimal, malgré les variations en amont. L'exemple des réservoirs alimentant la Seine correspond à ce cas de figure (fig. 16). Dans le monde électrique, l'intermittence des énergies renouvelables est un bon exemple de variabilité amont.
- ❖ Faire face à une **variabilité de la demande** ou variabilité aval : ainsi la préparation de stocks d'huîtres avant les fêtes de fin d'année permet de faire face à la demande accrue lors de cette période. Dans le monde électrique, la pointe de puissance représente une forte variation de la demande.
- ❖ Permettre d'atteindre un **optimum économique de fonctionnement** : dans un process industriel, certaines étapes ne sont économiquement supportables que si elles se font en régime optimal. On n'arrêtera par exemple pas un four à verre en raison d'une absence temporaire de commandes : on préférera au contraire continuer à produire et constituer des stocks qui seront écoulés lorsque la demande reviendra. Les centrales thermiques à charbon ont dans le monde électrique les mêmes contraintes d'inertie thermique, telles qu'il est très préjudiciable de les arrêter pour de courtes durées.
- ❖ **Faire face à des aléas** : en cas de blocage de la chaîne en aval (resp. amont), le stock intermédiaire peut accepter (resp. fournir) les flux amont (resp. aval). C'est ce qui explique la multitude de zones tampons présentes sur une chaîne d'embouteillage par exemple (fig 16). Dans le monde électrique, les aléas peuvent être multiples : panne d'un moyen de production, rupture d'une ligne de transport, déconnexion d'un consommateur, de la lampe éteinte à l'industriel électro-intensif stoppant son process.
- ❖ **Spéculer sur les prix** : cette raison est à l'origine de la multiplication des stocks céréaliers ces dernières années, mais se retrouve pour l'ensemble des commodités dont le prix peut varier fortement. Le prix de l'électricité est, on l'a vu, lui aussi variable.



Figure 16. A gauche : stock tampon sur une chaîne d'embouteillage, permettant de faire face à un aléa en amont ou en aval du stock sans arrêter le reste de la ligne.
A droite : réservoir de Chaumeçon, dans le parc du Morvan. Le stockage d'eau dans ce réservoir avant l'été permet par la suite à alimenter la Seine et à garantir son débit à une période où les bateaux-mouches sont nombreux, malgré des précipitations moindres en période estivale.

Si dans le monde industriel, la réduction des stocks a été à l'ordre du jour dans les années 1980-1990, la fragilité des entreprises aux stocks trop faibles a pu être constatée depuis. On peut se rappeler l'exemple récent de l'usine PSA à Poissy qui a dû mettre 6000 salariés au chômage technique pendant quelques jours en raison d'une pénurie de vis due à un problème de son fournisseur...

Le monde de l'électricité présente toutes les caractéristiques d'une chaîne de production, avec son amont, son étape de transport et distribution et ses consommateurs. Pourtant jusqu'à présent, si l'on excepte les STEP, ce système a été géré en « juste-à-temps », pour reprendre un terme logistique, l'offre devant suivre à tout instant la demande. Et cela d'autant plus que, du fait de la rapidité de circulation des électrons, le réseau ne peut pas être dans le monde électrique considéré comme un moyen de stockage, à l'inverse de ce qui se passe pour la gestion du gaz.

Cependant, aujourd'hui, face à un besoin de flexibilité croissant qui n'est que la traduction d'une variabilité accrue du système, la solution des stocks semble théoriquement pouvoir apporter des solutions au système électrique. Il convient donc à présent d'explorer les différentes techniques de stockage d'électricité, et d'envisager leur mise en œuvre en soutien au système électrique.

3.1. Panorama des technologies de stockage

Les technologies qui nous intéressent permettent de convertir l'énergie électrique en une autre forme d'énergie, qu'elle soit électrochimique, cinétique, potentielle, thermique, ou chimique, et par la suite de générer à nouveau de l'électricité. Si comme on l'a vu avec l'exemple des chauffe-eau, le stockage d'énergie thermique pour une utilisation thermique peut être intéressant en articulation avec le système électrique, nous n'entrerons pas dans la présentation de ces outils.

De même, les centrales solaires à concentration ou *concentration solar power plants* (CSP) représentent une solution technique utilisant le stockage thermique de l'énergie solaire, en amont de la production d'électricité, pour éviter une injection intermittente : c'est une option intéressante face au photovoltaïque. Mais elle n'entre pas non plus dans le champ des technologies qui reçoivent puis restituent de l'électricité.

Enfin, nous allons nous restreindre à une présentation de technologies de stockage électrique envisagées dans une utilisation stationnaire, en articulation avec le système électrique. Nous n'entrerons donc pas dans le détail des technologies de stockage destinées spécifiquement à des applications mobiles.

Avant de présenter ces technologies, très diverses, il convient de présenter rapidement quelques critères communs sur lesquels on pourra tenter des comparaisons.

- ❖ *Gamme de puissance typique* : correspond à l'intervalle de puissance électrique que peut consommer en charge, et produire en décharge, un stockage électrique. Bien que la puissance de décharge soit variable au cours du temps lors de l'utilisation d'un moyen de stockage, cet indicateur permet de se faire une idée de la puissance typique d'une installation.
- ❖ *Temps de décharge caractéristique* : c'est la durée de décharge maximale d'un stockage électrique à puissance nominale. Il permet, associé à la puissance typique, de décrire la quantité d'énergie maximale stockée dans l'outil²⁸. A noter que pour certaines technologies, le temps de décharge réel est plus court que le temps caractéristique en raison de contraintes techniques.
- ❖ *Rendement énergétique du cycle* : c'est le ratio entre l'énergie électrique restituée par un moyen de stockage et l'énergie électrique qu'il aura auparavant consommée pour se charger. Ce rendement est donné à titre indicatif mais peut varier sensiblement selon la façon dont est piloté l'outil, et si l'on inclut ou non la consommation des périphériques de contrôle dans l'équation.
- ❖ *Cyclabilité/durée de vie* : la cyclabilité est le nombre moyen de cycles charge/décharge qu'un outil de stockage est typiquement capable de réaliser. Cet indicateur peut lui aussi varier sensiblement en fonction de l'usage, notamment de la profondeur de décharge²⁹ pour les stockages électrochimiques. La durée de vie dépend de la cyclabilité d'une technologie, de son utilisation, ainsi que de caractéristiques techniques intrinsèques de vieillissement des composants. On se bornera à fournir un ordre de grandeur.
- ❖ *Temps de réponse* : temps indicatif de la rapidité avec laquelle l'outil de stockage passe d'une injection quasi-nulle à une injection à 95% de sa capacité.
- ❖ *Coût d'investissement par kW* : donne une indication de l'ordre de grandeur du coût de la technologie.

Il existe de nombreux autres critères pouvant servir à comparer deux technologies entre elles : lorsque la performance de l'une des technologies selon l'un de ces critères complémentaires sera remarquable, nous le préciserons.

a. Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP)

❖ Principe de fonctionnement

Les STEP sont constituées de deux retenues d'eau situées à des hauteurs différentes, et reliées par une conduite et une station de pompage-turbinage dans la partie aval (fig. 17). En charge, une pompe amène l'eau du bassin inférieur dans le bassin supérieur. En décharge, l'eau stockée dans le bassin supérieur est accélérée par la gravité dans la conduite et entraîne une turbine hydraulique couplée à un alternateur pour générer de l'électricité.

²⁸ La comparaison des technologies de stockage, en mettant en regard leur puissance typique et leur temps de décharge caractéristique, est l'objet des « diagrammes de Ragone ».

²⁹ DOD (*Depth of Discharge*)

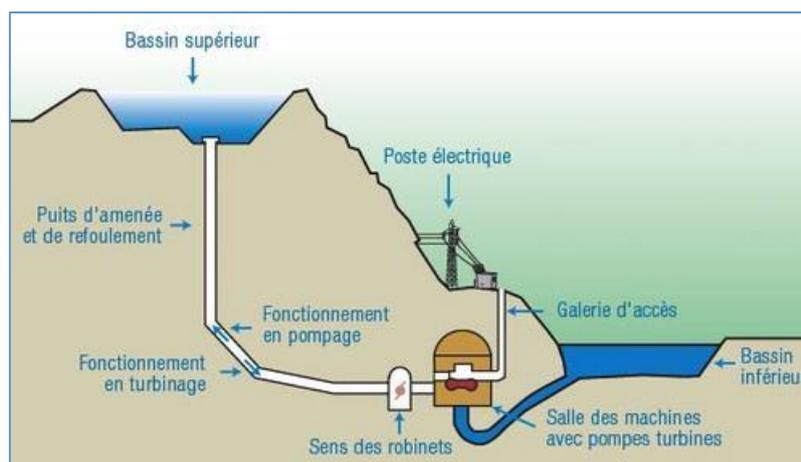


Figure 17. Schéma d'une STEP

L'énergie gravitaire stockée dans une telle installation est directement proportionnelle à la hauteur de chute et au volume d'eau contenu dans le bassin supérieur. Elle dépend donc de la taille du bassin supérieur, et indirectement de la quantité d'eau disponible dans le bassin inférieur.

La puissance de l'installation est elle dépendante de la taille de la conduite et de la hauteur de chute. Là encore, une forte hauteur de chute permet d'obtenir des puissances importantes tout en limitant le débit, et donc la taille du bassin supérieur nécessaire pour pouvoir fonctionner sur plusieurs heures. C'est pourquoi la majorité des installations de ce type sont installées en zone montagneuse.

Cela dit, la fameuse usine marémotrice de La Rance, qui turbine les flux de marée montante et descendante, peut aussi fonctionner en mode pompage en fin de marée montante pour compléter le remplissage du bassin de La Rance, fonctionnant dans ce cas-ci comme une STEP à part entière.

Cette technologie est adaptée pour le stockage d'électricité en masse, et présente également des grandes puissances. Les installations sont donc la plupart du temps connectées au réseau de transport d'électricité.

❖ Les STEP en France et dans le monde

Les STEP ont fait leurs preuves, et sont considérées comme une solution technique mature. Elles sont largement déployées dans le monde : elles constituent aujourd'hui 99% de la capacité de stockage électrique mondiale pour une puissance installée totale d'environ 140 GW (Table 8 p. 65).

Dans le monde, de nombreux pays sont déjà bien équipés (fig. 18) avec comme figure de proue le Japon, mais de nouveaux projets de STEP sont en cours, principalement en Asie continentale³⁰. L'Europe, bien que possédant déjà de multiples installations, n'est pas en reste, avec 27 GW de STEP à construire prévus d'ici 2020, notamment en Suisse.

Pour certains de ces projets, il s'agit simplement d'ajouter à deux réservoirs déjà construits une conduite de pompage-turbinage : c'est le cas par exemple des projets de Kopswerk 2 (450 MW, 2008) et Feldsee (70 MW, 2009) en Autriche, qui ont tiré partie de barrages existants. Une autre solution consiste à profiter d'un lac de retenue pour en faire un bassin inférieur, et à créer un bassin supérieur artificiel : tel est le cas de la STEP d'Avce, en Slovénie, où une déclivité en haut d'une colline surplombant une vallée avec barrage a été creusée et étanchéifiée pour en faire un bassin amont qui alimente une turbine-pompe de 185 MW, en service depuis 2009.

³⁰ Le marché des STEP correspond à 6 GW/an, dont 50% en Chine et 1,5 GW en Europe. Source : Alstom

En France, le renouvellement des concessions hydrauliques, dont les appels d'offre devraient avoir lieu en 2013, pourrait considérer la transformation d'installations hydrauliques en STEP comme un élément de sélection des concessionnaires.

Les améliorations technologiques apportées par rapport aux premières installations sont d'une part l'utilisation de turbines-pompes qui peuvent, comme leur nom l'indique, fonctionner en turbinage *et* en pompage, d'autre part la mise en place de turbines ou pompes à vitesse variable. Celles-ci permettent de plus facilement réguler la puissance des STEP, tout en conservant un bon rendement, ce qui évite des arrêts et démarrages à répétition et rend ces installations plus réactives aux besoins du réseau. Ainsi le « retrofittage » de STEP existantes constitue une piste d'augmentation des performances de ces outils, surtout sur les installations les plus anciennes, en Europe, aux Etats-Unis et au Japon.

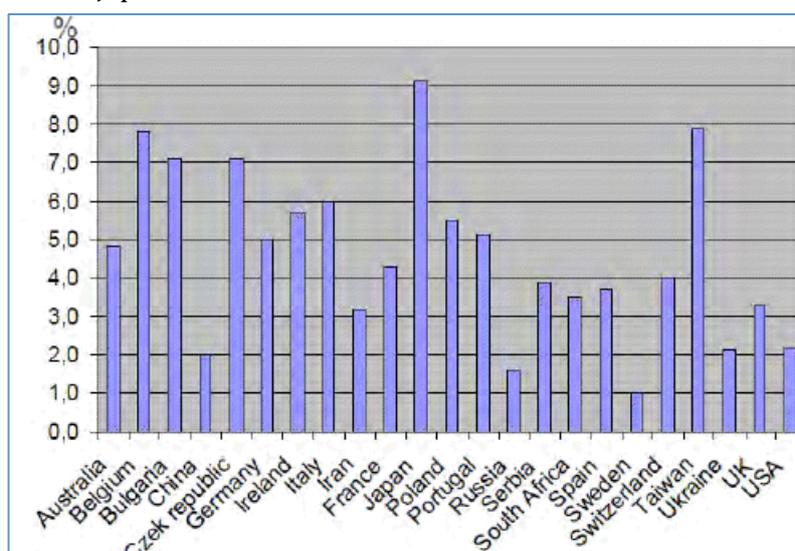


Figure 18. STEP dans le monde : capacité installée ramenée au parc de production total -
Source : EDF [48]

Si la mise en place des retenues d'eau, notamment par barrage, sollicite des entreprises du BTP, la brique technologique clé est celle de la turbine-pompe. De nombreux industriels se disputent ce marché, avec plusieurs acteurs d'envergure mondiale. Le leader français est ALSTOM HYDRO, qui détient 47% des parts de marché sur les nouveaux projets ; SIEMENS est également un acteur de poids. On peut également citer les grands acteurs japonais des stations de pompage : MITSUBISHI, HITACHI et TOSHIBA.

❖ Caractéristiques générales

Gamme de puissance	Temps de décharge caractéristique	Rendement énergétique
De quelques dizaines de MW à quelques GW (fig. 19)	De quelques heures à quelques dizaines d'heures (dépend du réservoir)	70 à 85%
Cyclabilité/Durée de vie	Temps de réponse	Coût d'investissement par kW
>50 000 cycles / >40 ans	Quelques minutes	1000 à 2000€ (fig. 20)



Figure 19 – Les choses en grand : la STEP de Kannagawa, au Japon.

Deux turbines fonctionnent sur les 6 qui devraient être opérationnelles en 2015, portant la puissance de production à 2 820 MW. La hauteur de chute effective est de 653 m. La conduite entre les deux lacs (en pointillés rouges) est longue de 6 km. Elle devrait être à sa finition la STEP la plus puissante au monde –

Source : TEPCO

❖ Contraintes et avantages spécifiques

L'avantage prépondérant de cette technologie est sa maturité : elle est maîtrisée, éprouvée et peut présenter une forte capacité.

Elle présente néanmoins des contraintes spécifiques qui limitent son développement. Tout d'abord, la nécessité d'avoir une hauteur de chute conséquente pour optimiser le fonctionnement, et une source d'eau pour alimenter le réservoir bas, limite les emplacements potentiels pour installer une STEP. La plupart des meilleurs emplacements ont déjà été équipés en France. Ceux qui restent sont plus compliqués à équiper³¹. De plus, cette contrainte géographique de dénivelé impose des sites ne correspondant que rarement aux zones de consommation électrique : il est donc nécessaire de déployer des lignes électriques étendues pour les connecter aux foyers de population ou d'activités. Cela a un coût, et implique également des pertes en transport. De plus, l'impact environnemental de ces installations, et principalement des retenues d'eau, est non-négligeable. Outre le fait qu'elles modifient complètement le paysage, par les retenues d'eau et les lignes électriques, elles perturbent l'écoulement du cours d'eau sur lequel elles s'implantent, et en modifient la faune et la flore. L'acceptation locale est donc parfois difficile à obtenir, les intérêts en jeu (village voisins, association de protection de l'environnement, association de pêcheurs, tourisme nautique, agriculture) pouvant être nombreux. De plus, dans certaines régions, la zone inondée par l'installation du barrage correspond à une zone végétalisée et on peut donc ajouter à l'impact environnemental la neutralisation du puits carbone constitué par les arbres

³¹ Le rapport sur les Perspectives de Développement de la Production Hydroélectrique en France [111], remis en mars 2006 par Fabrice Dambrine, évalue ainsi le potentiel technique de STEP restant en France à 4,3 GW, qui se réduit à 2 GW en prenant en compte des critères sociaux et environnementaux.

ainsi détruits : citons ici le barrage hydroélectrique de Petit-Saut, en Guyane (qui n'est pas équipé en STEP), qui a conduit à l'inondation de 310 km² de forêt équatoriale.

Plus généralement, l'ampleur de l'investissement nécessaire, la complexité des travaux, la difficulté à obtenir une acceptation locale, et la complexification des réglementations environnementales, surtout dans les pays développés, peuvent rendre ces projets très longs à aboutir, voire les faire échouer. Cela peut donc décourager les investisseurs à se lancer dans l'aventure.

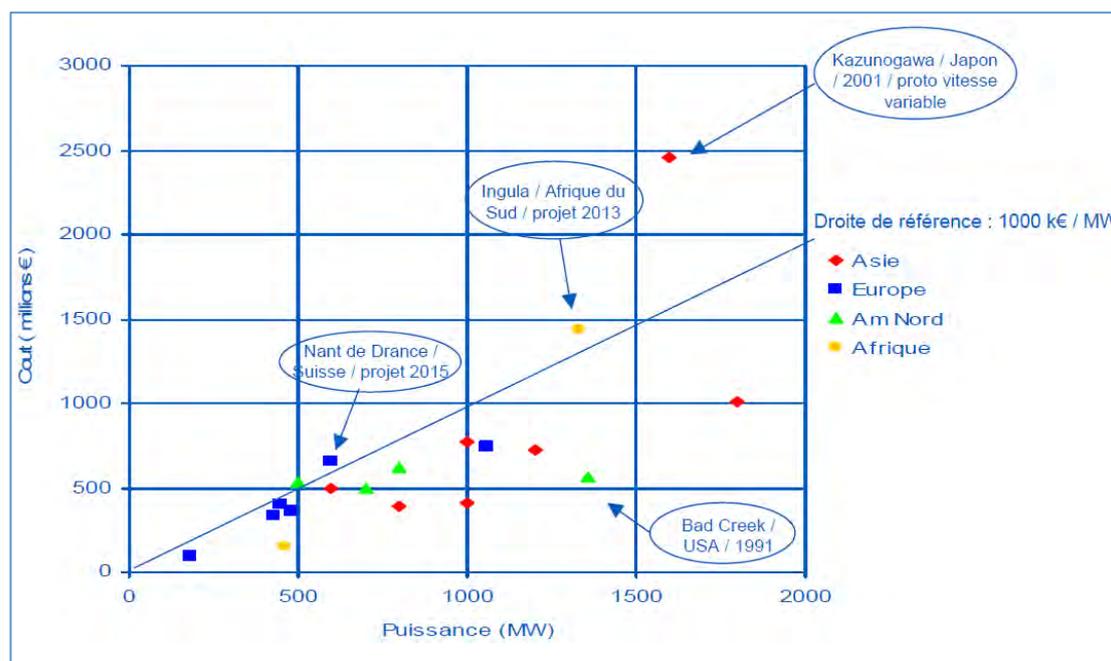


Figure 20. Coût d'investissement des projets de STEP récents - source : EDF [48]

❖ Evolutions à venir

En raison du nombre limité de sites pouvant accueillir des STEP de grande puissance, et de la lourdeur des projets correspondants, plusieurs idées ont été avancées pour développer des STEP plus petites, et plus facilement implantables. Ainsi, dans le domaine de la mini-hydraulique (de 1 à 10 MW), des stations pourraient être envisagées qui dépendraient moins d'un relief important. Peu de projets existent néanmoins à l'heure actuelle.

Autre piste s'affranchissant du relief de montagne : les STEP marines. Ces STEP sont situées en bord de mer, avec comme bassin amont un réservoir artificiel creusé en haut de falaise, et comme bassin aval, la mer. La quantité d'eau disponible est ici sans limite. La hauteur de chute des implantations possibles (de 50 à 200 m généralement) est plus faible que celle des STEP traditionnelles, ce qui impose un bassin supérieur important pour arriver à des quantités d'énergie suffisantes. La première STEP marine a été construite à Okinawa, en 1999, avec une hauteur de chute de 150 m pour une puissance de 30 MW. Récemment, un regain d'intérêt pour les STEP marines s'est manifesté notamment dans les îles: ainsi du projet de El Hierro Island dans les Canaries, avec une STEP marine de 12 MW, couplée à un champ éolien, dont les travaux ont été lancés en 2011. Plusieurs défis spécifiques sont néanmoins à relever pour ces installations : le bassin supérieur doit être étanchéifié pour éviter toute infiltration d'eau de mer, et les équipements doivent être résistants à la corrosion du sel et compatibles avec le milieu marin (développement d'algues et de crustacés sur les équipements).

b. Stockage pneumatique, ou *Compressed-Air Energy Storage* (CAES)

❖ Principe de fonctionnement

Le stockage pneumatique consiste à utiliser de l'électricité « à stocker » pour alimenter un compresseur qui va mettre sous pression de l'air, emmagasiné dans un réservoir dont nous verrons la nature. Pour transformer l'énergie ainsi stockée en électricité, on utilise l'air sous pression pour alimenter une turbine couplée à un alternateur.

On peut distinguer en théorie deux grandes catégories de CAES.

La première couvre les CAES diabatiques. Pour ceux-ci, la chaleur libérée par la compression de l'air est en grande partie perdue. Il est donc nécessaire pour alimenter la turbine de réchauffer l'air comprimé, généralement en brûlant du gaz en chambre de combustion. La consommation de gaz nécessaire est environ 1/3 de celle d'une turbine à gaz classique de puissance équivalente. Le rendement énergétique global est de 50% (énergie électrique restituée sur énergie électrique soutirée et pouvoir calorifique intrinsèque du gaz consommé).

La deuxième couvre les CAES adiabatiques. Ces installations sont conçues pour récupérer la chaleur de l'air après compression, via un échangeur thermique situé en amont du réservoir d'air comprimé, et la stocker dans un réservoir de chaleur (par exemple à sels fondus). Avant turbinage, l'air comprimé est réchauffé par cette chaleur stockée à la température en sortie de compresseur, ce qui permet de s'affranchir de la consommation de gaz naturel. Cela permet également d'améliorer grandement le rendement, jusqu'à une valeur théorique de quelque 70%.

Concernant la nature du réservoir, les solutions avancées tirent souvent partie d'une cavité souterraine, que ce soit une cavité saline, une cavité rocheuse (creusée spécifiquement ou ancienne mine) ou une nappe aquifère. La pression de l'air stocké dans ces cavités avoisine les 70 bars.

❖ Les CAES dans le monde

Il n'existe aujourd'hui que deux CAES fonctionnels dans le monde, qui sont tous deux des pilotes.

Le premier, construit en 1978 à Huntorf en Allemagne et toujours exploité par E.ON, utilise deux cavités salines pour stocker l'air comprimé entre 43 bars et 70 bars. La puissance du compresseur est de 60 MW, ce qui correspond au maximum à 24h de fonctionnement continu avant que les cavités ne soient saturées. La turbine présente elle une puissance de 290 MW, et peut fonctionner environ 3h à cette puissance sur la réserve d'air stocké, permettant donc des utilisations ponctuelles quotidiennes.

Le second, construit à McIntosh en Alabama, aux Etats-Unis, est en service depuis 1991, sur une cavité saline minée par dissolution. D'une puissance en injection de 110 MW, il présente une plus forte disponibilité que celui d'Huntorf, pouvant fonctionner en injection continue pendant 26h. Il peut donc répondre à des sollicitations hebdomadaires. Son rendement est amélioré par la récupération de chaleur en sortie de turbine pour préchauffer l'air comprimé avant son entrée en turbine (fig. 21). L'apport de gaz naturel est néanmoins toujours nécessaire.

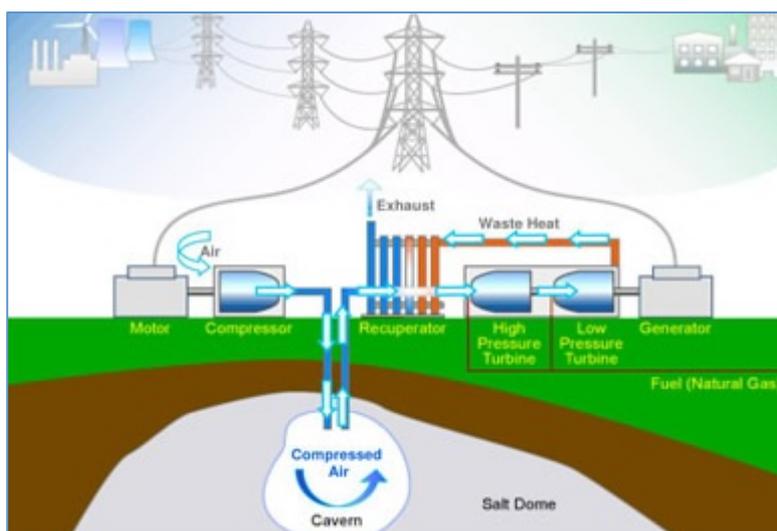


Figure 21 – Schéma de fonctionnement d'un CAES semblable à celui de McIntosh –

Source : interimpulse.blogspot.com

❖ Caractéristiques générales (CAES de grande échelle)

Gamme de puissance	Temps de décharge caractéristique	Rendement énergétique
De 100 MW à quelques GW	Quelques heures à quelques dizaines d'heures	50% (CAES diabatique) 70% (CAES adiabatique)

Cyclabilité/Durée de vie	Temps de réponse	Coût d'investissement par kW
>10 000 cycles / > 30 ans	5 à 30 min	De 400 à 1200€

❖ Contraintes et avantages spécifiques

La principale contrainte d'un CAES de grande échelle est la disponibilité d'une caverne souterraine pour stocker l'air comprimé. Il est bien sûr possible de creuser la roche pour créer la cavité, et ensuite assurer son étanchéité. La création de cavités salines par dissolution ou « lessivage » de couches de sel gemme (on injecte de l'eau qui va « laver » le sel et qui est ensuite évacuée) est également très intéressante en raison de l'excellente étanchéité des cavités ainsi formées. Cette technique de minage est néanmoins plus coûteuse que les techniques minières traditionnelles. C'est une opération connue des opérateurs gaziers qui utilisent les cavités salines pour des stockages de gaz naturel.

Aussi, l'utilisation de mines existantes ou de cavernes naturelles, une fois consolidées et étanchéifiées, peut représenter une opportunité économique. Néanmoins, le nombre de sites qui présentent la bonne résistance à la pression et la bonne étanchéité reste limité. Il est également nécessaire pour un CAES diabatique de s'assurer un approvisionnement en gaz, ce qui peut restreindre encore les emplacements.

L'acceptabilité locale peut par ailleurs être un enjeu, car la perspective d'avoir de l'air sous pression dans le sol peut inquiéter les riverains. Cela dit, la robustesse et l'étanchéité de ces cavités ont été éprouvées par les opérateurs gaziers. De plus, en cas de fuite d'un stockage d'air comprimé, les conséquences sur l'environnement sont minimales, de l'air étant simplement relâché... dans l'air.

Le CAES diabatique pâtit également du fait d'être un moyen de stockage d'électricité qui consomme du gaz. Ainsi, dans le cadre de politiques de réduction des émissions de CO₂, il peut perdre de son intérêt par rapport à une technologie sans rejets.

Son principal avantage est qu'en dehors de la cavité, qui doit faire l'objet d'une étude au cas par cas, les briques technologiques nécessaires (compresseur, turbine) sont matures et ne nécessitent que peu de développement, ce qui permet de limiter le coût de l'investissement (la centrale de McIntosh a ainsi représenté un coût de 600€/kW).

Le CAES adiabatique (A-CAES), s'il présente quant à lui l'avantage de ne pas émettre de CO₂ et d'avoir un meilleur rendement énergétique, requiert un coût d'investissement plus élevé, notamment en raison du stockage de chaleur à mettre en place. Celui-ci représente une brique technologique encore souvent au stade de développement : il y a donc de grandes incertitudes aujourd'hui sur le coût du stockage adiabatique.

A noter enfin les temps de forage des cavités sont longs (3 à 6 ans), ce qui peut limiter l'intérêt pour ce genre de projet.

❖ Evolutions à venir et technologies voisines

Malgré le faible nombre de pilotes existants, qui limite le retour d'expérience, plusieurs projets de CAES ont été évoqués ces dernières années. Ainsi, le projet de *Iowa Stored Energy Park* (ISEP) a été lancé en 2005, près de Des Moines, Iowa, par les autorités locales, dans le but de construire un CAES adiabatique de 270 MW qui aurait dû entrer en service en 2015 et servir à stocker de l'électricité éolienne. Néanmoins, le projet s'est arrêté net en 2011, en raison des limitations de la cavité géologique prévue pour le stockage d'air. D'autres projets américains, soutenus par des bourses du *Department of Energy*, en sont au stade d'étude : l'un est porté par PG&E (300 MW - 10h de production), l'autre par le New York State Electric & Gaz (150 MW - 10h de production). Un projet, d'au moins 800 MW, est également prévu à Norton, Ohio.

Pour s'affranchir des contraintes liées à la cavité rocheuse, deux voies un peu différentes sont également à l'étude.

La première consisterait à stocker l'air comprimé en mer, dans des réservoirs sous-marins. Ceux-ci pourraient prendre la forme de sorte de ballons, comme l'envisage l'entreprise Thin Red Line aux Etats-Unis, qui a produit un démonstrateur (fig. 22). L'intérêt de ce stockage sous-marin est que la pression d'une poche d'air comprimé à une profondeur donnée reste la même quelle que soit la quantité d'air stockée, gagnant 1 bar tous les 10m de profondeur, ce qui permet de faire fonctionner une turbine en mode isobare. Cela permettrait de s'affranchir des variations de pression des cavités rocheuses, qui détruisent le rendement des turbines et imposent une gestion des flux plus complexe. D'autre part, le coût de ces ballons pourrait vite être plus intéressant que celui des forages miniers, et ils offrent également une grande modularité, selon le nombre de ballons choisis pour le stockage. Enfin, le développement accéléré des éoliennes *offshore* semble également un atout, puisque ce stockage pourrait être installé à proximité des champs d'éoliennes en mer et réguler leur production avant injection vers le continent. Néanmoins les projets complets de CAES avec stockage sous-marin (ballons, turbine, stockage de chaleur ou non) n'en sont qu'au stade d'étude et de développement.



Figure 22. Démonstrateur de ballon pour stockage d'air comprimé sous-marin présenté début 2011 par Thin Red Line

Appelé « Energy Bag » et testé au large de l'Ecosse, la profondeur cible pour ce type de ballons est de 600m, soit une pression d'air d'un peu plus de 60 bars –

Photo : Keith Thomson/Thin Red Line Aerospace

L'autre solution consiste à comprimer l'air dans des tubes en surface.

Une première variante, proposée par exemple par SustainX aux Etats-Unis, consiste en un CAES adiabatique avec de l'air comprimé à haute pression (supérieure à celle atteignable dans une cavité souterraine). Leur procédé adiabatique avec récupération de chaleur permet d'atteindre un haut rendement théorique, annoncé à 95%. L'avantage de cette solution serait la liberté totale d'installation d'un tel stockage, puisqu'il ne dépend ni de la géologie, ni de la présence du réseau de gaz, ni même d'une certaine hauteur d'eau. Néanmoins, le coût des tubes de stockage risque d'être, au kW, bien plus élevé que celui des stockages en cavité, et les puissances typiques plus faibles (quelques MW).

Le stockage hydropneumatique est l'autre variante. Au lieu de comprimer l'air avec un compresseur à air, on utilise un piston hydraulique constitué d'une cuve fermée remplie en partie d'eau, au-dessus de laquelle se trouve la poche d'air. En pompant de l'eau dans la cuve, le niveau monte et l'air se retrouve comprimé. Et l'on peut en retour laisser la pression de l'air se communiquer à l'eau pour la chasser de la cuve et entraîner un moteur hydraulique. Ce cycle se rapproche d'une transformation isotherme, et ne consomme bien entendu pas d'énergie fossile. Là encore, le coût des cuves reste la plus grande inconnue, mais le rendement de ce stockage hydropneumatique devrait être supérieur à celui du stockage pneumatique pur, pour atteindre environ 75%, en raison des meilleures performances des moteurs et pompes hydrauliques par rapport aux composants pneumatiques. Les puissances typiques iraient de 100 kW (en installation domestique) à quelques MW.

c. Stockage électrochimique

i. Batteries conventionnelles ou à conditionnement « classique »

❖ Principe de fonctionnement

Les batteries conventionnelles, ou à conditionnement classique, sont constituées d'un certain nombre de cellules, les accumulateurs. Ils sont le siège de réactions d'oxydo-réduction qui, lors de la charge, permettent de convertir de l'électricité en énergie chimique, et qui, lors de la décharge, libèrent cette énergie sous forme de courant. Ils sont constitués de deux électrodes solides qui baignent dans un liquide conducteur, l'électrolyte, et entre lesquelles est intercalé un séparateur microporeux. Les réactions chimiques au niveau des électrodes entraînent une circulation d'ions dans l'électrolyte et d'électrons dans le circuit extérieur (fig. 23). Comme ces réactions font intervenir les matériaux constitutifs de électrodes (ainsi que certains ions de l'électrolyte), ceux-ci donnent souvent leur nom à la filière technologique correspondante. La réversibilité de ces réactions différencie les accumulateurs des piles, pour lesquelles la recharge est impossible. Plus la réversibilité est bonne, plus les accumulateurs vont pouvoir enchaîner un nombre important de cycles de charge-décharge sans perdre en performance. L'ordre de grandeur de la tension aux bornes d'un accumulateur est de 1-2V, et varie selon les couples oxydo-réducteurs choisis.

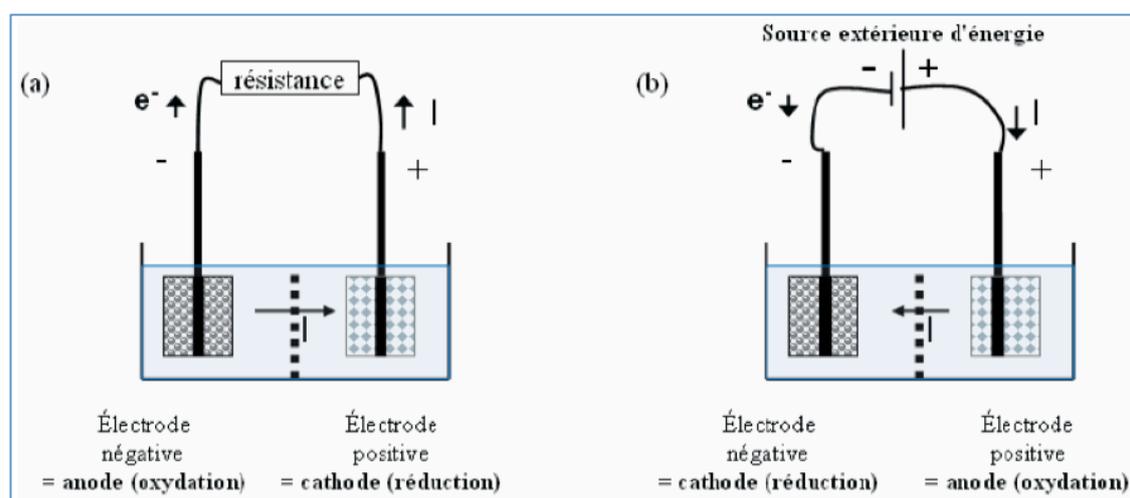


Figure 23 – Schéma d'un accumulateur conventionnel : a) Phase de décharge ; b) Phase de charge –
Source : IFP Energies Nouvelles

Les batteries plomb-acide –

S'il existe une grande diversité de batteries au plomb, les réactions chimiques qu'elles mettent en jeu implique l'oxyde de plomb constituant l'électrode positive (PbO_2) et le plomb de l'électrode négative (Pb), toutes deux baignant dans de l'acide sulfurique. Ces réactions tendent, à la décharge, à convertir le plomb et l'oxyde de plomb en sulfate de plomb ($PbSO_4$) et en eau. Les premières batteries au plomb ont été utilisées au milieu du XIX^{ème} siècle, et de nombreuses améliorations ont été apportées jusqu'à aujourd'hui³².

³² L'inventeur de la pile rechargeable (accumulateur) fut Gaston Planté en 1859 : deux feuilles de plomb, séparées par une toile de lin, étaient enroulées en spirale et plongées dans de l'acide sulfurique. En 1880, Camille Faure recouvre ces feuilles de pâtes d'oxyde de plomb et d'acide sulfurique, et le Luxembourgeois Henri Tudor crée la première société les commercialisant.

On distingue usuellement les batteries « ouvertes » des batteries à régulation de valve. Dans les premières, l'électrolyte est liquide, et pour éviter la stratification de l'acide sulfurique lors de la recharge, une surcharge doit être imposée. Celle-ci provoque une électrolyse de l'eau en oxygène et hydrogène, qui brassent l'électrolyte. Elles nécessitent donc un apport régulier en eau pour compenser les pertes dues à la surcharge.

Les batteries à régulation de valve ou *Valve Regulated Lead Acid* (VRLA) ont leur électrolyte absorbé dans de la fibre de verre ou sous forme de gel. Elles ne présentent donc pas le même problème de stratification. Lorsqu'une surcharge est nécessaire, ce qui peut arriver pour équilibrer les niveaux de charge au sein d'un banc de batteries, celle-ci est beaucoup plus faible, et la majorité de l'oxygène et de l'hydrogène produits se recombine au sein de la cellule. Une valve de régulation permet d'évacuer les éventuelles surpressions.

Si les batteries ouvertes coûtent moins cher à l'investissement, elles nécessitent plus d'entretien que les batteries VRLA, car elles doivent être alimentées en eau régulièrement (typiquement 2 fois par an) ainsi qu'être conservées à la verticale au risque de libérer leur électrolyte.

Les batteries au plomb sont une technologie mature, et sont largement utilisées pour des applications multiples, notamment le démarrage des véhicules, mais aussi en stationnaire, par exemple pour des centres de secours.

Plusieurs projets d'utilisation en lien avec le système électrique existent (ou ont existé) également. On citera comme exemple la station de 20 MW de batteries plomb-acide installée à Porto-Rico en 1994, ayant servi à réguler le réseau de ce système électrique îlien jusqu'en 1999 : il s'agissait alors du plus grand stockage stationnaire de batteries au monde. D'autres projets plus récents sont toujours en service, le plus souvent dans des îles ou dans des régions électriquement isolées : ainsi en Alaska, à Metlakatla, 1 MW de batteries plomb assiste un générateur diesel de 3,3 MW et une centrale hydroélectrique de 4,9 MW depuis 1997, pour fournir de l'électricité à moindre coût à la communauté.

Il existe un grand nombre de fournisseurs stables dans le monde, parmi lesquels on peut citer Enersys (basé aux USA), Johnson Controls (basé aux USA), FIAMM (Italie), Exide Technologies (siège social aux USA), C&D Technologies (USA).

❖ Caractéristiques générales des batteries au plomb

Gamme de puissance	Temps de décharge caractéristique	Rendement énergétique
De quelques centaines de W à quelques MW	1-8 h	80-85% (sans surcharge) 70-75% (avec surcharge)

Cyclabilité/Durée de vie	Temps de réponse	Coût d'investissement par kW
3 à 10 ans (dépend de la gestion de la charge/décharge)	millisecondes	100 à 500 €

❖ Contraintes et avantages spécifiques

Les principaux avantages des batteries au plomb sont leur coût peu élevé, ainsi que leur maturité, qui permet d'avoir un grand retour d'expérience sur les bonnes techniques de gestion. Cette maturité permet également de dépasser la contrainte de l'utilisation d'un liquide corrosif : ces batteries sont bien acceptées malgré cela et des filières de recyclage existent, ce qui limite leur impact environnemental.

Le besoin de maintenance des batteries ouvertes représente cependant une contrainte. De plus, les batteries au plomb sont sensibles à la température, et voient leur durée de vie écourtée en cas d'utilisation à température élevée (> 45°C). En outre, elles ne supportent que très mal les grandes profondeurs de décharge : les fournisseurs recommandent de ne pas descendre en-dessous de 30-50% de la capacité nominale. Il est donc nécessaire pour bien les utiliser de disposer d'un système de charge assez élaboré. Enfin, la corrosion de l'électrode positive, qui intervient à chaque cycle, limite la cyclabilité et la durée de vie de l'accumulateur.

❖ Evolutions à venir

Des améliorations sont toujours à l'étude pour ces batteries, notamment sur la fabrication des électrodes. L'utilisation de carbone en complément du plomb, pour obtenir une électrode négative hybride Pb/C pourrait permettre d'atteindre une plus grande cyclabilité des batteries.

Le fabricant américain Xtreme Power a ainsi installé des ensembles de batteries avancées au plomb sur plusieurs sites en couplage à des productions renouvelables, pour des puissances de quelques MW.

Les batteries Nickel-Hydrures métalliques (Ni-MH) -

Pour ces batteries, les réactifs sont l'hydroxyde de nickel (NiOOH) à l'électrode + et l'hydrogène à l'électrode -, celle-ci étant composée d'un alliage absorbant l'hydrogène. Les deux électrodes plongent dans un bain de potasse. Ces accumulateurs ont émergé au début des années 1990, en remplacement des accumulateurs nickel-cadmium (Encadré 2) car forts d'une plus grande densité énergétique.

S'ils sont utilisés majoritairement pour des applications mobiles, sur de petits appareils portatifs ou sur des véhicules hybrides (Toyota Prius par exemple), quelques mises en œuvre de batteries Ni-MH sur le système électrique existent : le fabricant américain Cobasys propose par exemple des modules à cet effet.

❖ Caractéristiques générales des batteries Ni-MH

Gamme de puissance	Temps de décharge caractéristique	Rendement énergétique
De quelques W jusqu'au MW	Minutes à heures	65 à 75%
Cyclabilité/Durée de vie	Temps de réponse	Coût d'investissement par kW
8 à 10 ans	millisecondes	De 500 à 1000 €

❖ Contraintes et avantages spécifiques

Les batteries Ni-MH se distinguent des batteries au plomb par leur bonne durée de vie, leur résistance aux hautes températures, et leur faible maintenance. Elles ont de plus une bonne densité énergétique et un impact environnemental plus faible. Certains produits sont également conçus pour supporter des décharges profondes.

Les désavantages mis en avant pour ces accumulateurs sont une autodécharge importante et un coût d'investissement élevé.

❖ Evolutions à venir

Ces batteries ont atteint le stade commercial, également pour les applications stationnaires. Si une baisse des coûts est envisagée grâce aux économies d'échelle d'une production industrielle, la dynamique d'amélioration est moindre que pour les batteries Lithium-ion, qui leur ont volé la vedette.

- Encadré 2 -***Les batteries Nickel-Cadmium (Ni-Cd)***

La première batterie Ni-Cd fut fabriquée en Suède par Waldemar Jungner en 1899, et la première usine ouverte en 1906.

Dans les années 1930, les batteries rechargeables investissent les aéronefs, et la batterie Ni-Cd permet notamment l'essor en France de la SAFT (*Société des Accumulateurs Fixes et de Traction*).

Les batteries NiCd, dont le fonctionnement repose sur les couples oxydo-réducteurs Cd/Cd(OH)₂ et NiO(OH)/Ni(OH)₂ sont constituées d'une anode en cadmium métallique et d'une cathode NiO(OH), l'électrolyte étant de l'hydroxyde de potassium.

Elles présentent une bonne cyclabilité (2 000 cycles) et une bonne tenue en température, mais souffrent d'un effet mémoire qui dégrade leurs performances au fil de leur utilisation et du recours au matériau Cadmium, classé métal lourd par l'Union européenne en 2006, obérant leur implémentation dans des dispositifs grand public.

Leaders de l'alimentation de l'électronique grand public jusque dans les années 1990, les batteries Ni-Cd ont ainsi depuis cédé la place aux batteries nickel-hydrure métallique.

Les batteries au lithium-ion (Li-ion) -

L'intérêt du Lithium pour la fabrication de batteries a été identifié assez tôt par l'industrie automobile, sur la base des deux constats suivants :

- Le lithium est le plus léger des métaux ;
- Le lithium est très réducteur³³ et se transforme donc facilement en ion Li⁺.

❖ Principe de fonctionnement

Les premières batteries au lithium, conçues à la fin des années 1970, reposaient sur une électrode négative de lithium métallique, d'où le nom de filière lithium-métal. Cette filière souffrait d'une mauvaise reconstitution de l'électrode lors de la charge, qui limitait beaucoup le cyclage.

Dans les années 1990, une électrode négative à base de carbone, dans laquelle s'insère le lithium a été développée : cela a créé la filière lithium-ion. Dans cette filière, l'électrode négative à base de carbone libère, à la décharge, le lithium intercalé sous forme ionique, qui migre dans l'électrolyte (celui-ci pouvant être liquide ou polymère) et vient s'intercaler dans le réseau cristallin du matériau de l'électrode positive - un oxyde métallique - pour former un composé métallique lithié (fig. 24).

³³ Le potentiel standard correspondant vaut est $E^\circ_{\text{Li}^+/\text{Li}} = -3,02\text{V}$ à comparer au plomb : $E^\circ_{\text{Pb}(\text{SO}_4)/\text{Pb}} = -0,36\text{V}$

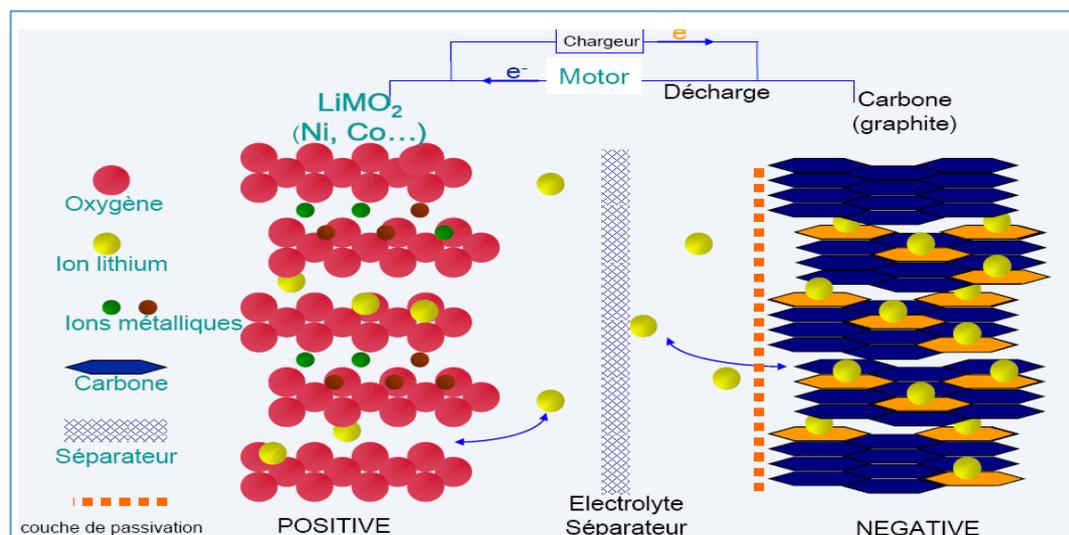


Figure 24. Schéma d'un accumulateur Lithium-ion - source : SAFT

Plusieurs chimies se distinguent en fonction de la composition de la cathode :

- le dioxyde de cobalt et de lithium, LiCoO_2 (téléphones mobiles, ordinateurs portables) ;
- le NCA, $\text{Li}(\text{NiCoAl})\text{O}_2$, oxyde de nickel dopé avec de l'aluminium et du cobalt (15 %), fabriqué notamment par la Saft ;
- le NMC, $\text{Li}(\text{NiMnCo})\text{O}_2$: 33 % de nickel, 33 % de manganèse et 33 % de cobalt ;
- l'oxyde de manganèse, LiMn_2O_4 , courant pour les technologies japonaises ;
- le phosphate de fer et de lithium, LiFePO_4 , plus récent (USA, Chine)

Les performances de ces technologies peuvent se différencier sur la base des critères comme la puissance, l'énergie, la sécurité, le vieillissement, le coût ou la durée de recharge. Il se dégage de la figure 25 qu'aucune ne domine les autres, de sorte que le choix de la chimie procèdera d'un compromis entre les besoins de l'application et les solutions possibles.

Ces batteries furent en premier lieu développées pour des usages mobiles, mais des applications stationnaires sont aujourd'hui envisagées. Les leaders de la filière Li-ion furent les Japonais, mais aujourd'hui ce leadership est âprement disputé, notamment en raison des perspectives de marché qu'offrirait pour les batteries Lithium-ion une arrivée massive des véhicules électriques.

La Corée du Sud, la Chine et les Etats-Unis sont aujourd'hui de grands acteurs du Li-ion. A123 aux USA, SAFT en France proposent des modules de batteries Li-ion pour des applications sur le système électrique.

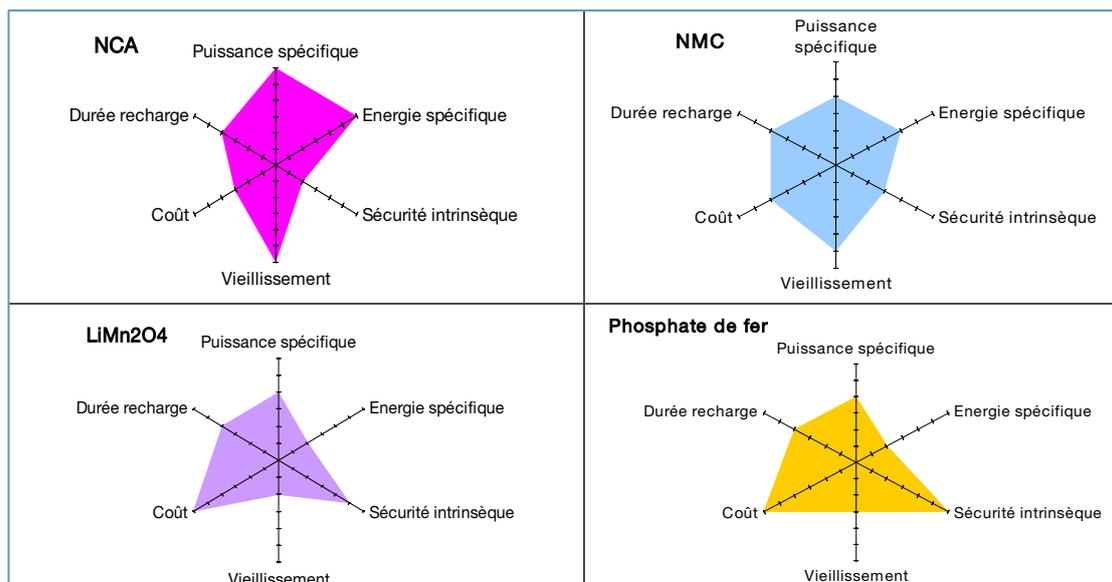


Figure 25. Caractéristiques des batteries lithium-ion en fonction de la chimie à la cathode

- source : CAS [98]

❖ Caractéristiques générales des batteries Li-ion

Gamme de puissance	Temps de décharge caractéristique	Rendement énergétique
De quelques kW à quelques dizaines de MW	Minutes à heures	85-95%
Cyclabilité/Durée de vie	Temps de réponse	Coût d'investissement par kW
Cible 10-20 ans (manque de retour d'expérience)	millisecondes	De 700 à 1500 €

❖ Contraintes et avantages spécifiques

Les batteries Li-ion présentent une densité énergétique et une densité de puissance élevées, ainsi qu'un haut rendement et une bonne durée de vie. Elles supportent mieux les décharges profondes que les batteries au plomb et ont des caractéristiques plus stables. Elles ont également un faible impact environnemental. En contrepartie, leur coût est élevé, et une gestion électronique au niveau de chaque cellule est nécessaire pour garantir la sécurité du système, qui peut mal se comporter en cas de surcharge ou de surchauffe.

En raison de leur production en masse à l'échelle mondiale, la question de l'approvisionnement en lithium a fait jour : les ressources minières seront-elles assez importantes pour permettre la production de toutes ces batteries ? Si le recyclage du lithium n'est pas encore à l'ordre du jour pour des raisons économiques, la quantité de ressources naturelles disponibles reste quant à elle bien suffisante par rapport aux plans de production des industriels (Encadré 3).

❖ Evolutions à venir

Beaucoup d'efforts sont déployés pour faire baisser les coûts de cette technologie, notamment par l'industrialisation de leur production. Une cible de 200 à 400 €/kW est souvent avancée. L'intelligence dans le pilotage des cellules sera aussi une composante importante pour pouvoir au mieux exploiter leurs performances. Enfin, des travaux sur l'amélioration du matériau d'intercalation de l'électrode positive sont toujours en cours.

- Encadré 3 -

Le faux problème des ressources en lithium

La perspective d'une production en masse, à l'échelle mondiale soulève des questions quant à l'approvisionnement du lithium : une raréfaction de cette ressource, et une augmentation de son cours, contribuerait en particulier à contrecarrer la réduction des coûts permises par les effets d'échelle industriels.

A travers cette réserve, s'exprime donc la crainte de **déplacer la dépendance énergétique**, du pétrole vers le lithium, avec les mêmes conséquences sur les rapports de forces géopolitiques. Le poids des pétrocraties (Moyen-Orient, Venezuela) s'en trouverait ainsi étendu aux pays riches en lithium : outre le Chili, la Bolivie d'Evo Morales et la Chine, deux Etats qui, à leur façon, suscitent la méfiance des puissances occidentales (fig. 26). Ce n'est d'ailleurs pas un hasard si Pékin a d'ores et déjà restreint l'accès des industriels étrangers à ses gisements de lithium...

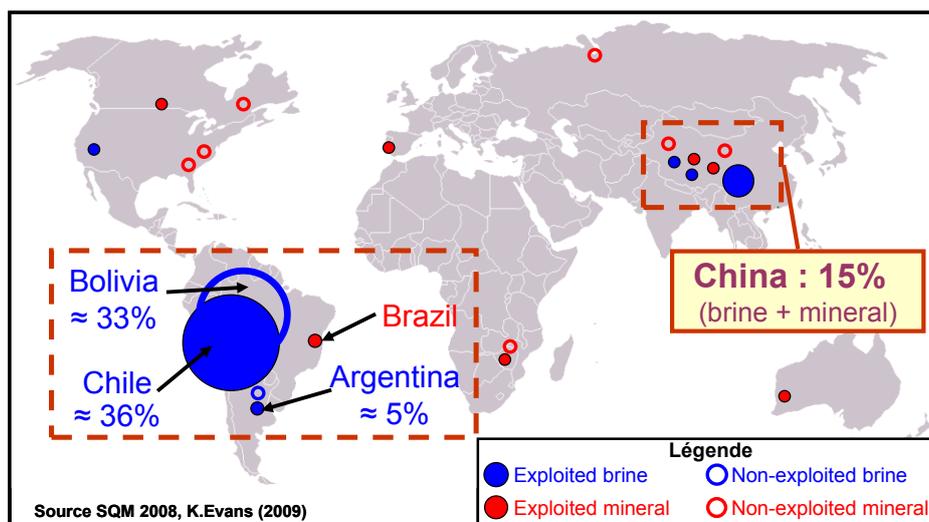


Figure 26. Réserves mondiales de lithium (lacs salés et minerais) - source : Renault

Pour autant, il ne faut pas surestimer l'impact économique que pourrait avoir une flambée du prix du lithium sur le marché des batteries :

1. La batterie lithium-ion est un objet complexe, composé de nombreux sous-ensembles (électrodes + électrolyte ; cellule ; module) : une grande partie de la valeur est donc concentrée dans le process industriel, dans l'imbrication de ces composants et dans les dispositifs de contrôle (électrique, thermique). Seuls **3 kg** de lithium métallique sont ainsi nécessaires pour la fabrication d'une batterie lithium-ion automobile de 250 kg ! On comprend donc qu'une éventuelle flambée du lithium ne puisse véritablement avoir d'influence...

2. La tendance haussière observée sur le cours du lithium (prix quadruplé entre 2003 et 2008) traduit l'anticipation des marchés : elle préfigure une poussée de la demande à offre constante. Il y a là un vrai point de vigilance : les capacités de production installées en 2009 (fig. 27) n'excédaient que de 30% la consommation de 2008, et deux ans sont nécessaires pour l'aménagement de nouvelles installations opérationnelles.

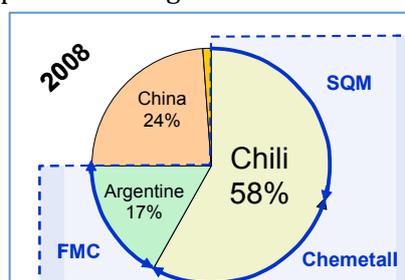


Figure 27.

Production mondiale de lithium,
2008

- source : IFP-Energies Nouvelles

Mais cette vigilance ne tient qu'à l'absence de production en Bolivie, où se concentre un tiers des réserves mondiales : ces craintes deviendront caduques dès que La Paz extraira son lithium...

De fait, on est assez loin d'une hypothétique raréfaction du lithium sur Terre : avec 15 Mt de réserves assurées (pour un total de 30 Mt de ressources identifiées), ce sont près de 5 milliards de batteries automobiles qui pourraient être produites à partir de matières premières compétitives.

En conclusion, seule la malveillance d'un Etat agitant la menace d'une pénurie de lithium pourrait induire une flambée des prix assez significative pour impacter le marché des batteries Lithium-ion

La question du recyclage -

L'industrie du recyclage des batteries lithium-ion est en place, et fonctionne du fait de la très forte diffusion de ces technologies dans l'électronique grand public.

Deux procédés principaux peuvent être mis en œuvre :

1. La voie pyrométallurgique, à haute température (1000 à 1500°C) entraîne l'évaporation de l'électrolyte. On obtient un alliage métallique traité pour récupérer le nickel et le cobalt. Le lithium demeure dans une scorie d'aluminate de calcium. Le belge Umicore pratique ce procédé à l'échelle industrielle (usine en Suède), pour les produits électroniques : il annonce avoir la capacité technologique d'extraire le lithium pour le recycler dans une nouvelle batterie.

2. La voie chimique repose sur des bains caustiques qui permettent de séparer le lithium, le cobalt, le nickel, le manganèse et les autres métaux.

Les sels de lithium sont mélangés à du carbonate de sodium pour former du carbonate de lithium, qui peut servir à l'obtention de lithium utilisé dans de nouvelles batteries. L'américain Toxco pratique ce procédé (usine au Canada) sur des batteries de l'électronique grand public, et recyclerait les batteries automobiles de Tesla Motors.

Théoriquement, la méthode thermique permet de valoriser 86% de la batterie et de recycler 100% des métaux, contre respectivement 68% et 98% pour la méthode chimique. Néanmoins, ces chiffres ne sont pas atteints car ils exigeraient une dépense énergétique (températures très élevées) trop grande.

En particulier, il n'est actuellement pas rentable de recycler le lithium des grosses batteries lithium-ion : seuls les métaux de l'électrode positive sont recyclés. Si le cours progresse, il pourra être récupéré et valorisé également³⁴.

³⁴ Selon Umicore, le recyclage, du carbonate de lithium devient rentable à un prix de marché de \$10-15 /kg, contre \$6-7 /kg actuellement.

ii. Batteries haute-température

❖ Principe de fonctionnement

Les batteries à haute-température reposent sur le même principe de fonctionnement que les batteries à conditionnement classique, mais l'électrolyte assurant la conduction ionique entre les deux électrodes est cette fois solide. C'est le plus souvent une céramique portée à très haute température, et les électrodes de part et d'autres sont alors liquides.

Les batteries sodium-soufre (Na-S) -

Ces batteries exploitent la réaction d'une électrode négative de sodium liquide et d'une électrode positive de soufre liquide, séparées par un électrolyte solide (β -alumine) porté à haute température (environ 300°C) afin de conduire les ions sodium, qui vont migrer au travers de l'électrolyte pour former des polysulfures lors de la décharge (fig. 28, gauche).

Si le principe de ces batteries a été découvert dans les années 1960 par la Ford, c'est TEPCO, au Japon, qui, identifiant cette technologie comme la plus prometteuse pour le développement d'applications sur le réseau, s'est rapproché de la compagnie NGK Insulators pour développer à l'échelle industrielle des systèmes stationnaires dans les années 1980. C'est aujourd'hui l'acteur dominant de cette technologie dans le monde avec plus de 350 MW de batteries installées pour des applications stationnaires sur le réseau (exemple fig. 28, droite), entre démonstrateurs japonais et ventes commerciales depuis 2002.



Figure 28. Gauche : schéma d'une batterie NaS.
Droite : Deux unités de 1MW installées au Etats-Unis par NGK Insulators.
Source : NGK Insulators

❖ Caractéristiques générales des batteries Na-S

Gamme de puissance	Temps de décharge caractéristique	Rendement énergétique
De 50 kW à quelques dizaines de MW	6 à 9h	80-90%
Cyclabilité/Durée de vie	Temps de réponse	Coût d'investissement par kW
15 ans	Millisecondes à chaud 24h-48h à froid	De 1000 à 2000 €

❖ Contraintes et avantages spécifiques, évolutions

Ces batteries ont une bonne durée de vie et reposent sur une réaction chimique efficace. Mais la nécessité de maintenir le système à haute température détériore le rendement, via la consommation des auxiliaires de suivi de la température et les résistances de chauffe, qui entrent en action si le temps entre deux cycles est trop long. Lors de la décharge, la réaction exothermique suffit à couvrir les pertes thermiques inévitables. L'enchaînement de nombreux cycles est donc nécessaire à la bonne performance de cet outil, une batterie en *stand by* à chaud consommant environ 20% de sa capacité nominale par jour. Il est possible de figer une batterie chargée à température ambiante et de la maintenir sur une longue période, mais le temps de chauffe avant de pouvoir réutiliser l'énergie stockée est alors long (un à deux jours).

Enfin, des inquiétudes quant à la sécurité de ces installations ont fait jour suite à l'incendie de batteries NGK en septembre 2011, possédées par TEPCO et installées sur un site de Mitsubishi au Japon. Il semblerait qu'à l'origine de cet incendie, une cellule défectueuse ait déversé des matériaux fondus dans la batterie, provoquant courts-circuits et incendie. Même si NGK Insulators a immédiatement arrêté l'exploitation de ses batteries dans le monde en attendant de trouver la cause de l'incendie, et a depuis annoncé des mesures d'amélioration de la sécurité pour ses outils (compartiments anti-feu, détection incendie améliorée), cet incident rappelle la difficulté à travailler à haute température avec des matériaux corrosifs, et pourrait dissuader de nouveaux investisseurs.

Les batteries sodium-chlorure de nickel (ZEBRA) -

La batterie ZEBRA (Zero Emission Battery Research Activity) est un système breveté dans les années 1970 qui repose également sur un électrolyte solide en β -alumine conducteur d'ion sodium, et sur une électrode négative en sodium liquide, fonctionnant à haute température (environ 300°C). L'électrode positive est constituée de chlorure de sodium et de poudre de nickel baignant dans un électrolyte liquide (NaAlCl₄, liquide à la température d'utilisation) assurant le transport des ions Na⁺ jusqu'à l'électrolyte solide. La charge crée du chlorure de nickel qui reste à l'électrode positive et libère des ions Na⁺ qui migrent vers l'électrode en sodium.

Cette technologie, industrialisée, a été surtout utilisée pour des applications de mobilité. Mais deux constructeurs s'intéressent à la production de modules pour des utilisations stationnaires : FZ Sonick, en Italie, et GE Transportation, aux Etats-Unis. Ce dernier a développé une batterie nommée Durathon produite industriellement dans l'Etat de New York, et a annoncé des partenariats avec des entreprises spécialisées dans le management d'énergie (Arista Power, avril 2012) et le pilotage intelligent de batteries (Xtreme Power, septembre 2012) pour mettre en avant son produit.

❖ Caractéristiques générales des batteries ZEBRA

Gamme de puissance	Temps de décharge caractéristique	Rendement énergétique
5 kW aux centaines de kW	2 à 10 h	85-90%

Cyclabilité/Durée de vie	Temps de réponse	Coût d'investissement par kW
15 ans	Millisecondes à chaud 15h-35h à froid	Autour de 500 €

❖ Contraintes et avantages spécifiques, évolutions

Tout comme les batteries Na-S, les batteries ZEBRA reposent sur une réaction chimique efficace sans parasites et bénéficient donc d'un bon rendement et d'une bonne durée de vie, sans présenter d'autodécharge. Elles peuvent également être utilisées sur de nombreuses plages de décharge, même profondes.

Cependant, leur fonctionnement à haute température implique une consommation en *stand by* d'environ 10 à 20% par jour. Le rendement effectif dépendra donc beaucoup de la façon dont on l'utilise, de longues périodes d'inactivité le détériorant.

Le fonctionnement à haute température peut également faire craindre des risques de sécurité, comme pour les batteries Na-S.

Enfin, le faible nombre de projets sur des applications stationnaires ne permet pas un retour d'expérience suffisant pour s'assurer aujourd'hui des performances réelles de ces outils.

iii. Batteries à circulation

❖ Principe de fonctionnement

Pour les batteries à circulation, les réactifs chimiques se trouvent en phase aqueuse, uniquement dans l'électrolyte. Des électrodes en carbone poreux sont le siège des réactions et recueillent à la décharge les électrons libérés. Ces réactions ont lieu de part et d'autre d'une membrane échangeuse d'ions, qui sépare les électrolytes (fig. 29). De manière simplifiée, la puissance d'une cellule est proportionnelle à la surface d'échange de ses électrodes et la quantité d'énergie stockable est proportionnelle au volume d'électrolyte.

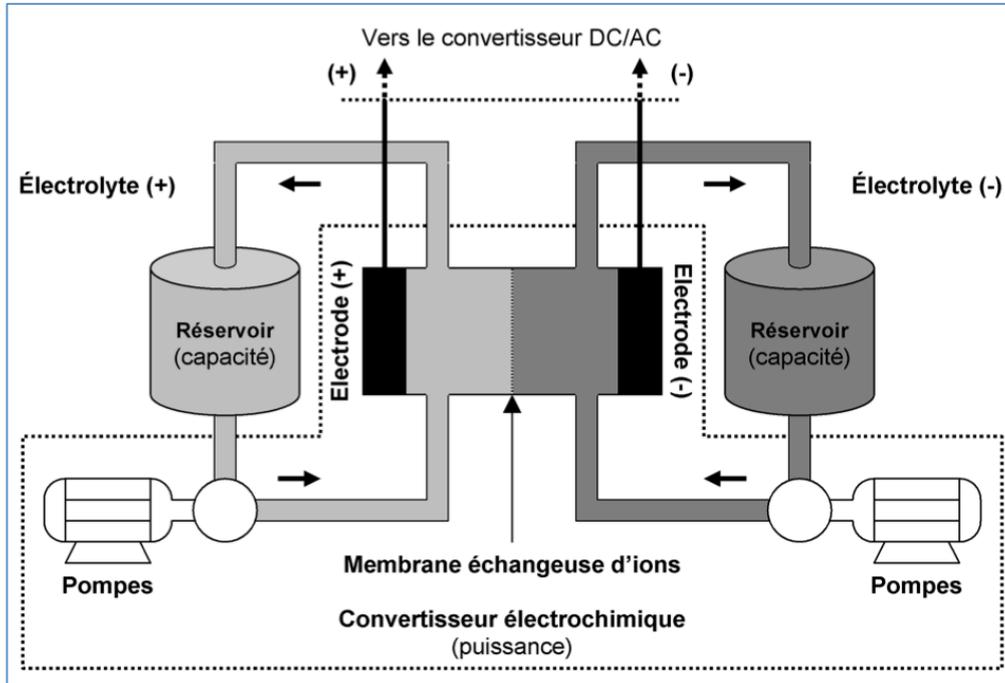


Figure 29. Schéma de principe d'une batterie à circulation -

Source : [41]

On distingue deux chimies principales pour les batteries à circulation actuellement commercialisées.

La première, la filière VRD, repose sur le vanadium, dont différents ions en solution dans l'acide sulfurique sont présents dans les électrolytes positif et négatif. Cette technologie,

brevetée dans les années 1980, a été par la suite exploitée principalement par VRD Power Systems à partir de 2005, jusqu'à sa faillite et son rachat pour devenir Prudent Energy, en Chine. Les dispositifs de démonstration de ce dernier sont de taille modeste, de l'ordre de quelques centaines de kW, malgré la possibilité théorique d'arriver à des installations de dizaines de MW. On peut citer quelques autres acteurs : Cellenium (Thaïlande, pas encore de produits commerciaux), CellStrom (Autriche), Deeya Energy (USA et Inde, petite et grande échelle).

La seconde repose sur le couple zinc-brome (Zn-Br) présent dans deux électrolytes de bromure de zinc. A la charge, du zinc solide se dépose sur l'électrode négative tandis que des complexes bromés se forment sur l'électrode positive. Ces complexes ont tendance à sédimenter à l'état chargé, et il est donc nécessaire de mélanger l'électrolyte positif à la décharge. Quelques unités de démonstrations sur le réseau ont été déployées dans les années 2000 par les deux acteurs principaux que sont ZBB Energy Corporation et Premium Power, tous deux basés aux Etats-Unis.

❖ Caractéristiques générales des batteries à circulation

Gamme de puissance	Temps de décharge caractéristique	Rendement énergétique
De 100 kW à la dizaine de MW	10h pour VRB 2 à 6h pour Zn-Br	70-85% pour VRB 65-75% pour Zn-Br

Cyclabilité/Durée de vie	Temps de réponse	Coût d'investissement par kW
5 à 10 ans	Millisecondes si les cellules sont chargées en électrolytes	1000 à 2000€

❖ Contraintes et avantages spécifiques, évolutions

La possibilité de dimensionner des batteries en ajustant indépendamment la puissance fournie (surface d'échange de la membrane) et l'énergie stockée (volume des réservoirs) est un attrait de cette technologie. De plus, les batteries à circulation supportent très bien une décharge complète, et peuvent donc être utilisées de manière très flexible. Enfin il n'y a pas d'autodécharge une fois la consommation des périphériques de pompage éteinte.

L'encombrement de ces batteries est en revanche contraignant, car si à puissance égale une cellule a à peu près la même taille qu'une batterie conventionnelle, les réservoirs, pompes et circuits qui doivent alimenter la cellule augmentent beaucoup l'encombrement du dispositif. De plus, ces auxiliaires représentent une consommation électrique qui détériore le rendement effectif, surtout si l'usage de la batterie est occasionnel.

Les batteries Zn-Br présentent de plus des contraintes d'exploitation assez fortes, puisqu'il est estimé que pour maintenir l'efficacité énergétique du dispositif, il faut effectuer une décharge complète tous les 5-10 cycles.

Comme ces systèmes sont caractérisés par de multiples périphériques à piloter, les pistes d'amélioration reposent surtout sur une optimisation des outils de pilotage pour gérer cette complexité, et également amener à une baisse des coûts du dispositif.

Perspectives générales pour les batteries –

Depuis la pile de Volta en 1800, en passant par la découverte des accumulateurs par Gaston Planté en 1859, les technologies de batteries ont bien évolué.

Le secteur est par conséquent avancé sur la courbe d'apprentissage et les recherches ont déjà exploré bien des chimies (2 siècles de travaux !) : on comprend ainsi qu'il ne faut pas s'attendre à des progrès incrémentaux rapides dans le domaine des batteries existantes. Une amélioration très significative en matière de performances et de coûts ne pourra donc provenir que d'une innovation *en rupture*.

A cet égard, les batteries métal-air, dans lesquelles un métal réagit avec l'oxygène de l'air, sont l'objet de nombreuses recherches et de vifs intérêts. La densité énergétique théorique des batteries lithium-air, 5000 Wh/kg, soit en pratique plus de 1000 Wh/kg (dix fois celle d'une batterie lithium-ion), en fait en effet le Graal des électrochimistes : leur fonctionnement en système ouvert, tirant leur oxygène de l'air ambiant, et l'autonomie fournie, pourraient les rendre compétitives avec les moteurs thermiques, utilisant eux aussi l'air ambiant (fig. 30).

Ce type de batteries (lithium-air, ou également zinc-air), souffre cependant aujourd'hui d'une très mauvaise rechargeabilité. De nombreuses améliorations sur les électrodes – chimie et structure –, sont donc encore à réaliser pour relever le défi.

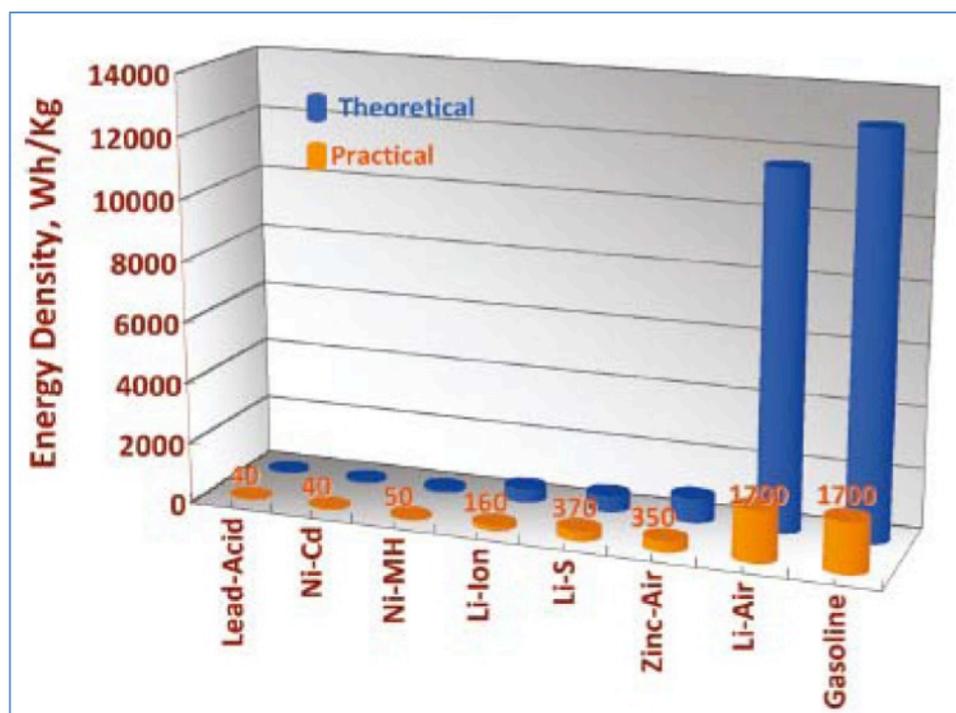


Figure 30. Densité énergétique (Wh/kg) en fonction de la technologie - source : DoE

Une autre piste, s'éloignant des batteries conventionnelles pour se rapprocher des batteries à haute température, est celle des batteries au métal liquide. Celles-ci sont notamment développées par AMBRI, ancien Metal Liquid Battery Corporation (MLBC), à Cambridge, Massachusetts. Reposant sur deux électrodes de métal fondu (magnésium et antimoine) séparées par un sel fondu comme électrolyte, elles présenteraient de très bonnes caractéristiques de puissance, énergie et cyclabilité. TOTAL, en quête de systèmes de stockage susceptibles d'être couplés aux panneaux solaires de SunPower, en Californie, qu'il détient à 60%, a investi dans cette entreprise.

d. Stockage par volants d'inertie

❖ Principe de fonctionnement

Le stockage par volant d'inertie repose sur le stockage et la restitution d'énergie cinétique accumulée dans un disque tournant. La masse est répartie de façon à optimiser l'inertie de l'ensemble. Le choix du matériau et de la répartition de la masse déterminent les performances du volant d'inertie. Kevlar, fibre de carbone, alliage de titane ou aciers sont autant de matériaux possibles, présentant chacun des caractéristiques différentes en terme de masse volumique et de résistance à la rupture. L'accélération du disque tournant correspond à la charge du volant d'inertie et l'énergie emmagasinée est restituée lorsque le volant ralentit.

❖ Utilisation de volants d'inertie en France et dans le monde

Les volants d'inertie sont une technologie connue depuis longtemps mais de récentes évolutions technologiques (nouveaux matériaux par exemple) ont permis de relancer l'intérêt pour cette solution. On dénombre de nombreux projets intégrant les volants d'inertie dans les moyens de transport : Alstom les expérimente sur ses tramways depuis 2005, certaines voitures de sport utilise cet outil pour récupérer l'énergie du freinage.

Le nombre d'acteurs se positionnant sur le marché du volant d'inertie en soutien au réseau est plus limité. Beacon Power (USA) a installé en 2011 une ferme de 20 MW, comportant 200 volants d'inertie de leur fabrication en composites, pouvant fournir de l'énergie sur une durée typique de 15 min environ. Ils ont pour ce projet bénéficié d'une garantie de prêt de \$43M de la part du DoE.

Un autre acteur, PowerCorp, a développé une solution de stockage électrique de puissance à base du volant d'inertie en acier commercialisé par Piller, spécialisé dans les systèmes d'alimentation sans interruption. PowerCorp, basé à Darwin, Australie, a adapté et déployé cet outil pour le coupler aux énergies intermittentes, en modules « PowerStore » de 500 kW et 1 MW. Plusieurs projets de démonstration existent, notamment depuis 2005 sur l'île de Florès, aux Açores. PowerCorp a depuis été racheté par ABB en novembre 2011.

❖ Caractéristiques générales

Gamme de puissance	Temps de décharge caractéristique	Rendement énergétique
De 10 kW à 1MW	Secondes à quelques minutes	>90%

Cyclabilité/Durée de vie	Temps de réponse	Coût d'investissement par kW
20 ans	Quelques secondes	De 500 à 3000 €

❖ Contraintes et avantages spécifiques, évolutions

Les caractéristiques des volants d'inertie (faible temps de réponse et forte puissance) en font un outil particulièrement adapté pour la fourniture rapide de réserves de puissance (services système). Leur autre grand avantage par rapport à d'autres technologies comme le stockage électrochimique est leur très grande cyclabilité. Ils souffrent toutefois de leur très faible capacité et d'une rapide autodécharge (par frottement).

Leur utilisation dans le domaine des transports assure néanmoins le développement de cette technologie (Encadré 4 p. 58), et les travaux actuels portent précisément sur l'augmentation de leur capacité (« volants d'inertie haute-énergie »), en ayant notamment recours à des matériaux composites qui présentent moins de contraintes mécaniques.

Les couplages avec des sources renouvelables intermittentes est tout à fait envisageable et permettrait de lisser leur production à l'échelle de la minute.

e. Supercondensateurs

❖ Principe de fonctionnement

Les supercondensateurs sont un type de condensateur particulier, présentant une densité de puissance et une densité énergétique intermédiaires entre les batteries et les condensateurs électrolytiques.

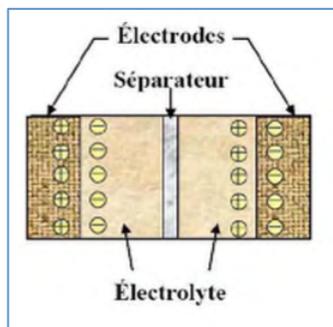


Figure 31. Schéma de coupe d'un supercondensateur - Source : EDF

Leur structure est semblable à celle d'une batterie (fig. 31) : on identifie deux électrodes avec un séparateur intercalé, le tout étant imprégné d'un électrolyte. Le fonctionnement du supercondensateur repose sur la distribution des ions provenant de l'électrolyte au voisinage de la surface des deux électrodes chargées, le séparateur faisant office de diélectrique. C'est ce qu'on appelle la double couche électrique. Le stockage est électrostatique : il n'y a pas de réaction chimique, juste une accumulation de charges.

Les électrodes, constituées d'un matériau conducteur de nature poreuse (charbon actif par exemple) pour disposer d'une grande surface active, sont déposées sur une feuille métallique qui sert de collecteur de courant.

❖ Utilisation de supercondensateurs en France et dans le monde

De la même façon que les volant d'inertie, les supercondensateurs ont une utilisation assez limitée dans le domaine électrique aujourd'hui. Leur principale utilisation réside dans la régulation rapide de puissance. Ainsi Maxwell Technologies, principal acteur aux USA, propose des solutions pour lisser la production éolienne grâce à ses supercondensateurs, en modules de 70V. Si l'on dénombre de nombreuses utilisations à bord de véhicules hybrides, on peut également citer des utilisations en stationnaire dans le domaine ferroviaire : ainsi Bombardier, utilisant la technologie de Maxwell Technologies, développe un module de 0,25 à 5 kWh, dénommé EnerGStore, destiné à être positionné le long des voies pour récupérer l'énergie de freinage des trains injectée sur le réseau électrique ferroviaire et la restituer lors de l'appel de puissance au démarrage de ces mêmes trains.

Parmi les autres acteurs, on peut citer au niveau français Batscap, filiale de Bolloré, qui travaille également avec les transporteurs Siemens et Bombardier, ainsi que pour les systèmes start & stop de PSA ; et Nesscap, en Corée.

❖ Caractéristiques générales

Gamme de puissance	Temps de décharge caractéristique	Rendement énergétique
Du kW à la dizaine de kW	secondes	>90%

Cyclabilité/Durée de vie	Temps de réponse	Coût d'investissement par kW
>100 000 cycles	<1s	300-1500 €

❖ Contraintes et avantages spécifiques, évolutions

Les supercondensateurs combinent des caractéristiques densité énergétique/densité de puissance/temps de réponse uniques. Ils présentent en effet un temps de réponse inférieur aux autres technologie, pour des densités de puissance supérieures aux batteries par exemple (Table 5). De multiples applications sont ainsi possibles dans le monde du transport (Encadré 4). On peut notamment envisager un couplage avec une batteries pour la protéger des cycles haute fréquence.

	Batterie	Supercondensateur	Condensateur électrolytique
Densité de puissance (W/kg)	150	1000 - 5000	100000
Densité d'énergie (Wh/kg)	50 - 1500	4 - 6	0,1

Table 5. Comparaison des caractéristiques des batteries et des condensateurs

Ils pâtissent néanmoins, dans l'absolu, d'une faible densité énergétique, et les travaux actuels visent à l'améliorer (« supercondensateurs haute énergie »), en ayant notamment recours à de nouveaux matériaux comme le graphène, qui permet d'augmenter, en laboratoire, les résultats.

La société SkeletonTech (Estonie) annonce ainsi des performances inégalées en terme de densité énergétique *et* de densité de puissance.

- Encadré 4 -

Le stockage impulsif et les transports

Les systèmes de transport électrifiés présentent cette particularité que la puissance qu'ils appellent au démarrage est très supérieure à la puissance électrique requise en régime de croisière.

Ceci peut avoir deux conséquences :

- ❖ Un système électrique interne, ou des lignes de raccordement au réseau, surdimensionnés pour accepter les flux de démarrage ;
- ❖ Pour les opérateurs de transport en commun électrifié (métro, tramway), un contrat d'approvisionnement électrique très cher, car pénalisant ces très forts appels de puissance.

La présence d'un stockage impulsif à bord, ou sur le réseau interne de l'opérateur de transport, permet ainsi de s'affranchir de ces soutirages surdimensionnés : le système - et la facture d'électricité - sont calibrés sur le régime de croisière, et les impulsions de puissance nécessaires au démarrage sont fournies par un volant d'inertie ou un supercondensateur (éventuellement rechargé en récupérant l'énergie au freinage des engins mobiles).

f. *Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)*

❖ Principe de fonctionnement

Ce dispositif est en fait le seul vrai stockage de l'électricité, au sens où il ne la transforme pas pour la stocker. Les électrons y sont en effet piégés par champ magnétique, créé par la circulation d'un courant continu dans un supraconducteur.

❖ Les SMES dans le monde

Etant donné les coûts que représentent les matériaux et le système de refroidissement, indispensable, du supraconducteur, cette technologie reste très peu répandue, mais on peut citer leur utilisation dans des usines de fabrication de puces électroniques : les SMES permettent d'y assurer la qualité du courant nécessaire au bon fonctionnement des installations.

❖ Caractéristiques générales

Gamme de puissance	Temps de décharge caractéristique	Rendement énergétique
Quelques kW à quelques MW	Quelques 100ms à quelques s	85 à 95% (hors consommation cryogénique)

Cyclabilité/Durée de vie	Temps de réponse	Coût d'investissement par kW
10 000 -100 000 cycles	Quelques ms	De 500 à 1500 €

❖ Contraintes et avantages spécifiques, évolutions

Ces systèmes présentent l'avantage d'être extrêmement réactifs, avec un bon rendement électrique ainsi qu'une grande cyclabilité, et une charge et décharge très rapides. De plus, le suivi de la charge est très simplifié.

Mais ils souffrent néanmoins de lourds handicaps qui rendent leur utilisation difficile : leur densité énergétique est très faible, et surtout la nécessité aujourd'hui de maintenir le système à très basse température pour assurer la supraconduction engendre une consommation permanente, assimilable à de l'autodécharge, très importante. Le coût des unités de refroidissement et les coûts d'opération associés restent prohibitifs. Enfin le champ électromagnétique associé à ce stockage pourrait soulever des craintes quant aux impacts sur la santé humaine et des problèmes d'acceptabilité sociale.

Cette technologie n'est pas encore passée à l'échelle industrielle même si certaines offres commerciales existent déjà. Les recherches progressent pour pouvoir étendre la gamme de matériaux utilisables et pour améliorer les performances du système de refroidissement. La supraconduction à des températures moins extrêmes rendrait cette solution bien plus attractive qu'elle ne l'est aujourd'hui.

g. Stockage thermique à haute température

❖ Principe de fonctionnement

Le stockage d'électricité sous forme thermique consiste en deux enceintes, une de haute température et une de basse température. Lors de la charge, l'électricité actionne une pompe à chaleur qui transfère la chaleur d'une enceinte vers l'enceinte à température élevée. Lors de la décharge, la chaleur emmagasinée est transformée en

énergie électrique par une machine thermique couplée à un alternateur. Les enceintes peuvent être constituées de matériaux réfractaires poreux (permettant la circulation d'un gaz) et sont thermiquement isolées.

Cette technologie est à la phase de R&D.

❖ Caractéristiques générales

Gamme de puissance	Temps de décharge caractéristique	Rendement énergétique
De quelques MW à quelques centaines de MW	1 à 10 h	60-70% (estimation)

Cyclabilité/Durée de vie	Temps de réponse	Coût d'investissement par kW
20-30 ans	N/A	Autour de 500 €

❖ Contraintes et avantages spécifiques, évolutions

Le stockage thermique présente l'avantage de mettre en œuvre des matériaux facilement disponibles (turbomachines, matériaux réfractaires) et peut s'implanter sans contraintes géographiques fortes, hormis la proximité du réseau électrique. La densité énergétique de ces solutions et le rendement sont bons pour les tailles d'installations et les températures envisagées (les grandes installations limitent les pertes par dissipation thermique).

Néanmoins, l'absence de démonstrateur à grande échelle ne permet pas d'évaluer la possibilité réelle de mettre en œuvre ces outils.

h. Le vecteur hydrogène

❖ Principe de fonctionnement

Le concept fondamental qui articule la vision de l'hydrogène comme un vecteur énergétique associé à une production intermittente repose sur la multiplicité de ses usages, illustrée par le schéma suivant (fig. 32) :

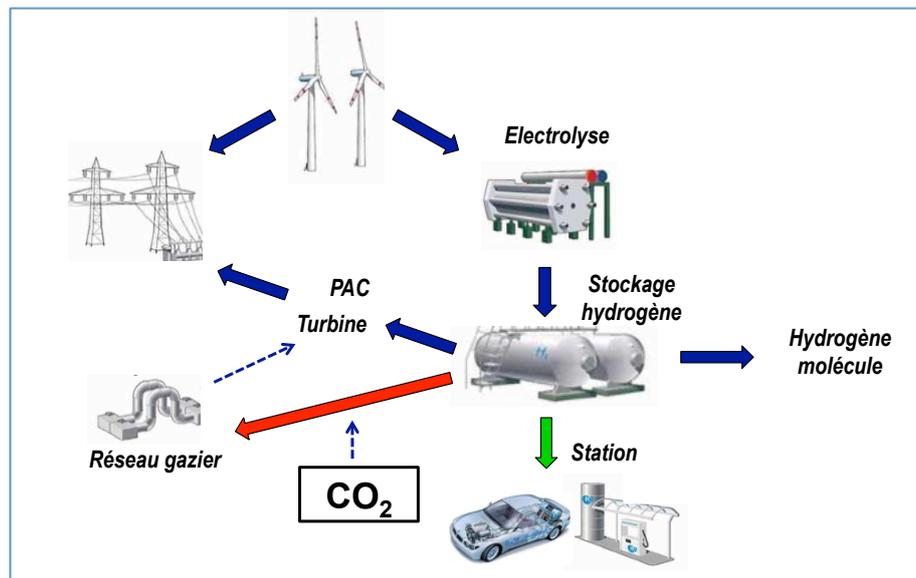


Figure 32. Schéma des usages du vecteur hydrogène

i - Production de l'hydrogène

L'idée consiste à convertir la production excédentaire d'origine intermittente en H₂, via l'électrolyse de l'eau : $H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2} O_2$

Le procédé le plus mature est l'**électrolyse alcaline** à électrolyte liquide : il faut apporter 50 kWh pour obtenir 1 kg d'H₂, dont le pouvoir énergétique est de 33,33 kWh (rendement ≈ 65%).

Aujourd'hui, l'hydrogène est essentiellement obtenu par réformage de ressources fossiles. Seulement 4% de la production s'obtient par électrolyse (dont moins de 10% par électrolyse de l'eau, le reste étant un produit fatal de l'électrolyse Chlore - Soude - fig. 33). La production d'hydrogène peut également être une voie de valorisation du biogaz.

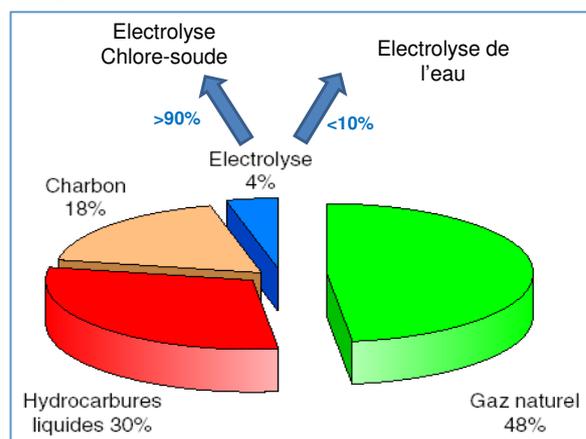


Figure 33.

Origines de l'hydrogène produit aujourd'hui dans le monde -

Source : CETH2

ii – Stockage de l'hydrogène

L'hydrogène peut ensuite être stocké sous haute pression (30 à 700 bars, *rendement de compression* $\approx 75\%$) ou, pour éviter la dépense énergétique correspondante **sous forme d'hydrures métalliques solides, à basse pression.**

L'hydrogène peut également se stocker sous forme liquide (stockage cryogénique à -253°C : cas du lanceur Ariane notamment) – Table 6.

Densité volumique (kg H ₂ / m ³)	
Liquide	70
Gaz haute pression (700 bars)	42
Solide (Hydrures MgH ₂)	106

Table 6. Densité volumique en fonction de l'état de l'hydrogène stocké - source : McPhy

iii – Valorisation de l'hydrogène

Power to Gas : Injection dans les réseaux gaziers

Si l'on veut éviter le stockage de l'hydrogène, on peut l'injecter directement dans les réseaux gaziers : il est en effet possible de gérer un mélange gaz naturel / hydrogène (*Hythane*®, nom déposé par GDF-Suez), jusqu'à une concentration de 6 à 15%³⁵ d'H₂ sans modification de pilotage significative.

Le mélange circule ainsi dans les réseaux gaziers, pour contribuer à la production de chaleur ou d'électricité : c'est une solution souvent mise en avant comme sobre en investissement puisque, hormis l'électrolyseur, elle repose sur des *infrastructures existantes*.

Power-to-Power

Il s'agit ici de retransformer l'hydrogène stocké en électricité :

- Via une turbine à hydrogène ou une pile à combustible pour restitution sur le réseau, ou dans le cadre d'usages inintermittibles isolés (relais télécom) ou domestiques (micro-cogénération domestique).
- Via une pile à combustible embarquée à bord d'un véhicule, et rechargeable dans des stations-services pour véhicules à hydrogène (le marché le plus développé aujourd'hui étant celui des charriots élévateurs).

Le rendement d'une pile à combustible varie entre 40 et 60%. Il en existe deux grands types :

- La **technologie PEMFC** (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*) fonctionne à 80°C : l'électrolyte est une membrane polymère et le platine joue le rôle de catalyseur. *Rendement* $\approx 40\%$.
- La **technologie SOFC** (*Solid Oxide Fuel Cell*), plus expérimentale encore, qui fonctionne à $700\text{-}800^\circ\text{C}$: l'électrolyte est en céramique et les électrodes ne comportent pas de métaux nobles. *Rendement* : 40 à 60%.

Power-to-Chemicals

La molécule d'hydrogène est utilisée dans l'industrie pétrochimique et s'achète à quelque 10€/kg, ce qui équivaut à valoriser à 200€/MWh la production d'origine renouvelable (source : McPhy).

³⁵ La détermination plus précise du plafond de concentration de l'H₂ dans les réseaux gaziers fait actuellement l'objet de travaux conjoints menés par le CEA, GDF-Suez et AREVA dans le cadre d'un Appel à Manifestation d'Intérêt de l'ADEME.

❖ Le vecteur hydrogène en France et dans le monde

L'Allemagne et le Japon sont les pays les plus allants sur le vecteur hydrogène. La France dispose de très bonnes compétences – voir parties dédiées à chacun de ces pays.

❖ Caractéristiques générales

Gamme de puissance	Temps de décharge caractéristique	Rendement énergétique
Du kW à la dizaine de MW	Quelques heures à quelques dizaines d'heures	De 35 à 45% (table 7)

Cyclabilité/Durée de vie	Temps de réponse	Coût d'investissement par kW
10 à 15 ans	De quelques secondes à 1 minute	≈ 3000 €

❖ Contraintes et avantages spécifiques

Le grand avantage de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique procède de sa **polyvalence**, qui permet de le valoriser sur plusieurs marchés.

Du point de vue du stockage de l'électricité, il apparaît triplement attractif :

- Possibilité de le transporter sur de grandes distances via des infrastructures existantes (réseaux gaziers) ;
- Indépendance de la capacité énergétique (taille du réservoir) et de la puissance (fonction de la turbine ou de la pile à combustible en sortie du réservoir) ;
- Possibilité de stocker de l'électricité pour un usage sur plusieurs heures voire plusieurs jours (en particulier, en substitution d'une ferme éolienne à l'arrêt sur une durée significative, faute de vent).

Limites technico-économiques :*i – Le rendement*

La principale barrière pour le vecteur hydrogène, outre l'incertitude technique autour de l'injection dans les réseaux gaziers ou de la méthanation (voir plus bas), procède des **rendements médiocres** des différents cycles complets :

Cycle complet	Rendement
Electrolyse alcaline + stockage HP + PAC	≈ 35%
Electrolyse PEM HT + Stockage HP + PAC	≈ 45%
Electrolyse + méthanation + CCG	≈ 35% (<i>incertain</i>)

Table 7. Rendements des cycles complets (adapté de [130])

Dans un monde qui se focalise souvent sur l'efficacité énergétique, ces chiffres constituent un handicap.

ii – Le business model et la valorisation de l'H₂ « vert »

En outre, compte tenu du coût d'investissement de l'électrolyseur (au moins 2500€/kW), **ces chiffres ne permettent pas l'établissement de business models robustes à ce stade.**

Le business model est d'autant plus faible que le caractère « vert » de l'hydrogène fabriqué à partir de l'excédent de production électrique d'origine renouvelable n'est pas reconnu, ni donc valorisé, aujourd'hui.

A ceci s'ajoute que le temps de fonctionnement de l'électrolyseur, correspondant aux périodes de pics de production éolienne, s'annonce résolument faible et incertain, et que les électrolyseurs actuels (alcalins) n'ont pas la flexibilité suffisante pour fonctionner dans un régime intermittent : de ce point de vue, de grands espoirs sont placés dans les électrolyseurs PEM (voir plus bas), plus flexibles.

iii – Les métaux rares

Enfin, les électrolyseurs recèlent aujourd'hui des métaux rares (platine, iridium,...), ce qui soulève des questions de sécurité d'approvisionnement et de risques de renchérissement des matières premières³⁶...

Limites socio-industrielles :

L'hydrogène, volatil et explosif sous certaines conditions, a aujourd'hui une image défavorable et fait l'objet de restrictions liées à la sécurité d'utilisation, qui alourdissent les procédures, les coûts et freinent le soutien à la recherche-développement et la structuration de la filière.

❖ Evolutions à venir

De nombreux travaux de recherche portent :

- sur les **électrolyseurs polymères PEM**, miroirs de la pile à combustible PEM.
- sur les technologies d'**électrolyse haute température** de la vapeur d'eau.

Le but est d'améliorer le rendement (on vise 80% pour l'électrolyse PEM haute température) et la flexibilité des électrolyseurs, les électrolyseurs alcalins acceptant mal les variations en puissance.

La méthanation (voir fig. 32)

Le processus de méthanation vient affiner l'injection dans les réseaux gaziers et repose sur l'équation de Sabatier, d'hydrogénation du CO₂ capté en sortie d'une centrale thermique :



Il s'agit donc de transformer l'hydrogène en gaz naturel avant de l'injecter dans les réseaux gaziers.

Les partisans de ce procédé arguent qu'outre le fait qu'il est exothermique, il résout les difficultés d'acceptation inhérente au stockage du dioxyde de carbone, en substituant à du gaz naturel qui aurait dû être extrait, du CO₂ – déjà émis – qui aurait dû être stocké.

Les matériaux

De nombreux travaux visent à exhiber de nouveaux matériaux pour les électrolyseurs et les piles à combustible :

- qui ne recèlent pas de métaux rares ;
- qui aient un comportement satisfaisant à haute température, pour supporter les nouveaux procédés à haut rendement.

³⁶ On retrouve cette problématique pour le stockage électrochimique (batteries – encadré 3).

Une multitude de technologies, aux maturités différentes et aux utilisations et caractéristiques variées : voilà ce qui ressort de ce panorama des technologies de stockage.

Certaines d'entre elles ont bénéficié plus que d'autres du regain d'attention à l'égard du stockage: le tableau 8 permet de se rendre compte des tendances actuelles dans l'installation d'outils de stockage dans le monde.

Technologies	Puissance installée dans le monde 2010 ³⁷	Puissance installée dans le monde 2012 ³⁷	Taux de croissance 2010/2012
STEP	127 000 MW	140 000 MW	10,2%
CAES	440 MW	477 MW	8,4%
Volants d'inertie	25 MW	N/A	N/A
Batteries Na-S	316 MW	400 MW	26,6%
Batteries Pb-acide	35 MW	45 MW	28,6%
Batteries Ni-Cd	27 MW	40 MW	48,1%
Batteries Li-ion	20 MW	45 MW	12 %
Batteries à circulation	3 MW	3 MW	0%

Table 8. Puissances installées dans le monde par technologies de stockage - source : CEA

Si les STEP représentent toujours la grande majorité des installations, la forte croissance de l'installation de batteries sur le réseau montre l'intérêt renouvelé pour ces solutions de taille plus modestes, plus modulables mais parfois plus expérimentales.

³⁷ Puissance installée dans le monde sur le réseau électrique hors service de continuité d'alimentation électrique (UPS).

3.2. Des schémas de mises en œuvre variés

Où peuvent s'insérer les différentes technologies que nous venons de survoler ? Le système électrique étant un cas de chaîne d'approvisionnement semblable à d'autre, on distingue habituellement trois niveaux où les outils de stockage peuvent rendre leurs services : un niveau centralisé, qui correspond au réseau de transport électrique à haute tension et aux grandes centrales de production électrique ; un niveau décentralisé, qui correspond lui au réseau de distribution à moyenne et basse tension ainsi que les petites installations de production, notamment d'énergie renouvelable ; et un niveau diffus, correspondant à des équipements s'insérant chez les ménages ou dans des installations consommatrices sur le réseau de basse tension.

Selon le niveau où elles s'insèrent, les installations de stockage ne sont pas destinées à fournir les mêmes services. Par trois exemples de mise en œuvre, nous allons présenter cette diversité d'utilisation.

a. Stockage et énergies renouvelables intermittentes

En associant un outil de stockage à une installation de production d'électricité d'origine renouvelable intermittente, que ce soit un champ éolien ou une ferme solaire, au niveau décentralisé, on cherche avant tout à rendre contrôlable ce qui ne l'était pas et ainsi à remédier à plusieurs problèmes induits par l'intermittence. Plus précisément, le couplage au stockage permet :

❖ de lisser et garantir la production d'électricité –

On l'a dit, la non-prévisibilité de la production et ses fortes variations sont la cause de multiples ajustements pour le gestionnaire de réseau. Lorsque, comme en France, les fournisseurs d'électricité sont aussi responsables d'équilibre³⁸, cela peut également les empêcher de tenir leurs engagements. Certains consommateurs industriels cherchant à produire leur électricité sur site peuvent également s'écarter des solutions renouvelables en raison de ces caractéristiques.

Avec l'outil de stockage, on peut d'une part lisser les variations rapides, mais également avoir une gestion intelligente de l'injection, qui permette d'accumuler de l'électricité en cas de forte production, pour la libérer lors d'un creux (en l'absence de vent ou d'ensoleillement). Cela peut permettre de garantir un niveau minimum de production. Cette garantie permet au producteur de mieux valoriser son électricité s'il est sur un marché, et aux promoteurs des énergies renouvelables de mieux les valoriser auprès de leurs clients, comme un outil contrôlable.

Du point de vue du gestionnaire de réseau enfin, c'est la possibilité d'interagir avec une installation de production renouvelable de la même façon qu'avec des producteurs conventionnels, et de ne plus considérer la production d'origine renouvelable intermittente comme un aléa. Cette contrôlabilité permet également d'augmenter la part de production renouvelable dans le mix électrique au-delà du seuil considéré aujourd'hui comme trop risqué, du fait de l'aspect fatal de la production, et de ne plus devoir déconnecter des installations en cas de pic de production qui déstabiliserait le système : le surplus ira ici simplement alimenter l'outil de stockage.

³⁸ En France, les responsables d'équilibre passent un contrat avec le gestionnaire de réseau de transport qui leur impose de s'assurer que les soutirages qu'ils génèrent sur le réseau sont compensés par des injections (production propre ou achat). Ils s'engagent à financer tout écart. Les fournisseurs d'électricité sont les principaux responsables d'équilibre.

❖ de fournir des services système –

Les énergies renouvelables photovoltaïques et éoliennes ne fournissent aujourd'hui pas de réserve de production au système en France. En effet, cela imposerait aux producteurs de ces énergies de dégrader la productivité de leurs outils, alors que la rémunération pour la réserve assurée est faible comparée au tarif de rachat³⁹. Or, un certain volume de réserve est toujours nécessaire pour faire face aux aléas, ce qui limite les possibilités d'aller vers du « tout renouvelable ».

Mais la plupart des outils de stockage peuvent rendre ces services au système, qu'il s'agisse de réguler la fréquence ou la tension : en couplant les deux, on permet donc à l'installation résultante de participer à la sécurité et au bon fonctionnement du système. Cela permet également de pouvoir rendre des services système sans détériorer la performance productive.

❖ de mieux dimensionner les installations électriques –

En lissant la production des énergies renouvelables intermittentes, le stockage permet de baser le dimensionnement des connexions au réseau de transport ou de distribution, non pas sur la capacité maximale de la ferme renouvelable, mais à une échelle bien moindre qui correspond plutôt à la production moyenne.

Cela permet donc des économies d'investissements sur l'infrastructure au gestionnaire de réseau, et également au producteur si une partie des installations électriques de raccordement sont à sa charge.

De plus, en limitant l'amplitude des variations de la production, le stockage évite également l'investissement dans des moyens de pointe compensatoires. Selon les niveaux de prix du stockage et des moyens de pointe, cela peut représenter une économie pour le gestionnaire d'un parc de production électrique.

❖ de faire des arbitrages –

Le moyen de stockage rend plus contrôlable la production renouvelable. Cela représente un avantage important pour le producteur, qui pourra alors arbitrer entre le stockage de l'électricité produite à un instant donné, ou son injection sur le réseau. Selon les prix de vente négociés ou les tarifs de rachat qui lui sont pratiqués, il pourra optimiser ses revenus. Il pourra même éventuellement se servir de son moyen de stockage pour stocker de l'électricité à prix bas prélevée sur le réseau pour la revendre plus tard à bon prix.

Cette mise en œuvre est aujourd'hui très en vue : de nombreux projets de fermes d'énergies renouvelables sont maintenant couplés avec des outils de stockage. Les exemples sont nombreux. Un des premiers couplage éolien-stockage de grande échelle a eu lieu au Japon : 34 MW de batteries sodium-soufre NGK ont été installés en couplage avec 51 MW d'éoliennes par la Japan Wind Development Company sur le site de Rokkasho-Futumata. Le site est fonctionnel depuis 2008. Le pilotage intelligent des éoliennes et des batteries permet de garantir un certain niveau de fourniture au réseau, tout en permettant de stocker l'électricité éolienne disponible la nuit pour la revendre à bon prix le jour.

Plus ancien, toujours au Japon : l'installation en 2005 de 4 MW de batteries à circulation au vanadium par Sumimoto Electric International, couplés aux 30,6 MW de puissance

³⁹ Aujourd'hui, 1 MW de réserve primaire disponible pendant une heure est rémunérée 16€, contre 82€/MWh pour le tarif de rachat de l'éolien terrestre. Source : Thèse G. Delille [41].

éolienne installée à la Tomamae Wind Villa sur l'île d'Hokkaido, sur la commande de J-Power. Le système est toujours en opération, et les batteries, assurant parfois jusqu'à 50 cycles courts par heure, lissent la production variable des éoliennes et permettent de limiter la vitesse de variation de la puissance injectée sur le réseau.

Si on a pu évoquer les différents services rendus et les acteurs auprès desquels ils pourraient avoir une valeur, il est intéressant d'avoir à l'esprit que le couplage des énergies renouvelables intermittentes avec du stockage augmente significativement le coût d'une installation. Et en plus de la source renouvelable et du moyen de stockage, il faut également doter le site d'un centre de contrôle qui puisse piloter intelligemment les flux d'énergie entre les générateurs, le moyen de stockage, et le réseau : d'où l'importance d'avoir la garantie de valoriser ses services auprès des différents bénéficiaires, pour réussir l'exploitation commerciale de telles installations.

b. Stockage et décentralisation

Au niveau diffus, le stockage peut s'envisager en petites unités domestiques de quelques kW. Dans des maisons qui deviennent productrices d'électricité, notamment via l'installation de panneaux solaires domestiques, et pour des ménages souhaitant optimiser leurs factures d'électricité, l'installation de stockage peut rendre les services suivants :

- ❖ **favoriser l'autoconsommation** : la possibilité de stocker de l'énergie solaire à un moment où la consommation de la maison est faible, pour la réutiliser aux moments les plus utiles, permet de maximiser l'autoconsommation des ménages. Ceux-ci peuvent y voir un avantage d'indépendance, et selon la structure de prix peuvent également y avoir un intérêt économique. Cela limite également la réinjection d'énergie solaire sur le réseau de distribution et les possibles perturbations que celle-ci pourrait y générer.
- ❖ **permettre l'effacement valorisable** : une unité de stockage peut prendre le relais de l'alimentation du foyer, pour une période donnée, afin d'effacer sa consommation soutirée au réseau, et jouer ainsi un rôle important dans la maîtrise de la demande, sans changement des usages. Tout comme l'autoconsommation au point précédent, cet effacement sera d'autant plus utile que les signaux tarifaires fournis par le réseau seront riches : le « smart grid » est censé fournir ce cadre favorable (Encadré 5).
- ❖ **réduire les pertes** : si les pertes dues à la conversion dans le moyen de stockage sont plus faibles que celles dues au transport de l'électricité jusqu'à la maison, alors l'autoconsommation d'électricité locale permet de limiter les pertes électriques globales du système.
- ❖ **permettre une alimentation de secours** : en cas de déconnexion du réseau ou de panne sur celui-ci, le stockage électrique peut prendre le relais le temps que des opérations de rétablissement du courant soient effectuées. Cela permet une continuité de fonctionnement de certains appareils (congélateurs) du domicile, et plus généralement une absence de perturbations pour les usagers. Cette alimentation de secours est un service bien entendu plus critique pour des sites industriels, hospitaliers ou de services informatiques, où la continuité d'alimentation joue un rôle crucial.
- ❖ **lisser la courbe de consommation** : le stockage peut-être utilisé pour lisser la courbe de consommation, en stockant de l'électricité en période creuse et en la fournissant en complément du réseau lorsque beaucoup d'appareils sont utilisés.

Cela permet aux consommateurs de limiter la puissance maximale à souscrire et ainsi de réaliser des économies. Celles-ci peuvent être renforcées si la structure tarifaire favorise fortement la consommation en heures creuses.

- ❖ **Permettre un fonctionnement off-grid** : dans les pays où le réseau n'est pas développé, le couplage de stockage électrique avec des énergies renouvelables locales peut permettre une alimentation régulière en électricité, malgré une absence de connexion.

Là encore, de nombreux projets et annonces commerciales existent pour des utilisations de ce type. Les technologies les plus représentées sont les batteries électrochimiques, qui peuvent facilement se concevoir en petits modules, et la filière lithium-ion est bien représentée. On peut citer, parmi d'autres, le module Synerion de SAFT, de 40V pour 2,2 kWh, qui peut-être monté dans un assemblage de tension souhaitée pour application domestique, et qui est actuellement testé dans le cadre du projet Sol-ion. Ce projet regroupe des industriels et des laboratoires de recherche français et allemands (E.ON, FRAUNHOFER, INES, ISEA, ZSW, Saft, Tenesol, Voltwerk), et cherche à mettre en œuvre un couplage panneaux solaires/batteries Li-ion dans des foyers, à développer les techniques de pilotage intelligent et à évaluer l'impact économique de ce couplage (fig. 34). Une vingtaine de démonstrateurs sont déployés en Allemagne et une cinquantaine en France.

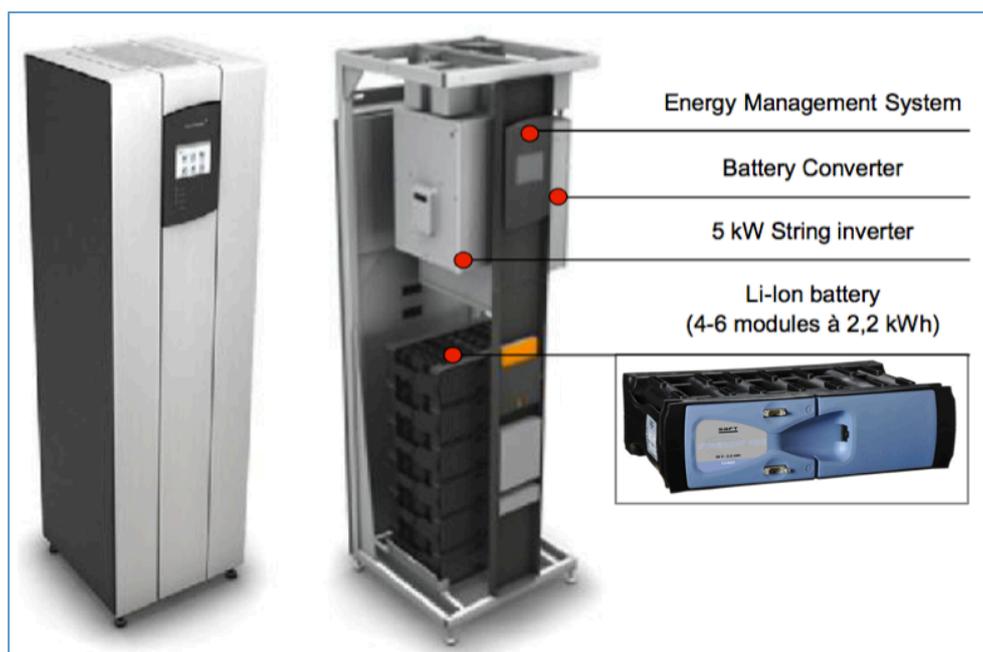


Figure 34 - Module déployé dans le cadre du projet Sol-ion -
Source : E.ON, SAFT

- Encadré 5 -
Petit glossaire du Smart Grid

Le réseau intelligent ou « *smart grid* » est un concept aux frontières parfois difficiles à cerner, mais qui regroupe toutes les initiatives qui cherchent à faire converger les progrès des télécommunications et du numérique et l'ingénierie électrique, afin d'arriver à une gestion encore plus fine de l'énergie électrique.

Donner de l'intelligence au réseau en diffusant des informations ne date pas d'hier : les tarifs heures creuses / heures pleines, pilotés par le gestionnaire de réseau pour informer les consommateurs des périodes de consommation basse ou haute et influencer leur mode de consommation, font partie de la nébuleuse *smart grid*.

1. Le compteur « intelligent » ou « *smart meter* » est lui un projet plus récent (mais dont la généralisation est rendue obligatoire par une Directive européenne à horizon 2020). Ce compteur d'une nouvelle génération, connecté par le réseau de télécommunication ou par le courant porteur de ligne au gestionnaire de distribution d'électricité, vise plusieurs améliorations par rapport à ses prédécesseurs : il peut être programmable à distance (par exemple sur la puissance maximale délivrée), permettre la coupure à distance, un suivi de la consommation instantanée à distance, et serait l'outil idéal d'un raffinement des structures tarifaires. Pour mieux gérer les énergies renouvelables, il pourra compter à la fois l'électricité soutirée et l'électricité injectée sur le réseau. Il pourrait également s'interfacer avec tout autre appareil numérique domestique, pour permettre aux usagers de suivre leur consommation en détail, sur leur ordinateur ou sur des terminaux dédiés. En France, le compteur Linky, qui regroupe certaines de ces fonctionnalités, est ainsi à l'essai en Indre-et-Loire et à Lyon depuis 2009, pour une généralisation qui devrait être décidée fin 2012 (montant du projet : 4,3 Md€).

2. En aval du compteur, une « *energy box* » pourrait être l'unité intelligente qui, en suivant la consommation des différents appareils, la production renouvelable locale et la capacité du moyen de stockage domestique, optimiserait les flux afin de réduire la facture électrique. Pour pouvoir s'insérer dans ce schéma, les fabricants d'électroménager améliorent de plus en plus la connectivité et l'intelligence de leurs appareils : une machine à laver peut donc être conçue pour pouvoir recevoir des consignes tarifaires d'une « *energy box* » et décider du moment optimal pour déclencher un lavage, en garantissant un résultat convenable à l'utilisateur.

3. Le véhicule électrique est très observé par les partisans du *smart grid*. Qu'il s'interface directement avec le réseau électrique, en mode « *vehicle to grid* » (V2G) ou bien qu'il s'interface avec l' « *energy box* » domestique en mode « *vehicle to home* » (V2H), les travaux actuels cherchent à concevoir de quelle façon la consommation importante qu'il peut représenter ainsi que la capacité de stockage qu'il constitue peuvent être gérées de manière optimale, avec les besoins du réseau et de l'utilisateur.

Les solutions V2H et V2G ne nous paraissent cependant pas adaptées à ce stade : l'utilisation de la batterie à d'autres fins que la propulsion automobile en accélère le vieillissement et par ailleurs, le premium lié à la densité énergétique optimisée des batteries automobiles en renchérit inutilement le coût pour des usages stationnaires.

Le terme utilisé pour décrire une poche du système qui gère de manière intelligente sa production et sa consommation locales, pour dépendre le moins possible du réseau central est « *micro-grid* ». Ces micro-grids, parfois totalement indépendants du réseau central, dans le cas de communautés isolées ou d'installations critiques comme des bases militaires, peuvent être conçus autour d'un stockage qui permet de mieux gérer les aléas, forts à cette échelle : on parle alors de « *community energy storage* » ou CES.

Ces perspectives intéressent Microsoft, Google ou Cisco, acteurs inédits dans l'électricité.

c. Stockage et optimisation du système électrique

La mise en place de STEP en parallèle du développement du nucléaire en France a permis d'exploiter ces dernières centrales d'une manière optimisée, en leur permettant de produire à leur puissance nominale sans subir de trop fortes variations de consigne. Cet exemple historique illustre que l'association à des outils de production électrique de moyens de stockage de l'électricité permet d'en optimiser le fonctionnement.

i. Optimisation du parc de production

En raison des variations des injections des énergies renouvelables, les générateurs thermiques du parc de production peuvent être soumis à des modulations de puissance à répétition, ce qui détériore leur rendement et limite leur durée de vie. En couplant un moyen de stockage à un parc de production, on pourrait donc stabiliser la production conventionnelle à son optimum de fonctionnement, en absorbant tous les aléas dans un outil de stockage qui se devra donc de présenter une grande cyclabilité. Cela reviendra, pour les outils conventionnels, à **maximiser la production en base** (fig. 35) ce qui se traduit économiquement par une minimisation des coûts de production électrique (hors coût du stockage).

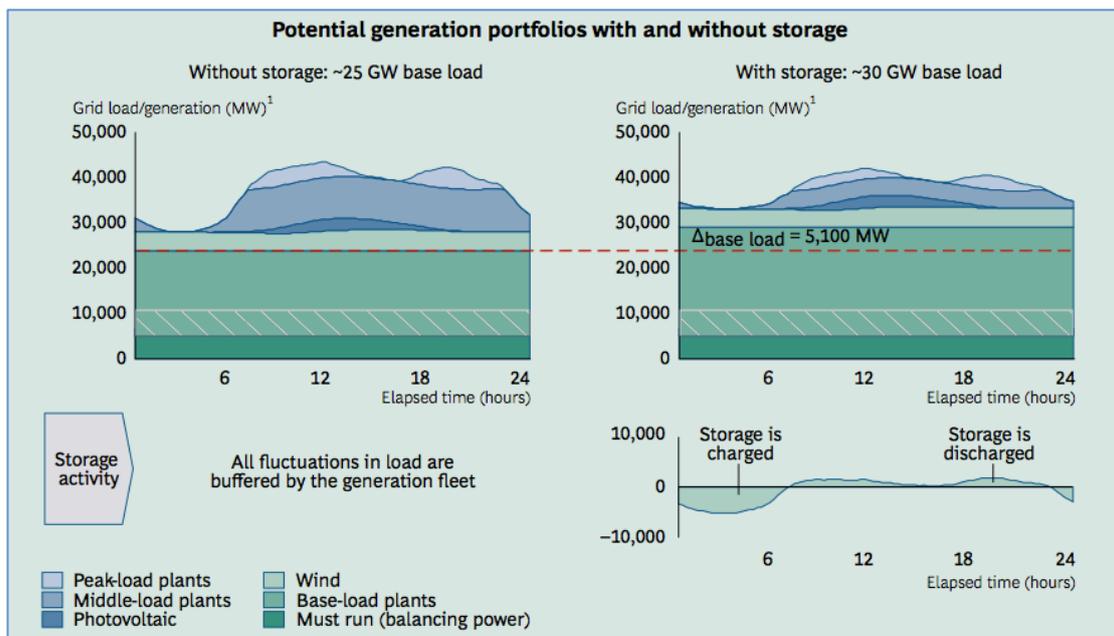


Figure 35. Exemple de structuration de la production en base/semi-base/pointe en absence et en présence de stockage, sur une courbe typique de la consommation allemande.

Source : BCG [44]

Indépendamment des énergies renouvelables, le stockage pourrait également libérer certaines centrales conventionnelles de leurs obligations de fournir de la réserve de puissance au système (Encadré 6 p. 77). Là encore, la possibilité de limiter les montées et les descentes en puissance grâce à un outil de stockage améliore la durée de vie et l'efficacité de centrales existantes.

On peut donner quelques exemples de tels projets. Le premier, au Chili, mené par deux filiales de AES (AESGener et AES Energy Storage) a conduit à l'installation d'une unité de stockage de batteries Li-ion de A123 Systems de 20 MW couplée à une centrale thermique de 544 MW à Angamos. Les batteries viennent libérer la centrale thermique de ses obligations de réserve primaire, permettant une hausse de production

de 20 MW à tout instant, puissance supplémentaire qui aurait sinon dû être réservée pour permettre à la centrale de tenir ses obligations de services système.

En France, EDF réfléchit également à la possibilité de coupler des moyens de stockage à des centrales de production pour les libérer de leurs obligations de réglage de fréquence, dans le cadre du projet R-F.

ii. Optimisation du réseau

Le stockage électrique pourrait enfin être envisagé comme un outil du gestionnaire de réseau, pour optimiser le fonctionnement de celui-ci. Dans ce cadre, il pourrait rendre les services suivants :

- ❖ **services système** : les outils de stockage peuvent aider à la régulation en tension et en fréquence.
- ❖ **résolution des congestions** : un outil de stockage situé en aval d'un nœud du réseau où les flux sont proches de la saturation pourra limiter ces flux en période de pointe en alimentant les consommateurs, tout en se rechargeant en période creuse quand le nœud du réseau a encore de la capacité.
- ❖ Un corollaire de la résolution de ces congestions est le **report des investissements réseau** qui auraient été sinon nécessaires, notamment ceux d'entre eux qui sont indivisibles.
- ❖ **soutien en fonctionnement dégradé** : en cas de rupture de ligne, un moyen de stockage en aval de la coupure peut alimenter une poche autrement isolée de consommateurs en attendant la résolution de l'incident.

Là encore, plusieurs projets existent dans le monde. On a parlé de la ferme de volants d'inertie de Beacon Power, qui se place exclusivement sur le marché des services système. Du côté des batteries, de nombreux producteurs développent des modules de puissance importante (quelques MW) qui puissent se positionner sur le réseau aux points de congestions.

Nous observons donc qu'un même outil de stockage peut apporter une multitude de services aux systèmes électriques, à différents niveaux et à destination de différents acteurs, et provoquer un changement de paradigme, d'un fonctionnement unidirectionnel et centralisé vers des flux bidirectionnels et diffus, par la mise en place de moyens de production et de stockage sur le réseau de distribution.

Cela implique une recomposition radicale de la chaîne de valeur et des rapports de force entre acteurs, notamment pour les opérateurs historiques.

Il y a là d'autant plus de risques pour un investisseur : avant de s'engager dans une solution coûteuse comme le stockage, il convient de s'assurer que l'architecture du marché lui permettra d'en engranger les bénéfices.

4. Le stockage, une solution plus chère et plus incertaine ?

Cette interrogation provient d'un double constat paradoxal :

- ❖ La rentabilité du stockage ne peut être obtenue qu'en cumulant les services rendus ;
- ❖ Ces services bénéficient à plusieurs acteurs du système électrique, de sorte qu'il n'est pas certain pour l'investisseur de capter la valeur qu'il crée.

4.1. La nécessité de cumuler les services

Si l'on compare le stockage à ses alternatives, pour un même service rendu, il n'est très généralement pas compétitif.

On voit ici (fig. 36) le résultat auxquels nos calculs ont abouti, pour un fonctionnement en pointe (1500 heures par an) en France :

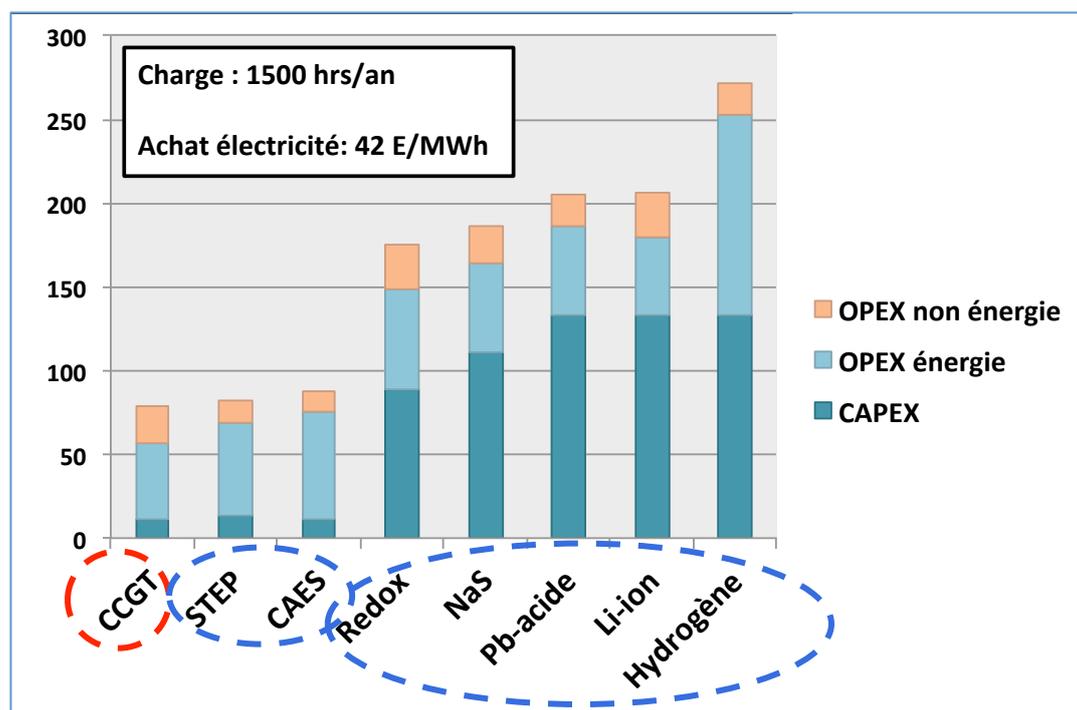


Figure 36 - Coût du kWh (en euros) transitant par un système de stockage - France

Seuls les moyens de stockage massifs, mais dont l'implantation est contrainte et renchérie par des considérations géographiques, peuvent se comparer à une centrale au gaz (CCGT)⁴⁰.

Tel quel, le coût du dispositif de stockage associé aux incertitudes technologiques (et réglementaires) qui l'entourent est de nature à dissuader tout investissement.

Cependant, il faut raisonner au-delà de cette considération. Le stockage a un atout fondamental : contrairement à un moyen de production classique (dont la fonction principale reste la génération d'électricité), un même dispositif de stockage peut rendre *plusieurs* des services décrits dans les parties précédentes.

En cumulant les services⁴¹, un même moyen de stockage peut multiplier les sources de revenus, et ainsi devenir plus compétitif par rapport à ses alternatives.

⁴⁰ Les hypothèses de ces calculs sont données en annexe 2.

« L'arbitrage détruit le gisement »

Cette mutualisation des services est d'autant plus fondamentale que le business model intuitif, qui consisterait à valoriser un moyen de stockage en opérant uniquement des arbitrages de prix – acheter l'électricité pour la stocker en heures creuses, lorsqu'elle est bon marché, et la revendre en pointe au prix fort – n'est pas pérenne.

Certes, aujourd'hui, les épisodes de prix négatif en Allemagne font le bonheur des opérateurs de STEP suisses qui remplissent alors leurs bassins amont pour revendre l'électricité aux Allemands en heure de pointe.

Cependant, une forte croissance du volume de stockage, et donc de telles opérations, aurait pour résultat de résorber le *spread peak / off-peak* au point que la différence de prix résiduelle ne serait alors plus suffisante pour couvrir un investissement supplémentaire. E.On a ainsi défini une fenêtre temporelle optimale pour de nouveaux investissements dans le stockage, qui s'étale d'aujourd'hui à 2025.

Cette situation de convergence des prix de marché remettrait donc totalement en cause le business model de l'arbitrage : en particulier, les installations existantes devraient trouver d'autres recettes pour couvrir leur fonctionnement.

Or, cette tendance de convergence des prix spot entre heures creuses et heures pleines, fatales pour le business model de l'arbitrage, est déjà initiée, non pas en raison du stockage, mais du fait de la pénétration croissante des énergies renouvelables : le cas du photovoltaïque en Allemagne l'illustre.

En effet, la pénétration de l'énergie solaire contribue à réduire *spread peak/offpeak*, du fait de la production photovoltaïque dans la journée, qui couvre une partie des besoins (fig. 38).

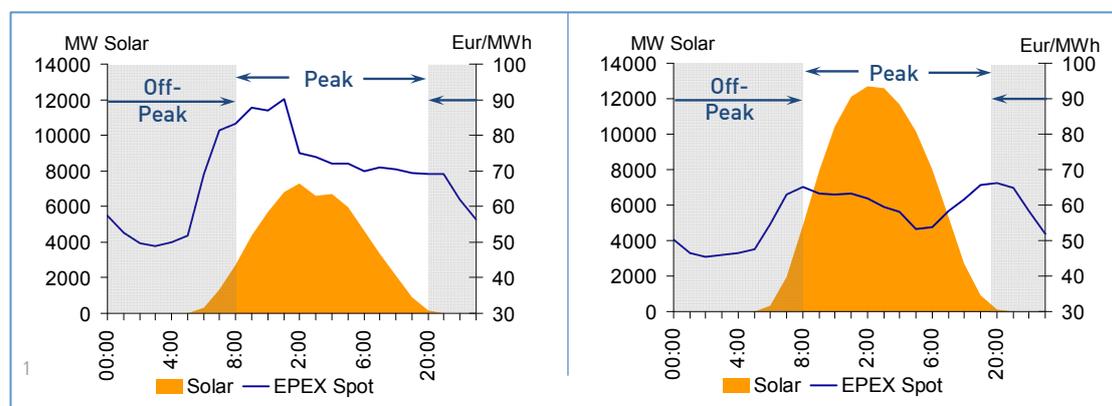


Figure 38 - Ecart de prix pointe / heures creuses en fonction de la production photovoltaïque - Allemagne - source : EnBW

Dans l'ensemble, la pénétration des énergies renouvelables a provoqué la division par 2 cet écart (fig. 39) :

⁴¹ Si le cumul des services apparaît comme une nécessité, de nombreuses questions restent toutefois en suspens pour ce qui concerne la meilleure combinaison de services à sélectionner pour une technologie et un contexte donnés, et la capacité d'une technologie de stockage à délivrer cette combinaison de services sans dégrader ses performances nominales.

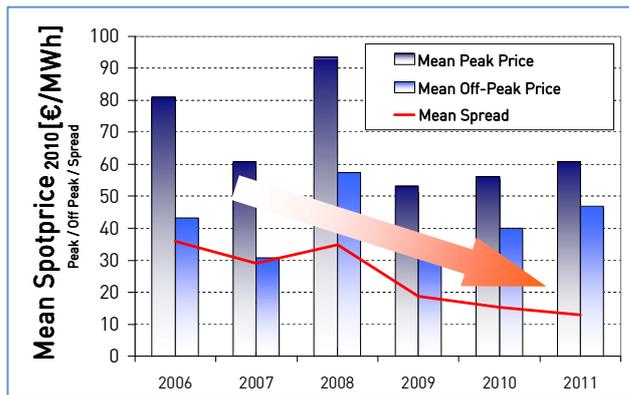


Figure 39 -

Evolution du spread peak/offpeak en Allemagne -

source : EnBW

Le stockage, qui a notamment pour vocation d'accompagner la pénétration croissante des énergies renouvelables, ne peut donc pas reposer sur le seul business model de l'arbitrage. D'autres sources de revenus doivent être recherchées : se pose dès lors la question de l'architecture de marché, pour permettre de capter ces revenus.

4.2. Capter une valeur incertaine et fragmentée

De fait, tant qu'on en reste à l'arbitrage de prix, l'architecture de marché actuelle est suffisante. Dès lors que l'on souhaite valoriser les autres services apportés par le stockage au système électrique, des mécanismes sont nécessaires pour tenir compte des spécificités du stockage, et lever deux barrières :

- ❖ **Une valorisation incertaine** : l'estimation des bénéfices apportés par certains services au système électrique est mal connue ou peu partagée.
- ❖ **La fragmentation de la valeur** : le stockage apporte des bénéfices à tout le système et il s'agit de répartir leur valeur entre les bénéficiaires.

La valorisation incertaine de certains services : cas de la régulation de fréquence -

Nous avons vu qu'un outil de stockage peut fournir de la réserve à un système électrique pour réguler la fréquence, à la hausse ou à la baisse. Or, dans le cadre du mécanisme français actuel, la véritable valeur de la régulation de fréquence (et *a fortiori* de la réactivité avec laquelle elle est fournie) est très peu claire.

L'équilibre entre l'offre et la demande est maintenu en conservant la fréquence du système au voisinage immédiat de 50 Hz. Cette régulation est assurée, en cas de fluctuation, par l'activation successive de trois mécanismes de réserve (Encadré 6).

Or, à l'exception du dernier (le mécanisme d'ajustement), ces mécanismes (régulations primaire et secondaire de fréquence) ne reposent pas sur une logique de marché, qui en exhiberait la « vraie » valeur. Ce sont au contraire des **mécanismes régulés** : pour compenser le manque-à-gagner que représente l'affectation d'une partie de la capacité à la réserve secondaire, les producteurs touchent une « compensation de mise à disposition » (8,04€/MW par pas demi-horaire⁴²), et le cas échéant, « une compensation d'activation de la réserve » (9,30€/MWh), versées par RTE et portées par le TURPE.

⁴² Ce chiffre inclut également la compensation pour la réserve primaire de fréquence.

Cependant, ces compensations, dont le montant est régulé, ne couvrent pas les coûts induits (coût d'opportunité et coût de cyclage) pour les producteurs : il existe un décalage de 40%, *selon eux*⁴³.

Ceci peut être tenable pour un producteur, dont l'activité principale reste la vente d'électricité. En revanche, pour un stockeur, confronté à une tendance convergente des prix en heures creuses et en heures de pointe et qui cherche à faire valoir la réactivité de son outil pour se positionner sur la fourniture de réserves, une telle sous-valorisation est un obstacle à son existence : il a besoin d'être rémunéré à hauteur du bénéfice qu'il apporte au système, et qui doit donc être déterminé.

⁴³ Source : UFE.

- Encadré 6 -
Régulation de la fréquence en France

Lorsque l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité est rompu, les mécanismes de régulation suivants sont activés :

La réserve primaire de fréquence -

Elle est activée automatiquement et répond dans les 30 secondes qui suivent l'incident. Cette réserve est fournie obligatoirement par les producteurs, à l'échelle de la plaque européenne, pour un volume de 3000 MW⁴⁴. En France, tous les nouveaux groupes de plus de 40 MW et les anciens groupes de plus de 120 MW sont concernés, pour une contribution globale de 700 MW.

En cas d'activation, tous les alternateurs des groupes européens participant à la réserve primaire ajustent leur rotation (et donc la production) à la hausse ou à la baisse.

La réserve secondaire de fréquence -

Le réglage primaire stabilise le système mais reste insuffisant pour rétablir la fréquence à son niveau initial (voir fig. 40), et il faut pour ce faire solliciter la réserve secondaire du pays à l'origine de la rupture d'équilibre, dans les 15 minutes qui suivent l'incident.

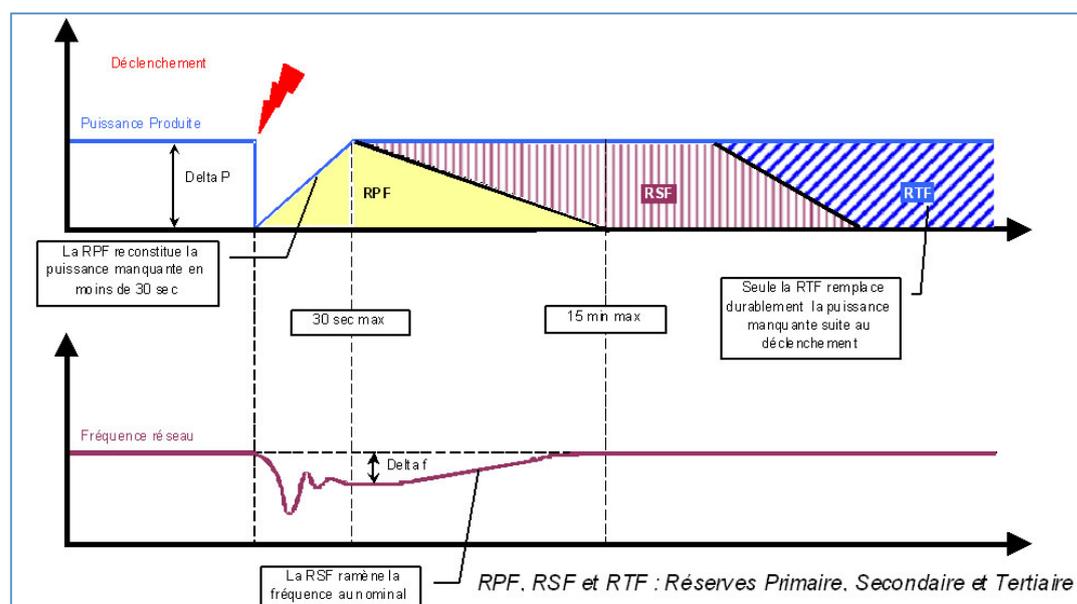
Tous les moyens de production français de plus de 120 MW doivent y affecter une partie de leur capacité, pour un volume global de 500 à 1000 MW, afin de pouvoir ajuster automatiquement leur production si la réserve secondaire est activée.

Le mécanisme d'ajustement -

Si la réserve secondaire est insuffisante, le mécanisme d'ajustement, manuel (les producteurs sont contactés par téléphone) est mis en œuvre : la sélection des offres d'ajustement repose sur les besoins techniques et la préséance économique.

L'activation du mécanisme d'ajustement, en se substituant aux réserves primaire et secondaire, permet également de les reconstituer.

Tous les producteurs et consommateurs français, ainsi que des acteurs étrangers, peuvent y prendre part.



⁴⁴ Il s'agit de prévenir la perte simultanée des deux plus gros groupes de production de la plaque.

La fragmentation de la valeur : exemple du projet CAES de l'Iowa -

La problématique de la fragmentation de la valeur est illustrée par le business model du projet avorté de CAES (270 MW) dans l'Iowa, à proximité de grands champs éoliens⁴⁵. Le consortium porteur de ce projet étant public, ce business model a pu être rendu public, et venir nourrir notre discussion.

Il est important de ne pas s'arrêter à la répartition des différents revenus – très liée au système américain et amenée à évoluer, on l'a vu, pour ce qui concerne l'arbitrage – mais de se focaliser plutôt sur les interlocuteurs qu'ils impliquent (fig. 41).

On constate que certaines recettes sont directement captées par l'opérateur de l'outil de stockage et lui sont donc assurées : l'arbitrage de prix, l'ajustement de fréquence, et les bons verts accordés par les Etats-Unis.

En revanche, pour toutes les autres, la valeur créée par le CAES pour le système électrique revient à d'autres acteurs du système électrique : pour que ce business model devienne effectif, l'opérateur du CAES doit donc s'accorder avec ces autres bénéficiaires afin qu'ils le rémunèrent, en vertu de ce qu'il leur apporte (Table 9).

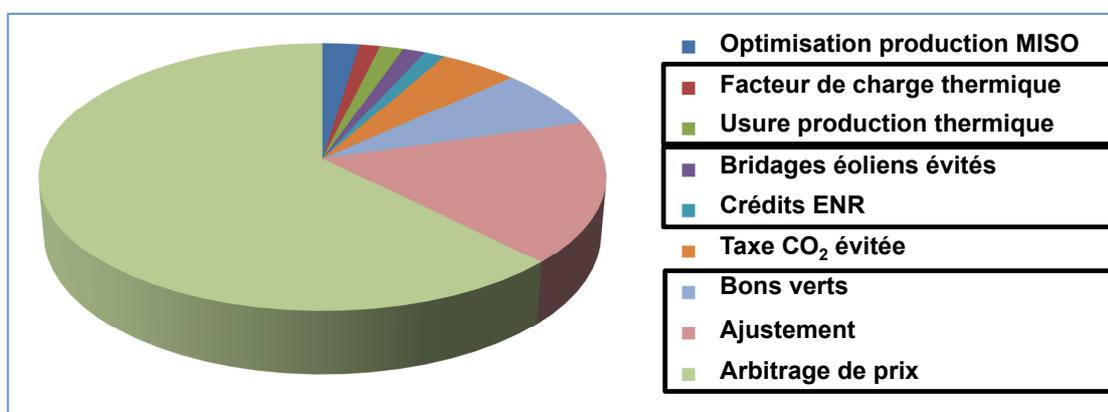


Figure 41 - Business Model prévu pour le projet avorté de CAES dans l'Iowa - source : Sandia, Lessons from Iowa [119]

Bénéficiaires avec lesquels un accord est nécessaire pour capter la valeur créée par le CAES	Bénéfice apporté par le CAES, au nom duquel une rémunération de l'opérateur peut être revendiquée
Ensemble des producteurs de la plaque MISO (Midwest Independent System Operator)	Optimisation du fonctionnement du parc de production
Producteurs thermiques	Optimisation du fonctionnement des centrales thermiques : cyclage évité (le suivi de la production intermittente est assuré par le CAES et non plus par les centrales thermiques)
Producteurs thermiques	Optimisation du fonctionnement des centrales thermiques : amélioration du facteur de charge en heures creuses (compression de l'air)
Producteurs éoliens	Insertion d'éoliennes supplémentaires sur le système et crédits ENR afférents
Producteurs éoliens	Bridages d'éoliennes évités
Ensemble des producteurs de la plaque MISO (Midwest Independent System Operator)	Production moins carbonée et réduction des taxes CO2 afférentes (augmentation de la production éolienne - fonctionnement thermique en régime nominal, moins émissif)
MISO (ne figure pas sur la figure)	Investissements évités dans l'infrastructure de transmission pour intégrer les éoliennes

Table 9. Valeur créée par le CAES pour le système et bénéficiaires en premier lieu

⁴⁵ On trouvera des éléments techniques complémentaires sur ce projet dans la section dédiée aux USA (C.1)

Cet exemple est emblématique de l'incertitude qui pèse sur l'économie du stockage : sans un **mécanisme de répartition de la valeur** qui permette de rémunérer les bénéfices apportés par le stockage sur toute la chaîne, y compris sur les activités régulées, les investisseurs sont freinés par la perspective de se lancer seuls dans une opération risquée, dont les retombées économiques pourraient être largement captées par d'autres.

La rentabilité d'un moyen de stockage passe par la mutualisation de plusieurs services. Cependant, la valorisation économique de cette polyvalence reste incertaine : de nouvelles méthodes de valorisation et des mécanismes de partage de la valeur sont à mettre en place.

Les spécificités du stockage ouvrent donc bien la voix à une redistribution de la chaîne de valeur, et partant à une redistribution des rapports de force sur le système électrique. Ceci est de nature à expliquer les jeux d'acteurs que l'on observe autour de la question du stockage.

4.3. Un nouveau rôle pour les distributeurs

Ces perspectives, et les enjeux de pouvoir et de contrôle qui les accompagnent, concernent les producteurs et les opérateurs de transport, mais se déclinent tout autant à une échelle plus locale.

Avec des dispositifs de stockage décentralisés, souvent adossés à des productions distribuées ou domestiques, une partie du gisement de flexibilité du système électrique sera connectée au réseau de distribution.

Pour autant, c'est généralement l'opérateur de transport qui est en charge de l'équilibre *global* du système et qui pourra être amené à solliciter ces réserves de flexibilité, au risque de perturber la stabilité *locale* du réseau de distribution.

Il se produit en effet au niveau local un phénomène de « dé-foisonnement » que l'on ne perçoit pas nécessairement sur une maille plus large : une action allant dans le sens de l'équilibre global peut donc en réalité compromettre la situation locale⁴⁶.

L'opérateur de distribution, qui dispose de la vision systémique locale, a donc tout son rôle à jouer dans le pilotage du système, en apportant son soutien à l'opérateur de transport : il s'agit de s'assurer de la compatibilité des besoins de flexibilité avec la situation locale – et éventuellement d'agir pour établir cette compatibilité, en redistribuant les usages au niveau local –, avant toute activation.

On passerait ainsi d'un pilotage du système à deux niveaux (européen avec la mise aux enchères des interconnexions, national à la charge de l'opérateur de transport), à un fonctionnement à trois échelles, incluant l'opérateur de distribution, pour tenir compte de la complexification de la gestion du système au niveau local.

L'opérateur de distribution revêtirait ainsi un rôle d'**optimiseur local**. Ce faisant, il occuperait un positionnement renforcé sur la chaîne de valeur, en disposant de l'information et de la capacité d'intégration des réserves de flexibilité raccordées à son réseau. Comme la nécessité d'un mécanisme de répartition de la valeur évoquée plus haut, la question de l'interface entre l'optimiseur local et l'opérateur de transport, en

⁴⁶ L'exemple typique de ce phénomène concerne la recharge des véhicules électriques. Il est répété que si une flotte conséquente se recharge simultanément en heures creuses, le *système électrique* pourra absorber le surcroît de demande. Pour autant, si l'on « zoome », le réseau de distribution local ne pourrait accepter de nombreux véhicules électriques se rechargeant simultanément sur un même parking, même hors pointe nationale.

charge de l'équilibre global, est donc clef pour tirer tout le parti des ressources disponibles.

Au niveau local, le pouvoir est dans la capacité à intégrer les informations pour gérer les réserves de flexibilité disponibles. L'opérateur de distribution est donc appelé à jouer un rôle renforcé, et la question de l'articulation avec le responsable d'équilibre global, qui soulève des enjeux de contrôle sur le système, doit être soldée.

CONCLUSION -

Le stockage de l'électricité n'est pas la solution miracle aux défis qui se posent aux systèmes électriques.

On y retrouve au contraire les problématiques qui ont, un temps, conduit les industriels à se tourner plutôt vers le *just-in-time* : son surcoût et la fragmentation de la valeur, générateurs de dépendances et d'incertitudes.

Aussi, dans la mesure où les technologies de stockage n'ont pas le monopole de la flexibilité, voire sont plus limitées que les méthodes traditionnelles, c'est dans une démarche **d'optimisation du portefeuille des solutions de flexibilité** qu'il convient plutôt de s'inscrire : en fonction du contexte spécifique, le stockage, potentiellement sous une forme hybride combinant plusieurs technologies selon les besoins, pourra avoir une place au sein de ce portefeuille.

Recommandation 1 - Mix vs. Miracle

Ne pas considérer le stockage comme la solution miracle.

La pertinence du recours au stockage doit être analysée selon une logique d'optimisation du portefeuille des solutions de flexibilité, ce qui suppose d'examiner des besoins *circonstanciés*, dans une situation électrique spécifique.

C. Un choix tiré par des circonstances nationales

1. Les Etats-Unis : des réseaux vieillissants

1.1. Le développement des STEP après les chocs pétroliers

L'intérêt des Etats-Unis pour le stockage de l'électricité date des chocs pétroliers qui marquent la décennie 1970.

Dans un contexte d'envolée des cours du baril et du gaz naturel, qui provoque de réelles craintes sur la sécurité d'approvisionnement énergétique aux Etats-Unis, le *Powerplant and Industrial Fuel Use Act* (1978) restreint l'utilisation du pétrole et du gaz comme sources d'énergie, de sorte qu'il faut trouver des alternatives aux centrales à gaz ou au pétrole pour suivre la demande électrique.

Une grande conférence se réunit sur le sujet en 1979 autour de la prestigieuse Académie des Sciences américaine et conclut que « *le stockage de l'électricité est un composant essentiel dans la quête pour la survie et le progrès de l'humanité.* »

Les Américains se penchent plus particulièrement sur le modèle économique des STEP, pour lesquelles ils disposent de géographies adaptées. Avec un pétrole cher, ce bilan est favorable : les Etats-Unis se lancent ainsi dans les grands projets qui les amènent aujourd'hui à disposer de 22 GW de STEP, répartis sur 39 sites.

Ces développements conduisent également à la mise en service, en 1991, du CAES de McIntosh, en Alabama, d'une puissance de 110 MW.

Cette effervescence se tarit significativement dans les années 1980, avec le contre-choc pétrolier. En 1987, les sections relatives au gaz du *Fuel Use Act* sont retirées, tandis que se développent des cycles combinés au gaz moins gourmands en combustibles : dans ces conditions, l'intérêt économique des STEP disparaît, au profit du gaz qui voit sa consommation, dans la production électrique et les processus industriels, augmenter de quelque 50% entre 1988 et 2002.

Au contre-choc pétrolier, vient par ailleurs s'ajouter l'inflexion du programme nucléaire américain, consécutive à l'accident de la centrale de Three Miles Island en Pennsylvanie en 1979 : de 1981 à 1984, 51 projets de réacteurs sont annulés et la puissance installée stagne à partir du milieu des années 1980 (fig. 42).

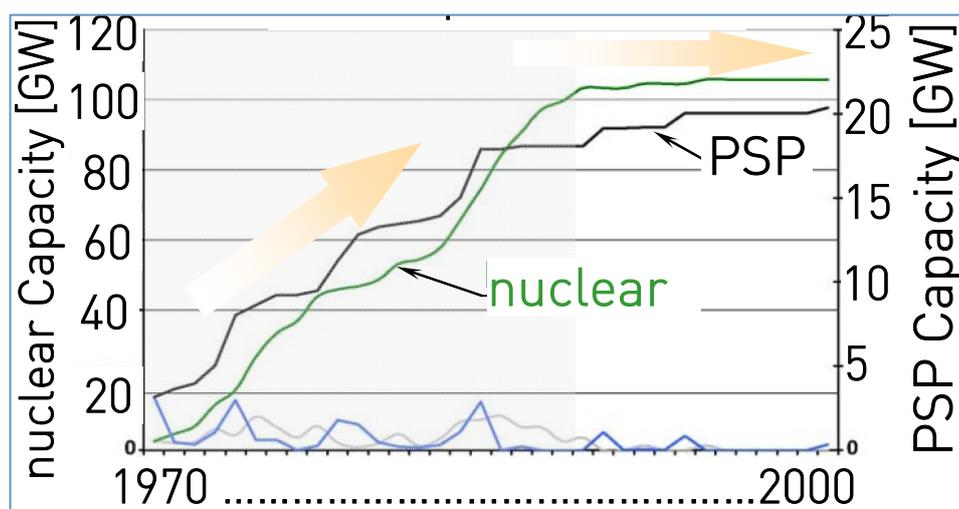


Figure 42. Progression de la puissance nucléaire installée aux Etats-Unis (échelle de gauche) et de la puissance de STEP (PSP) déployée (échelle de droite) - source : EnBW

L'intérêt des STEP s'en trouve doublement affecté :

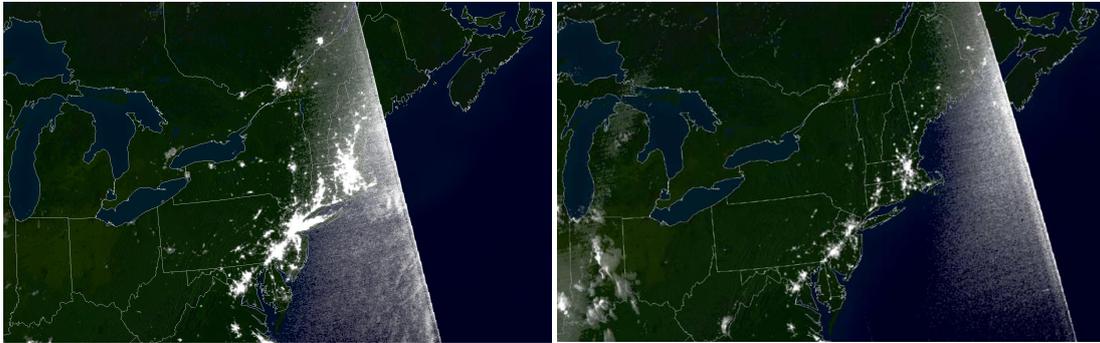
- ❖ D'un point de vue systémique, pas de besoin supplémentaire d'évacuer le surplus nocturne de la production nucléaire ;
- ❖ D'un point de vue économique, le coût d'approvisionnement en base d'une STEP, à partir d'une électricité d'origine non-nucléaire, est renchéri.

1.2. Une nouvelle dynamique à partir de 2003

Une nouvelle dynamique s'enclenche autour du stockage à partir de 2003 et jusqu'à présent, sous l'effet de deux facteurs :

La vétusté des réseaux américains –

Le 14 août 2003, une gigantesque panne d'électricité touche pendant plusieurs heures 50 millions de personnes, sur la côte Est des Etats-Unis (dont New York City) et au sud du Canada. Elle a pour cause le déclenchement d'une ligne de transport entrée en contact avec des arbres, qui va amener à des redistributions de charge sur des lignes insuffisamment robustes : déclenchant à leur tour, le phénomène va alors provoquer un effondrement en cascade du réseau (fig. 43 et 44).



Figures 43 et 44. Côte Est des Etats-Unis : avant (à g.) et après (à dr.) la panne –

source : US National Oceanic and Atmospheric Administration

Derrière cet événement, dont le coût pour l'économie américaine est estimé entre \$6 à 10Md, c'est la vétusté des réseaux électriques américains qui est mise en évidence⁴⁷ : le temps moyen de coupure d'électricité sur une année pour un consommateur américain est de 300 minutes, contre 73 en France en 2011.

D'autres grandes pannes, symptomatiques, avaient d'ailleurs frappé la côte Est en 1965 et 1977, tandis que la côte Ouest n'est pas en reste : frappée par de grandes pannes en 1996 et en 2008, elle est victime de coupures récurrentes et de sauts de tension ou de fréquence qui, selon l'EPRI, coûtent \$15 Md par an à l'économie californienne.

De fait, le réseau électrique américain est, comme la plupart des infrastructures, géré par plusieurs acteurs indépendants, organisés en grandes plaques régionales, peu interconnectées entre elles.

Un maillage plus robuste à l'échelle du pays, associé à des interconnexions entre les plaques, permettrait pourtant de mutualiser productions et consommations, en profitant du décalage des rythmes de vie entre les différents fuseaux horaires qui composent le territoire américain, mais il n'en est rien car les différents gestionnaires de réseaux ne se coordonnent pas (fig. 45).

⁴⁷ Le gouverneur du Nouveau-Mexique, Bill Richardson, dira, consécutivement à la panne de 2003 : « Le réseau américain est digne du tiers-monde ».

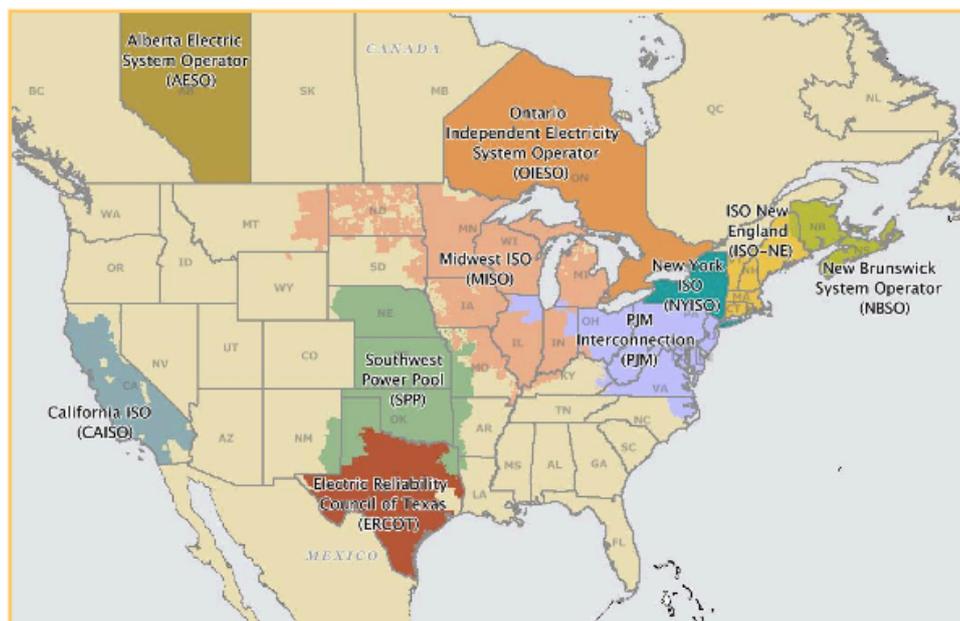


Figure 45. Principaux opérateurs régionaux de transmission en Amérique du Nord

– source : FERC

Au contraire, les réseaux américains souffrent d'un lourd sous-investissement : les lignes s'étendent sur de telles distances que leur renforcement représente des coûts souvent dissuasifs : le *Department of Energy* a récemment chiffré à \$150 Md les dépenses nécessaires à la modernisation des réseaux de transmission électrique aux Etats-Unis⁴⁸.

Les réseaux électriques américains, vétustes et peu interconnectés, souffrent du sous-investissement des opérateurs : la qualité de l'alimentation électrique aux Etats-Unis s'en ressent.

Le développement des énergies renouvelables intermittentes –

La majorité des Etats américains se sont lancés dans une politique volontariste en faveur des énergies renouvelables, en se dotant de *Renewables Portfolio Standards* : aux termes de ces dispositions, une fraction déterminée de l'électricité consommée doit être produite à partir d'énergies renouvelables, et en particulier de sources intermittentes⁴⁹.

Ces perspectives d'intégration croissante d'énergies renouvelables intermittentes font craindre une détérioration accrue de la qualité de l'électricité dans ces Etats, par leurs effets – déjà sensibles dans certaines zones – sur la fréquence et la tension.

Par ailleurs, en l'absence d'interconnexions performantes, les productions ne peuvent être mutualisées à la maille interrégionale pour faire face, dans les zones fortement équipées de panneaux solaires ou d'éoliennes, à des épisodes sans soleil ou sans vent. Ainsi, au cours de l'été 2011 – marqué par un record de chaleur au Texas – l'opérateur régional ERCOT, dont la capacité de production se compose pour 11% d'éolien, n'a pu

⁴⁸ Et, on l'a dit, ces investissements peuvent s'avérer très complexes à rentabiliser car, calibrés sur la puissance maximale, les outils peuvent être sous-utilisés : 25% de l'infrastructure de distribution américaine serait ainsi sollicitée moins de 400 heures par an (fig. 15).

⁴⁹ Le détail des RPS de chaque Etat concerné est donné en annexe 3.

répondre, en l'absence de vent, au pic de demande lié aux climatiseurs, et n'a échappé aux délestages qu'en achetant sur le marché de l'électricité à un prix 30 fois plus élevé que le cours moyen⁵⁰.

Par conséquent, la pénétration croissante des énergies renouvelables accroît les défis qui se posent aux réseaux électriques américains.

Souhaitant éviter de les renforcer de façon systématique et très coûteuse, les Etats-Unis ont donc besoin d'une alternative capable de garantir la qualité du courant et en particulier de lisser la production des sources intermittentes : c'est la raison pour laquelle ils soutiennent activement le stockage de l'électricité.

Les Américains sont en particulier séduits par les solutions décentralisées ou diffuses : dans une culture éprise d'autonomie, des dispositifs garantissant la qualité et la sécurité de l'approvisionnement électrique, à proximité d'une source de production décentralisée ou de la consommation, et permettant donc de s'affranchir du système central, défaillant, sont très bien accueillis.

De nombreuses expérimentations de *Community Energy Storage* (C.E.S), quartiers ou lotissements électriquement indépendants grâce à la combinaison d'une production locale et d'un système de stockage, voient d'ailleurs le jour aux Etats-Unis, sous l'égide d'opérateurs comme American Electric Power, Con Edison, Detroit Edison, Duke Energy, First Energy ou Southern California Edison : plus modestes en taille, en infrastructures et en équipements, ces projets peuvent se mettre en place plus rapidement.

Pour pallier les défaillances de leurs réseaux électriques et intégrer les énergies renouvelables intermittentes, les Etats-Unis voient dans le stockage une alternative modulable à un coûteux renforcement des réseaux, capable de lisser la production des sources intermittentes et de garantir la qualité du courant, notamment à proximité de la production ou de la consommation.

1.3. Mesures de soutien au stockage instituées par les Etats-Unis

Le soutien aux technologies -

Les premières mesures de soutien au stockage d'électricité aux Etats-Unis ont été prises en raison de la dépendance aux hydrocarbures dans les transports, dans l'optique de développer les mobilités décarbonées⁵¹ : le *Department of Energy* s'est ainsi lancé dans un ambitieux soutien aux batteries pour véhicules électriques (\$1,2 Md). Il a permis le progrès de la recherche et l'expansion de fabricants nationaux, dont les efforts tirent les performances du stockage électrochimique dans son ensemble.

Avec la pression croissante sur les réseaux électriques, ces travaux ont pu être valorisés et étendus dans le cadre de la réflexion sur le stockage stationnaire, que les Etats-Unis soutiennent spécifiquement depuis 2009.

Ainsi, le Plan de Relance américain (ARRA : *American Recovery and Reinvestment Act*, 2009) a alloué \$185M à la recherche et à l'expérimentation autour du stockage stationnaire, principalement sur les batteries. Cette somme a permis l'installation de

⁵⁰ The Economist, 3 mars 2012 : « *Packing some Power* ».

⁵¹ En 2010, quoique troisième producteur mondial de pétrole, les Etats-Unis ont dû importer 58% de leur consommation pétrolière, soit une dépense de \$253 Md, qui représente plus de la moitié de leur déficit commercial.

537 MW de stockage supplémentaires aux Etats-Unis, dans le cadre d'un investissement total de \$772 M.

De même, dans le cadre de ses financements annuels, l'ARPA-e⁵² subventionne des projets de stockage stationnaire : à hauteur de \$31 M en 2010, de \$27 M en 2011 pour le soutien aux énergies renouvelables intermittentes (programme GRID : « *Grid-scale Rampable Intermittent Dispatchable Storage* ») et de \$40 millions en 2012.

La destination de ces fonds par type de technologie est illustrée sur la figure 46, où l'on voit bien ressortir les objectifs poursuivis par les Américains à travers le développement du stockage stationnaire : la garantie de la qualité et de la sécurité de l'approvisionnement électrique dans un contexte de pénétration croissante des sources intermittentes.

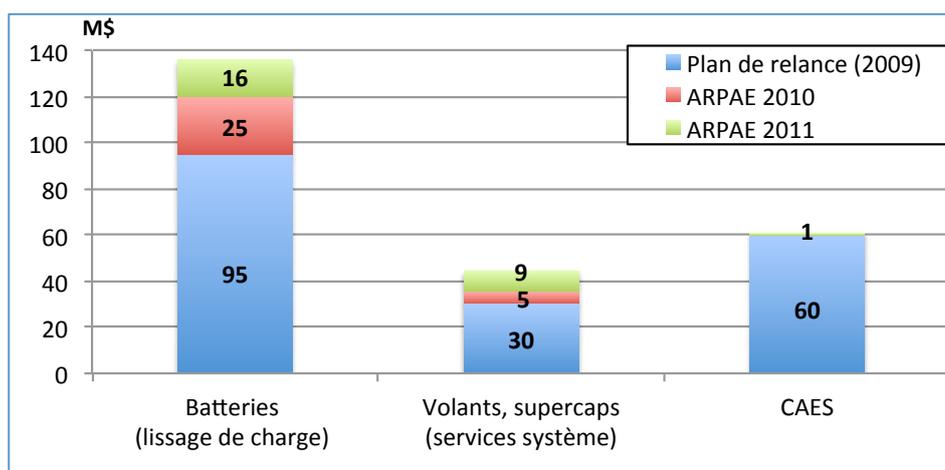


Figure 46. Destination des fonds alloués au stockage stationnaire aux Etats-Unis sur la période 2009-2011 - source : données DoE

Les fonds destinés au CAES s'inscrivent quant à eux plus dans une logique de stockage de masse : si les Américains ont bien exploité leur potentiel d'installation de STEP, ils s'interrogent sur leur potentiel de déploiement de CAES, compte tenu d'une part de leurs sous-sols plutôt favorables (fig. 47), et des nouvelles générations de technologies.

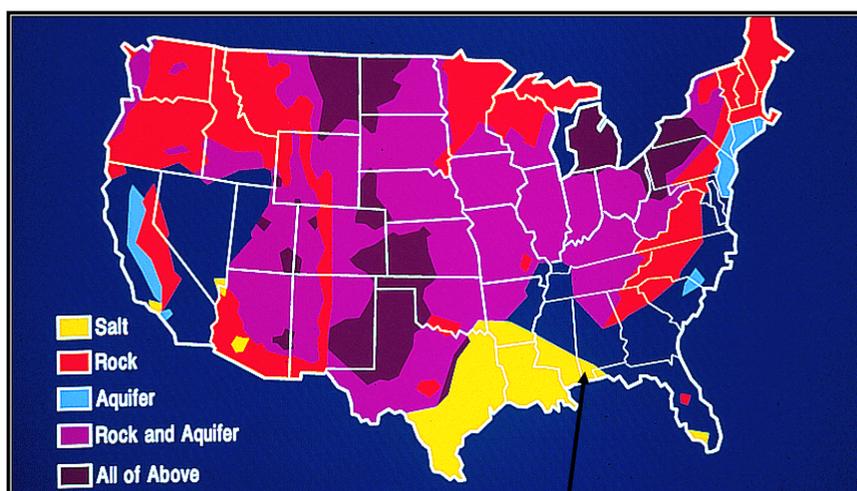


Figure 47. Géologies potentiellement favorables aux CAES aux Etats-Unis

Seules les zones bleues foncées sont incompatibles - source : EPRI [117]

⁵² L'Advanced Research Project Agency – Energy, créée en 2007 sur le modèle du Defense Advanced Research Project Agency (DARPA), père d'Arpanet, précurseur d'Internet, pour accompagner la « transition énergétique » américaine.

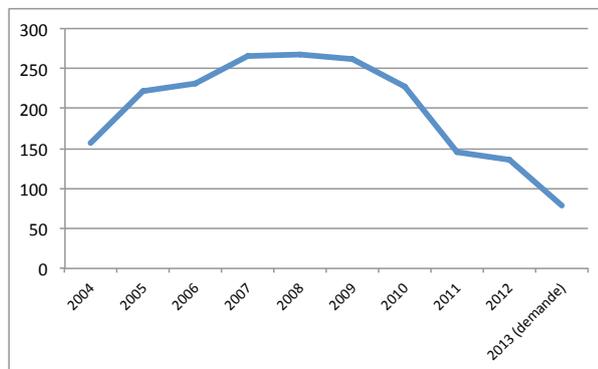
Un projet de CAES d'une puissance de 800 MW (pour lequel il est envisagé des augmentations par incréments de 150 MW jusqu'à 2700MW) est ainsi lancé à Norton, Ohio. Un second projet, d'une puissance de 278 MW a été arrêté dans l'Iowa, en raison d'études démontrant les limites géologiques (perméabilité faible, incompatible avec les flux d'air) de la structure de grès sélectionnée pour établir le réservoir.

A ces dépenses, il convient enfin d'ajouter les budgets de l'*Hydrogen and Fuel Cell Program* du *Department of Energy*, mis sur pied en 2004.

Ses travaux, initialement très centrés sur la propulsion hydrogène mais qui ont de toute façon tiré la recherche sur les piles à combustible dans leur ensemble, se sont désormais élargis à toutes les applications de l'hydrogène comme vecteur énergétique. Son budget annuel, de \$200 M en moyenne, est toutefois en baisse avec quelque \$140 M accordés en 2011 et 2012 et seulement \$78 M sollicités pour 2013 (fig. 48) : cette observation tend à confirmer l'inflexion des activités autour de l'hydrogène-énergie aux Etats-Unis, au profit des batteries électrochimiques.

Figure 48.
Budget du Hydrogen and Fuel Cell Program (\$M)

– source : DoE



Le soutien réglementaire –

Parallèlement, les Etats-Unis prennent des dispositions législatives et réglementaires favorables au stockage, notamment pour attirer les investissements.

Ces dispositions témoignent encore une fois des objectifs poursuivis par les Américains à travers le développement et le déploiement de technologies de stockage, qui sont d'ailleurs considérées depuis 2002 comme des outils de gestion des réseaux de transport et de distribution.

Ces mesures peuvent être classifiées en deux catégories :

- ❖ Les mesures directes, qui accompagnent l'investissement dans un système de stockage, ou l'obligent ;
- ❖ Les mesures indirectes, qui modifient l'architecture du marché de telle sorte qu'un système de stockage puisse mieux s'y valoriser, dans le but de consolider les modèles économiques du stockage et ainsi d'attirer les investisseurs.

Parmi les mesures directes :

- ❖ L'Assembly Bill (AB) 2514 de l'Etat de Californie, signé par le gouverneur Schwarzenegger en 2010, donne mission à la Commission de régulation californienne (la CPUC, *California Public Utility Commission*) de fixer, pour toutes les utilities de l'Etat, une quantité cible de stockage à acquérir.
- ❖ L'*US Storage Act*, introduit au Congrès en novembre 2011 mais pas encore voté, propose la mise en place de crédits d'impôts sur les systèmes de stockage, et en particulier pour les technologies résidentielles et le C.E.S.

Parmi les mesures indirectes :

- ❖ Cinq plaques (PJM, CAISO, ISO-NE, NYISO et MISO) ont ouvert leur marché des services système aux dispositifs de stockage, tandis qu'ERCOT en étudie la possibilité. Cette disposition permet d'ajouter une source de revenus à un outil de stockage (voir A.4).
- ❖ Cette source de revenus se veut d'autant plus attractive que la Commission de régulation fédérale (la FERC, *Federal Energy Regulation Commission*), dans son Ordre n°755 d'Avril 2012, a modifié les conditions de rémunération de la régulation de fréquence, en imposant aux opérateurs un mécanisme dit « *pay-for-performance* ». Jusqu'à présent, seuls deux critères étaient valorisés : la capacité (réserve) mis à disposition pour réguler la fréquence à la hausse ou à la baisse (en puissance) et la réserve effectivement activée à la hausse ou à la baisse (en énergie). Avec un tel mécanisme, les deux profils de régulation ci-dessous donnaient donc lieu à une rémunération identique (fig. 49).

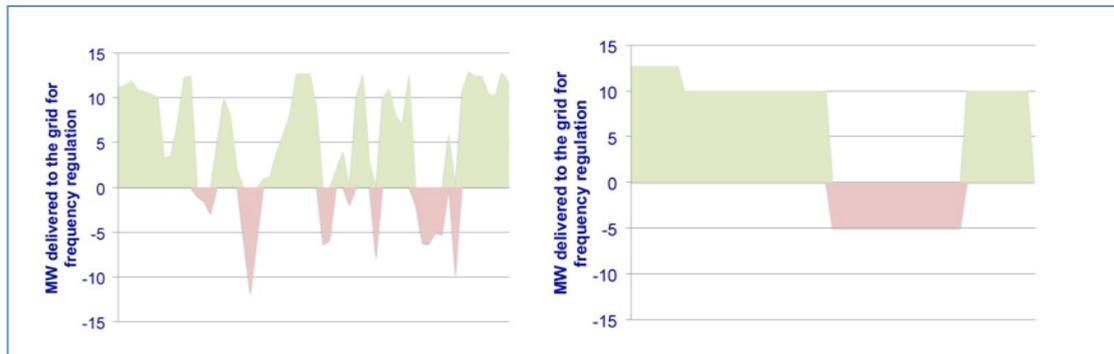
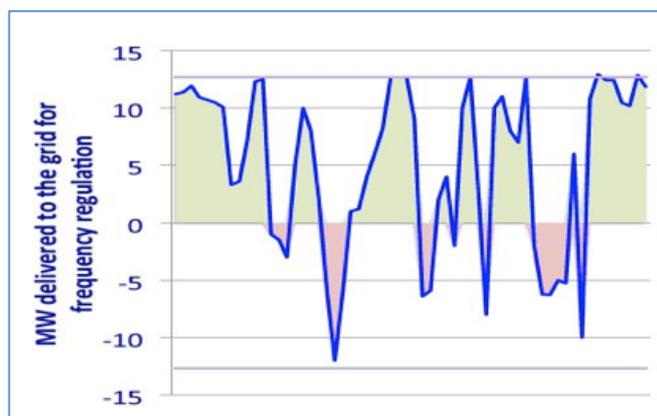


Figure 49. Profils de régulation de fréquence : à gauche, réponses rapides ; à droite, réponses lentes
- source : Clean Horizon Consulting [82]

Pourtant, il est clair que le profil de gauche est beaucoup plus exigeant pour la machine qui va l'assurer, en termes de temps de réponse et de capacité à changer de régime. En particulier, un système de stockage comme le volant d'inertie y sera bien plus adapté qu'une centrale thermique.

Tout l'objet de l'Ordre 755 est précisément de permettre au stockage de se différencier économiquement des moyens conventionnels, en valorisant ces paramètres : il introduit un troisième critère représentatif de ces variations rapides, l'intégrale curviligne du profil de régulation (le « chemin des puissances parcouru » par l'outil de régulation, en bleu sur la figure 50).

Figure 50.
Mécanisme de rémunération de la régulation de fréquence "pay-for-performance"
- source : Clean Horizon Consulting [82]



L'impact de cette mesure sur l'économie de systèmes de stockage très réactifs comme les volants d'inertie est immédiat.

L'action en faveur du stockage de l'électricité des Etats-Unis s'articule autour de subventions à la recherche, aux expérimentations et aux démonstrations, et autour de dispositions destinées à accompagner l'investissement dans un outil de stockage ou à consolider les modèles économiques du stockage, en valorisant mieux ses spécificités et les bénéfices que ces outils apportent au système électrique.

Cette action porte ses fruits en attirant les investisseurs : les capitaux-risqueurs ont consacré au stockage, en 2011, \$1 Md sur les \$5 Mds investis dans les *cleantechs* aux Etats-Unis.

Pour finir, il convient cependant de signaler que l'enthousiasme américain à l'endroit du stockage s'est quelque peu tempéré ces derniers temps en raison de l'arrivée des gaz de schiste sur le marché de l'énergie américain : turbinés dans des centrales thermiques (TAC ou CCG), ils peuvent offrir à moindre coût la flexibilité requise par le système électrique américain, et se posent donc en réel concurrent du stockage.

2. L'Allemagne : le défi de l'éolien

2.1. L'impact de la production éolienne sur le système électrique allemand

L'Allemagne s'est lancée depuis le début des années 2000 dans une politique très volontariste de développement des énergies renouvelables, et en particulier de l'éolien et du solaire⁵³, dans le cadre de son « virage énergétique » (*Energiewende*).

C'est ainsi qu'aujourd'hui, l'Allemagne dispose d'un parc éolien de 30 GW installés (contre 6,7 GW installés en France) et a produit en 2011 près de 10% de sa consommation électrique à partir de cette ressource.

Cette forte pénétration des énergies renouvelables intermittentes a vocation à s'accroître avec les dispositions adoptées par l'Allemagne après l'accident nucléaire de Fukushima, en 2011, et la décision de sortir du nucléaire. La part des énergies renouvelables dans la production électrique allemande devra évoluer ainsi (fig. 51) :

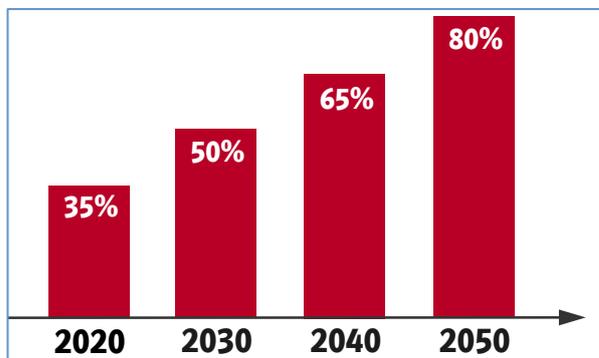


Figure 51. Part cible des énergies renouvelables dans la production électrique allemande

- source : Ministère Fédéral de l'Environnement, de la Préservation de la Nature et de la Sécurité Nucléaire (BMU)

L'éolien occupera une part prépondérante dans ces chiffres. Or, la production éolienne, par les épisodes de surproduction auxquels elle peut donner lieu dans un pays soumis à un seul régime de vent et où l'essentiel du parc est concentré sur le front Baltique, constitue un véritable défi pour le système électrique allemand.

D'abord, lorsque la production éolienne, priorisée dans l'ordre de mérite par l'obligation de rachat, sature le marché – souvent alors que la consommation est faible –, les centrales conventionnelles, qui tournaient en régime modéré pour suivre les aléas du vent, devraient être arrêtées. Compte tenu des coûts de redémarrage, elles préfèrent payer les consommateurs supplémentaires qui viendraient absorber leur production et « éponger » ainsi la surcapacité : les prix de l'électricité deviennent négatifs. La nuit de Noël 2011, marquée par une tempête qui génère une production éolienne instantanée de 20 GW face à une demande faible, a ainsi vu le MWh allemand se vendre à - 139 €.

Par ailleurs, si la production éolienne se trouve au Nord, avec un régime de vent unique qui peut générer une puissance éolienne instantanée significativement supérieure à 10GW, l'essentiel de la consommation se situe au Sud, dans les grandes régions industrielles de la Ruhr et de la Bavière.

Or, les grandes lignes électriques Nord-Sud du réseau allemand sont rapidement congestionnées, et le développement de nouvelles infrastructures se heurte à l'acceptation des populations : le réseau allemand ne peut donc pas transmettre vers le Sud les grandes productions éoliennes.

Cela soulève deux problématiques :

⁵³ 44% de la puissance photovoltaïque installée dans le monde se trouve en Allemagne, en dépit de conditions climatiques peu favorables.

- ❖ trouver le moyen d'évacuer le solde de la surproduction éolienne lorsque les interconnexions sont saturées, sans devoir recourir à des arrêts forcés d'éoliennes (mesure prise jusqu'à présent et de façon croissante, Table 10) :

	2009	2010
Capacité éolienne installée (GW)	25,8	27,1
Nombre d'arrêts forcés d'éoliennes	285	1085
Nombre de jours concernés	65	107

Table 10.

Arrêts forcés d'éoliennes en Allemagne –
source : Fédération Allemande de l'énergie
éolienne (BWE)

L'Allemagne dispose bien de 6,7 GW de STEP (7,7 GW en 2014), répartis sur 33 sites, mais pour l'essentiel dans le Sud montagneux, loin des champs éoliens du front Baltique. La géographie du Nord du pays, peu accidentée, ne se prête en effet pas à l'installation de STEP, ce qui repose la difficulté du transport des surplus d'électricité des points de production vers les sites de stockage.

- ❖ assurer par d'autres sources l'approvisionnement électrique du Sud.

Par conséquent, ce n'est pas un problème de capacité dont il est question ici, à court terme : en 2023, date prévue par le Gouvernement allemand pour la sortie totale du nucléaire, la capacité de production *garantie* en période de pointe excèdera avec une marge suffisante la puissance appelée, malgré l'intermittence⁵⁴ (fig. 52) :

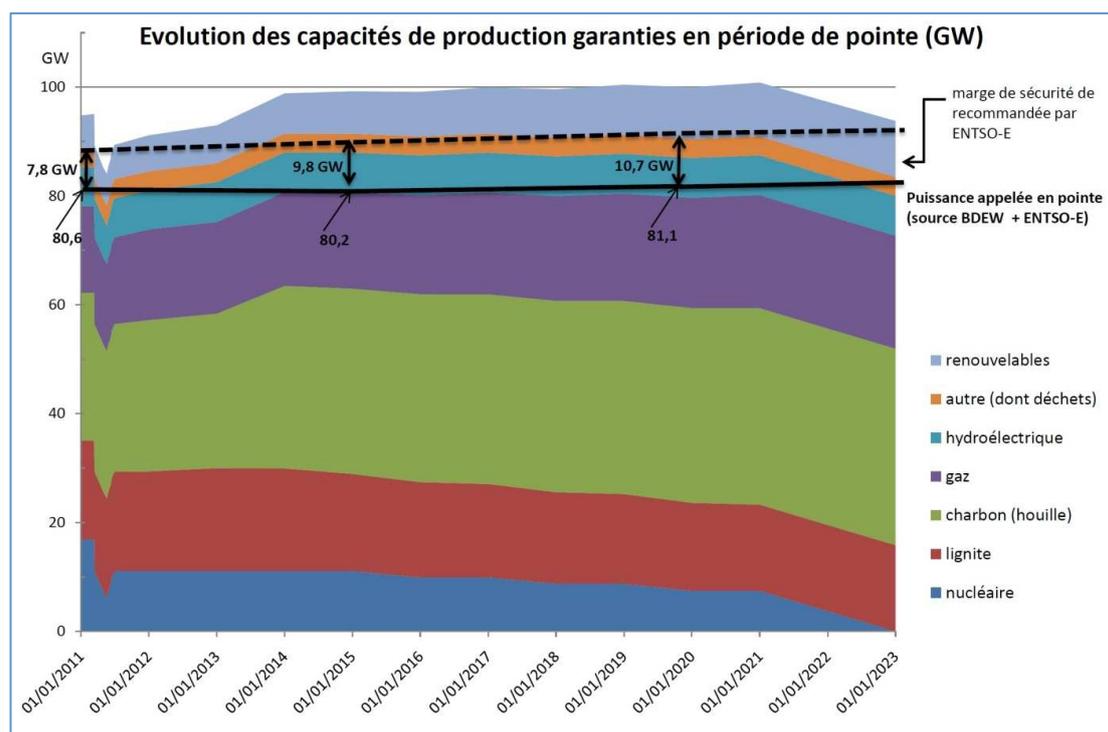


Figure 52. source : Ambassade de France à Berlin

Le défi du système électrique en Allemagne réside dans la régulation de la production éolienne, afin d'en gérer les conséquences économiques – distorsion du marché dans l'architecture actuelle – et surtout techniques – la surcharge du réseau de transmission.

⁵⁴ Et ce, sans prendre en compte les importations d'électricité, ni la baisse de 10% de la consommation électrique prévue par rapport à 2008.

Face à ce défi, l'Allemagne a mis sur pied un vaste programme de développement de son infrastructure d'acheminement électrique : ce sont près de 4000 km de lignes, en particulier des « autoroutes Nord-Sud » qui doivent être construites d'ici 2020, pour un montant de 32 Md€.

En parallèle, le stockage de l'électricité s'impose aux Allemands comme une solution pour contribuer à résorber ces difficultés, tout en allégeant le poids – en termes économiques et d'acceptation sociale – du renforcement du réseau :

- ❖ stocker à proximité des champs éoliens pour lisser leur production et alléger les congestions sur le réseau, tout en redressant le prix de l'électricité aux périodes de faibles consommations ;
- ❖ stocker à proximité des sites de consommation du Sud pour prévenir les ruptures d'approvisionnement liées aux congestions sur le réseau.

C'est la raison pour laquelle l'Allemagne soutient très activement le stockage de l'électricité.

- Encadré 7 -

Le système électrique chinois : une situation « à l'Allemande »

La Chine se trouve confrontée au même défi que l'Allemagne : une consommation au Sud-Est, une production éolienne concentrée au Nord-Ouest, tandis que les constructions de lignes prioritaires portent sur le raccordement de centrales charbon (fig. 53).

Ainsi, en hiver, les centrales de cogénération doivent tourner et sont donc prioritaires : la puissance des éoliennes de Mongolie intérieure est bridée de 20% pour pouvoir l'évacuer. De nombreux champs éoliens ne peuvent d'ailleurs pas être raccordés au système électrique à ce stade.

Pour y remédier, la Chine compte exploiter sa géographie au centre et au Sud, en y installant d'ici 2020, 35 à 45 GW de STEP – en plus des 14 GW déployés aujourd'hui, et dédiés au stockage de la production charbon.

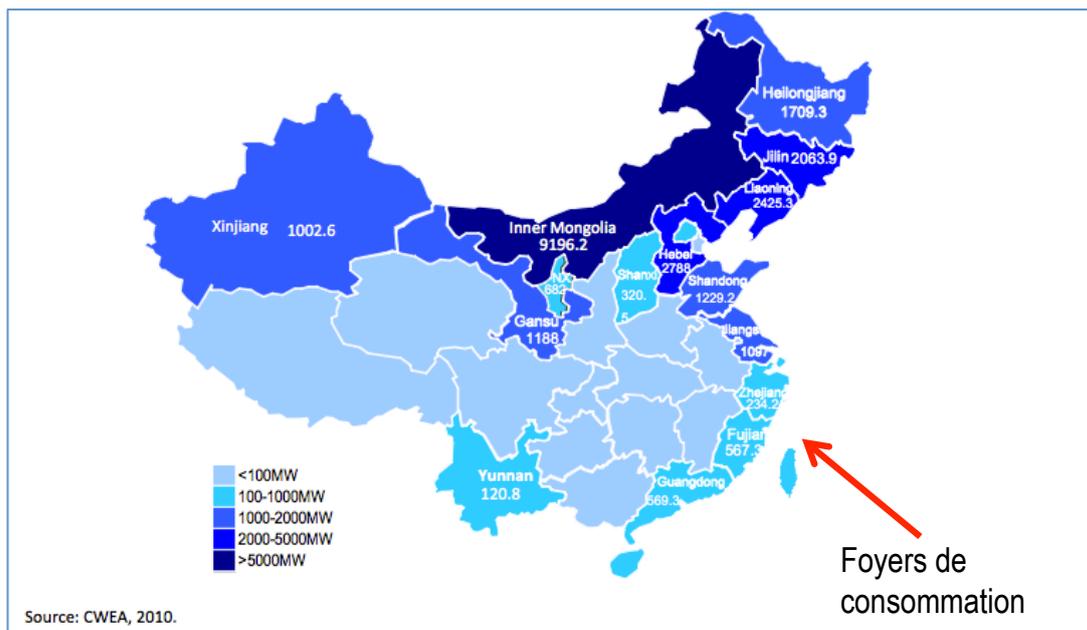


Figure 53. Capacité éolienne installée en Chine (2009)

2.2. Les dispositions prises par l'Allemagne en faveur du stockage de l'électricité

Ce soutien s'est concrétisée dans les recommandations de la Commission Ethique mise sur pied consécutivement à l'accident nucléaire de Fukushima, pour préparer la transition énergétique allemande : le 30 mai 2011, cette Commission préconisait explicitement une recherche accrue dans le domaine du stockage de l'électricité.

Dans la foulée, deux types d'initiatives, technologique et réglementaire, venaient démontrer l'espoir des Allemands dans le stockage de l'électricité.

Initiatives technologiques -

L'initiative « Stockage de l'énergie », parrainée conjointement par le Ministère fédéral de l'économie (BMWI), de l'environnement (BMU), de la Recherche (BMF), dotée de 200M€ sur la période 2011-2014, a été lancée à l'été 2011 pour étudier les nouvelles technologies de stockage (les batteries REDOX sont explicitement citées), en vue de stocker l'excédent d'énergies renouvelables.

Cette initiative vient compléter et structurer d'autres programmes, plus spécifiques.

Le stockage électrochimique : « LIB 2015 »

Le programme d'innovation public-privé « Lithium Ionen Batterie LIB 2015 » a été mis sur pied fin 2007 dans le but de porter la puissance et la capacité des batteries à des valeurs 5 à 10 fois supérieure aux performances actuelles.

Compte tenu des ambitions allemandes en matière de mobilité électrique, avec une cible d'un million de véhicules électriques ou hybrides rechargeables sur les routes en 2020 (pour un parc de 50 millions d'unités), le budget de ce programme, qui s'élève à 400M€ provient largement des constructeurs automobiles allemands⁵⁵, mais ses travaux contribuent aux avancées du stockage électrochimique dans son ensemble.

Prévenants, les Allemands ont par ailleurs d'ores et déjà prévu et financé, pour 18M€ dont 8,4M€ de subventions fédérales, la construction d'une usine de recyclage de batteries au lithium, sur le site de production de l'exploitant minier Chemetall, spécialiste du lithium, à Langelsheim.

⁵⁵ Un consortium comprenant notamment BASF, Bosch, Evonik Industries, LiTec et Volkswagen a subventionné le programme à hauteur de 360M€, auxquels s'ajoutent 40M€ accordés par le Ministère Fédéral de la Recherche et de l'Education (BMBF).

L'intérêt des Allemands pour le CAES

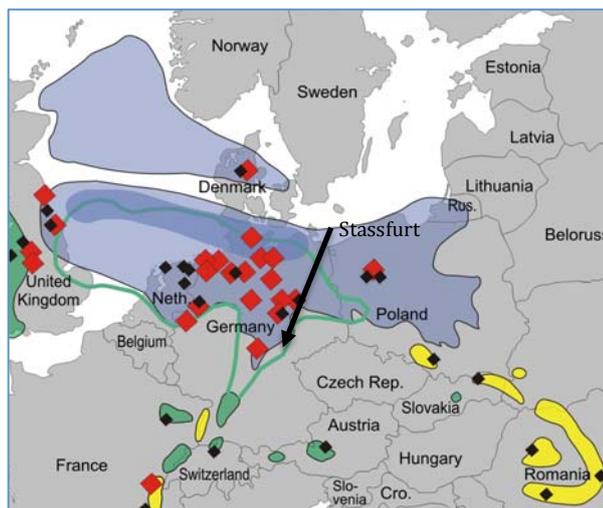
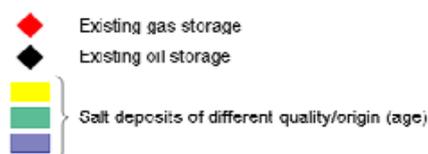
Si la topologie du Nord de l'Allemagne est peu compatible avec l'installation de STEP, la géologie en est particulièrement favorable au déploiement de CAES, qui pourraient ainsi venir lisser la production des champs éoliens à proximité, sur le front Baltique : les nombreux dômes de sel que compte le sous-sol nord-allemand se prêtent en effet très bien, une fois excavés, aux stockages sous forme gazeuse⁵⁶ (fig. 54).

Figure 54.

Zones allemandes favorables aux CAES.

La zone bleue sur le front Baltique est particulièrement visée ; certains sites en sont déjà utilisés pour stocker du gaz –

source : Frontier Blowing [56]



Les Allemands, à travers un consortium regroupant notamment RWE, General Electric, et le Centre aérospatial allemand (DLR), ont d'ailleurs initié en 2010 le projet ADELE, doté d'un budget de 12M€, qui doit aboutir en 2013 au lancement de la construction d'un CAES adiabatique d'une capacité de 360 MWh et d'une puissance de quelque 200 MW à Stassfurt, dans le Nord du pays. Il devrait être opérationnel en 2018.

L'hydrogène, solution aux insuffisances du réseau électrique allemand ?

Les Allemands voient dans le vecteur hydrogène une solution aux limites de leurs lignes électriques Nord-Sud. En produisant de l'hydrogène au pied des parcs éoliens du Nord, et en le stockant notamment dans les dômes de sel souterrains, ils comptent :

- ❖ Pouvoir pallier les épisodes sans vent en produisant sur place de l'électricité à partir d'hydrogène ;
- ❖ Pouvoir *contourner* l'infrastructure électrique en injectant l'hydrogène dans les réseaux gaziers, de façon à acheminer l'énergie nécessaire vers le Sud, sans congestionner les lignes haute-tension Nord-Sud ;
- ❖ Valoriser l'hydrogène résiduel dans l'industrie chimique ou les voitures à hydrogène. Plusieurs dizaines de stations-service à hydrogène sont d'ailleurs déjà déployées dans le pays, notamment par Total à Berlin, en concertation avec les constructeurs automobiles allemands qui ont annoncé le lancement prochain de véhicules équipés d'une pile à combustible (Daimler⁵⁷, en particulier).

⁵⁶ Cela augure de conflits d'usage pour ces cavités entre deux solutions sur lesquelles les Allemands misent pour leur virage énergétique : la capture et la séquestration du CO₂ (CCS) et le stockage d'air comprimé (CAES).

⁵⁷ <http://www.thetruthaboutcars.com/2011/06/daimler-plans-volume-production-of-hydrogen-cars-in-2014/>

L'injection de l'hydrogène dans les réseaux gaziers est d'autant plus attractive que l'infrastructure est déjà existante (et donc les investissements requis moindres) et bien développée (fig. 55):

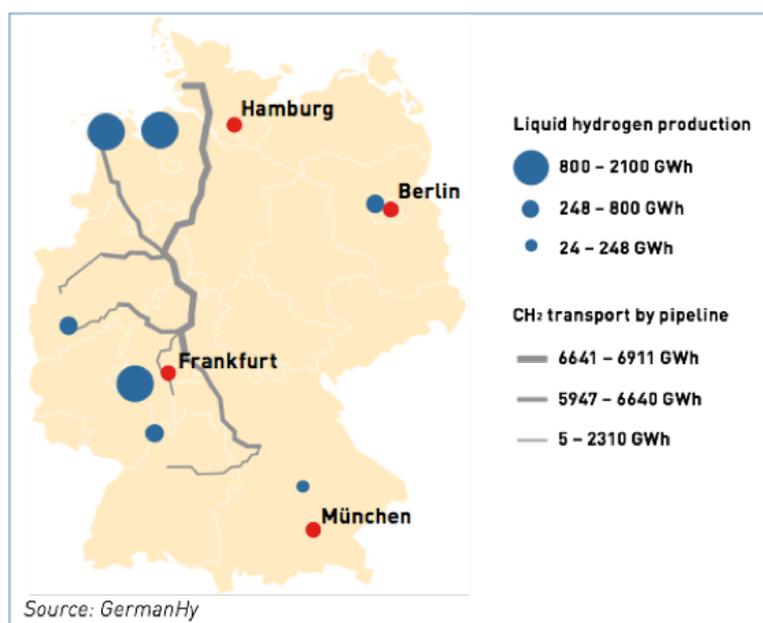


Figure 55. Grands réseaux gaziers en Allemagne –

Source : German Invest & Trade [88]

Des études font ainsi état que la capacité de stockage d'énergie des réseaux gaziers allemands s'élèvent à 106 TWh (qui plus est, au pilotage plus souple car l'équilibrage se fait à 24h et non instantanément comme pour les réseaux électriques), contre 40 GWh pour le parc de STEP installé en Allemagne.

C'est la raison pour laquelle le gouvernement allemand a mis en place :

- en 2008 la **National Organization for Hydrogen and Fuel Cell Technology (NOW)**, qui gère le programme **NIP (National Initiative for Fuel Cells)** doté de 1,4Md€ sur 10 ans (50% d'origine privée, 50% d'origine fédérale) pour démontrer la viabilité du vecteur hydrogène et en améliorer les performances. Environ 30% de la somme allouée est dévolue à des applications « stationnaires », le reste étant destiné à la mobilité hydrogène.
- en janvier 2012, sous l'égide de la DENA⁵⁸, la plateforme stratégique « Power-to-Gas ».

Plusieurs projets d'expérimentation ou de démonstration sont emblématiques de l'engouement allemand pour l'hydrogène, qu'illustre également bien l'investissement de €100M de Siemens dans une Business Unit « Hydrogène – Electrolyse » :

Projet Power-to-Gas à Werlte (Basse-Saxe), lancé en 2010

L'hydrogène, produit par électrolyse de l'eau lors des pics éoliens, est combiné au CO₂ pour produire du méthane injecté dans les réseaux gaziers. L'installation pour Audi

⁵⁸ ADEME allemande

d'une centrale d'une capacité de 6,3 MW s'appuie sur les centres de recherche IWES (Institut Fraunhofer pour l'énergie éolienne) et le ZSW (centre de recherche sur l'énergie solaire).

Projet CO2RRECT (Rhénanie Nord-Westphalie), lancé en 2010

Le projet *CO₂ Reaction using Regenerative Energies and Catalytic Technologies* (CO2RRECT) étudie la production d'hydrogène et le captage de CO₂.

Il est prévu que, sous l'égide de Siemens, un électrolyseur pilote soit adossé, en septembre 2012, à la centrale charbon de Niederaussem, en vue de créer des composés par recombinaison du CO₂ capté et de l'hydrogène produit pour la génération d'énergie ou l'industrie chimique (acide formique notamment).

L'objectif de l'expérimentation, conduite conjointement par Bayer, RWE Power et Siemens avec un budget de 18 M€ – dont 11 M€ apportés par le Ministère Fédéral de la Recherche et de l'Éducation –, est l'amélioration des matériaux utilisés dans les processus haute température.

Centrale hybride de Prenzlau (Brandebourg), ouverte en octobre 2011

La centrale est l'aboutissement d'un projet lancé en 2009 sur la production, le stockage et la distribution d'H₂.

Elle combine des installations éoliennes (3 x 2 MW), biogaz (1 MW_{installé}) et un électrolyseur (500 kW) pour *in fine* produire de l'électricité et de la chaleur, et de l'hydrogène ensuite distribué dans des stations Total pour véhicules à hydrogène.

Opérée par ENERTRAG, en partenariat avec Total, la Deutsche Bahn et Vattenfall, la centrale a été intégralement financée (21 M€) par le Brandebourg et le Ministère des Transports fédéral.

Projet E.On de Falkenhagen (Brandebourg) lancé en 2011

Ce projet d'E.On, opérationnel en 2013 et d'un budget de € 5M, a pour but d'injection la production éolienne excédentaire (fig. 56) dans le réseau gazier d'Ontras, via un électrolyseur alcalin de 2 MW.

Au démarrage de l'installation, la concentration de l'H₂ dans le réseau gazier devrait être de 5%, pour progressivement atteindre la cible de 15%.

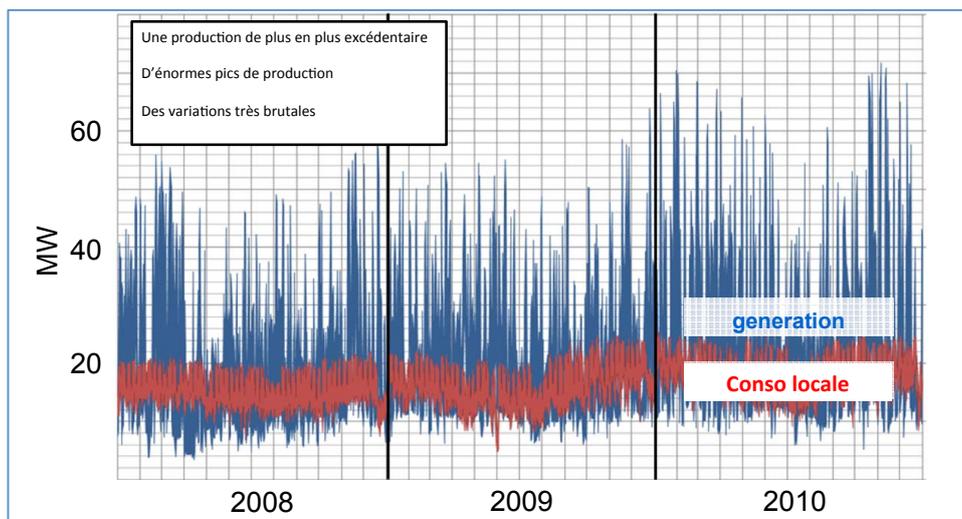


Figure 56. Production éolienne sur le réseau 20 kV autour de Falkenhagen - source : E.On

Initiative de recherche « Hydrogène du vent », lancée en décembre 2011

Cette initiative, articulée autour de trois démonstrateurs, a pour but d'améliorer la production de l'hydrogène (travaux sur le rendement de l'électrolyse, avec les technologies polymères) à partir de la production éolienne excédentaire, ainsi que son stockage et sa valorisation (injection dans les réseaux gaziers, reproduction d'électricité dans une turbine ou une pile à combustible). Le projet associe le centre aérospatial allemand (DLR) sur le revêtement des électrodes (titane) et les processus d'électrolyse (alcaline et polymère) et l'Institut Fraunhofer sur les systèmes énergétiques solaires (ISE) ; ENERTRAG, Siemens et Total y prennent également part.

Initiatives réglementaires -

Sur le stockage de masse -

Le nouvel *German Energy Industry Act (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*, adopté fin 2011, étend pour 10 ans l'exemption du tarif de soutirage dont bénéficient les STEP existantes et institue cette exemption sur une durée de 20 ans pour toutes les nouvelles installations. Cette mesure a pour but de dynamiser le business model des infrastructures de stockage (voir D.3.1.i), sinon considérées à la fois comme générateurs lorsqu'elles injectent sur le réseau (acquittant le timbre d'injection correspondant) et comme consommateurs lorsqu'elles soutirent (acquittant la composante de soutirage correspondante), et donc d'inciter les investissements.

Sur le stockage diffus -

La forte pénétration de l'énergie photovoltaïque diffuse en Allemagne en fait un lieu privilégié pour expérimenter le stockage domestique.

Dans cette perspective, la dernière loi sur les énergies renouvelables introduit une **prime à l'autoconsommation** pour les propriétaires de panneaux photovoltaïques (<30 kW). Ainsi, un tel propriétaire qui consommerait lui-même sa production solaire se voit attribuer, en plus de l'économie d'environ 22,5 c€/kWh non soutiré sur le réseau, une prime :

- ❖ *Cas 1* : 8,05 c€/kWh si la part de production autoconsommée est inférieure à 30% ;
- ❖ *Cas 2* : 12,43 c€/kWh dans le cas contraire.

La fraction réinjectée sur le réseau bénéficie quant à elle d'un tarif de rachat de 24,43c€/kWh.

Au total, c'est une incitation à l'autoconsommation de 6,12 c€/kWh dans le premier cas et de 10,47 c€/kWh dans le second (fig. 57).

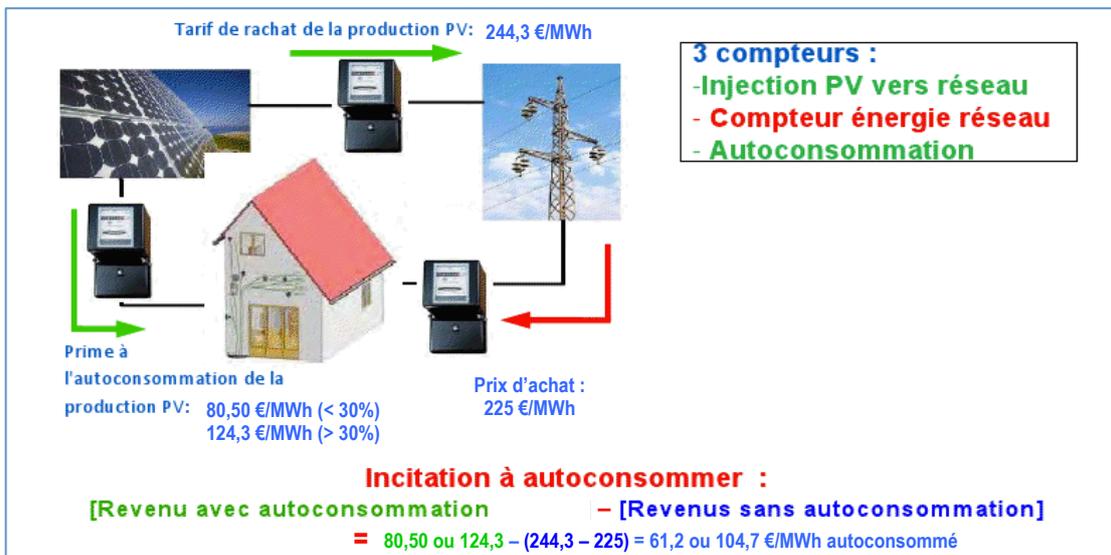


Figure 57. Autoconsommation en Allemagne (adapté d'EDF)

Cette initiative a pour but de résorber le décalage entre production photovoltaïque (dans la journée) et demande électrique (en soirée), et donc l'impact de cette énergie sur le réseau. C'est *in fine* une incitation à stocker la production diurne pour l'auto-consommer lorsqu'il y a besoin d'électricité, dans la soirée : il y a là un signal pour investir dans un système de stockage domestique dont le rendement préserve la marge calculée plus haut (typiquement, une batterie), même si le coût des outils actuels reste plutôt dissuasif.

2.3. Délocaliser le stockage ?

Par-delà leurs efforts domestiques, les Allemands envisagent d'utiliser la Norvège comme « batterie ». De fait, le potentiel hydroélectrique des pays scandinaves est tel que l'on peut les envisager en « batterie de l'Europe ».

Pour le cas spécifique de la Norvège, elle dispose d'un parc de 29 GW de barrages et de 1,4 GW de STEP installés. La plupart des 370 ouvrages hydro-électriques norvégiens peuvent être suréquipés pour les convertir en STEP : au total, cela représente un potentiel de quelque 20 GW de stations de pompage-turbinage.

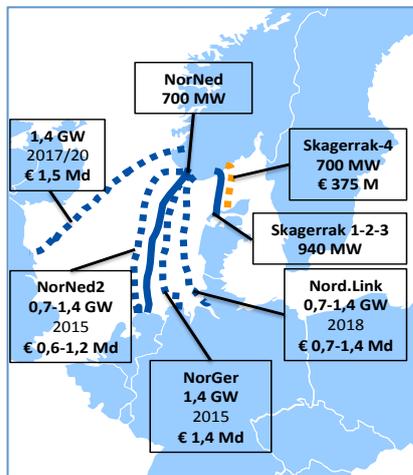


Figure 58.

Interconnexions avec la Norvège :
 existantes (traits pleins), en construction
 (pointillés oranges), programmées
 (pointillés bleus)

- source : RWE [108]

Pour les Allemands, c'est une opportunité unique d'évacuer la surproduction éolienne du front Baltique : en se raccordant électriquement à la Norvège, ils pourraient stocker leurs excédents électriques dans les STEP norvégiens (et éventuellement les récupérer au besoin), évitant ainsi les arrêts forcés d'éoliennes.

C'est la raison pour laquelle deux interconnexions ont été programmées entre l'Allemagne et la Norvège, pour un investissement de quelque 2,8 Md€ (fig. 58) :

- ❖ La liaison NorGer de 1400 MW, avec une mise en service prévue en 2015 ;
- ❖ La liaison Nord.Link, de 700 à 1400 MW, avec une mise en service prévue en 2018.

La décision allemande de sortir du nucléaire a amplifié les défis qui se posent au système électrique allemand et donné une nouvelle dimension au stockage en Allemagne. Il ne s'agit désormais plus de « réfléchir », mais de « faire », et les Allemands activent tous les mécanismes de soutien – règlementaires comme scientifiques et industriels – et étudient toutes les solutions – domestiques comme internationales –, notamment autour du vecteur hydrogène⁵⁹.

⁵⁹ Le parallèle de l'Allemagne avec le Danemark, qui a produit en 2011 30% de son électricité à partir de son parc éolien de 4 MW, et compte en 2020 en produire 50% à partir d'un parc de 6 MW, est intéressant : jusqu'à présent, le système électrique danois s'est équilibré grâce aux interconnexions avec ses voisins nordiques. Pour pouvoir répondre aux objectifs 2020, l'électricien DONG (*Danish Oil and Natural Gas*) explore désormais sérieusement les possibilités du vecteur hydrogène.

3. Le Japon : un archipel électriquement fragile

L'accident de Fukushima a rappelé aux Japonais qu'ils vivaient sur un archipel, sans interconnexion électrique avec ses voisins, et d'autant plus fragile que le système électrique est divisé en deux zones de fréquences distinctes qui échangent très peu. La mise à l'arrêt de 52 réacteurs nucléaires et la gestion de la pénurie électrique qui s'en est suivie ont mis cette vulnérabilité en évidence, malgré le plus large parc de STEP au monde (25 GW).

3.1. Le stockage, solution pour un système électrique historiquement fragile

Isolé, sans interconnexion électrique avec ses voisins, sans ressources énergétiques propres, le Japon s'est très tôt préoccupé de solutions visant à garantir son autonomie énergétique.

C'est la raison pour laquelle les Japonais ont déployé un parc électronucléaire garantissant 30% de leurs besoins électriques⁶⁰, et ont drastiquement limité le « gaspillage » électrique en bâtissant le plus large parc de STEP au monde (25 GW installés aujourd'hui, 32 GW prévus en 2020).

Cet enjeu s'est avéré d'autant plus crucial pour le Japon que l'histoire du développement de son réseau électrique, à la fin du XIX^{ème} siècle, y a introduit une fragilité supplémentaire et spécifique.

En effet, dans les années 1880-1890, au moment de l'électrification des grandes villes du pays, les électriciens de Tokyo (ancêtres de TEPCO) se fournirent en équipements allemands – des générateurs en courant alternatif vendus par AEG, fonctionnant à 50 Hz – tandis que leurs homologues d'Osaka (ancêtres de KEPCO) s'équipèrent auprès de General Electric en générateurs en courant alternatif américains, fonctionnant à 60 Hz. Depuis, l'ensemble du Japon s'est électrifié en conservant ces deux zones de fréquence distinctes – 50 Hz à l'est et 60 Hz à l'ouest – avec seulement 3 stations de conversion d'une capacité totale, très faible, d'1,2 GW (fig. 59).

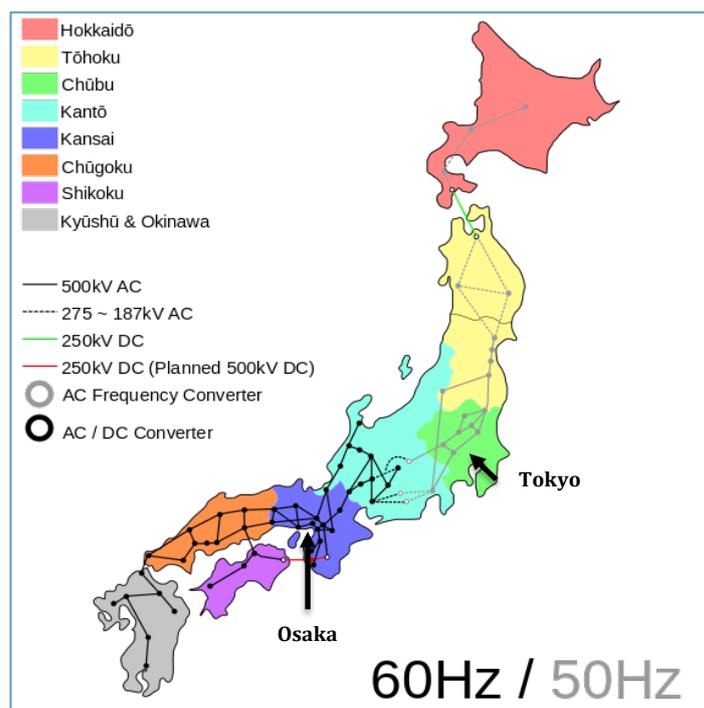


Figure 59.

Système électrique japonais –

source : Wikipedia

⁶⁰ Le potentiel en énergies solaire et éolienne y est faible. La géothermie et le bois-énergie sont des pistes plus intéressantes pour le Japon.

Autant dire que les deux zones fonctionnent quasiment tels deux systèmes électriques totalement indépendants, au point qu'au moment de la catastrophe d'Honshu, TEPCO n'a pas pu mobiliser l'excédent de production à l'ouest (où se concentre 56% de la capacité de production du territoire japonais) pour compenser la pénurie à l'est.

Conjuguée à la hausse du prix du pétrole, cette situation de fragilité, quoiqu'atténuée par un très large parc de STEP, s'est avérée inacceptable, dès les années 1970, pour l'industrie de semi-conducteurs japonaise, dont les sites de production exigent sécurité et qualité d'approvisionnement électrique.

Aussi, l'entreprise japonaise NGK Insulators, spécialiste de la céramique, conjointement avec l'électricien national TEPCO, se sont-ils lancés à partir de 1983⁶¹, avec le soutien du Ministère de l'Industrie, dans la fabrication de batteries Na-S susceptibles de sécuriser l'alimentation des usines de semi-conducteurs au Japon, à *proximité de la consommation* : leurs travaux ont abouti en 2002 à la mise sur le marché des batteries « NAS », marque déposée par NGK Insulators.

Aujourd'hui, NGK a déployé un parc de plus de 300 MW, dont 200 MW distribués dans Tokyo pour amortir les fluctuations du signal électrique, et quelques dizaines à l'exportation, notamment aux Etats-Unis et en Allemagne – preuve des besoins de ces pays⁶².

On constate par ailleurs que ces batteries sont principalement destinées à assurer le lissage de la charge et, *in fine*, la sécurité et la qualité de l'approvisionnement électrique (fig. 60) – ce qui illustre bien la situation du système japonais et les besoins qui s'ensuivent.

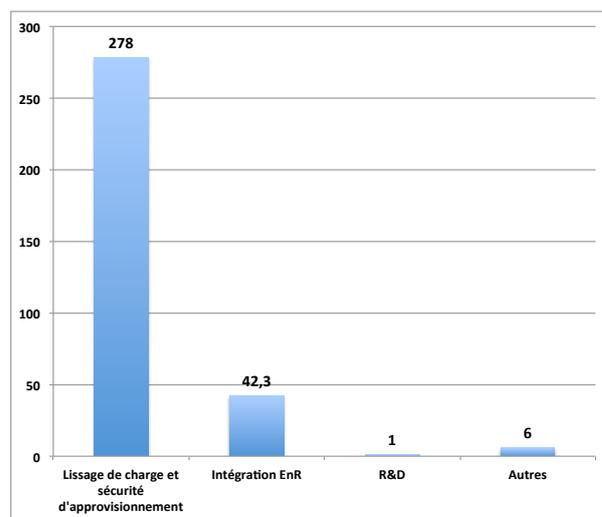


Figure 60.

Applications des batteries NAS installées dans le monde à début 2012 (MW)

- source : Dupont Energy Consulting GmbH

3.2. L'essor du stockage domestique après Fukushima

Au-delà des seuls travaux de NGK, la situation particulière du Japon a conduit le pays, dès les années 1980, à largement soutenir le développement de la mobilité décarbonée, et ainsi réduire sa dépendance aux importations d'hydrocarbures.

Soutenues par le Ministère de l'Economie, du Commerce et de l'Industrie (METI⁶³), et son bras financier, le fonds NEDO⁶⁴, les entreprises japonaises se sont ainsi imposées

⁶¹ Le nom évocateur du projet initiateur « Moonlight Project » du *Ministry of International Trade and Industry* (MITI) illustre combien cette dimension était, et reste, cruciale pour l'industrie japonaise.

⁶² Le détail des implantations des batteries NAS est donné en Annexe 4.

⁶³ *Ministry of Economy, Trade and Industry*

⁶⁴ *New Energy and Industrial Technology Development Organization*

dans les années 2000 comme leaders des batteries lithium-ion⁶⁵. Aujourd'hui, ce soutien se poursuit (\$100M/an) de sorte que la recherche et l'industrie japonaises continuent leurs efforts afin d'améliorer les performances et réduire les coûts du stockage électrochimique.

Les travaux de l'industrie japonaise étaient donc en phase avec l'essor de la demande en dispositifs domestiques de stockage d'électricité, qui a suivi la crise de Fukushima.

L'accident a plongé 4,4 millions de foyers dans le noir, et la pénurie électrique qui s'en est suivie, marquée par des délestages tournants, a incité les Japonais à réduire leur dépendance au système central et à se tourner vers des solutions domestiques.

Ainsi, par exemple, Panasonic – après avoir racheté en 2009 le fabricant de batteries Sanyo – a lancé début 2012 son système « *Smart Energy Storage* », qui comprend une batterie lithium-ion d'1,35 kWh pouvant être rechargée à domicile par un panneau solaire ou un véhicule électrique. Nissan propose également ce type de solutions, couplées à sa voiture électrique phare, la Leaf.

La micro-cogénération domestique –

La demande de stockage domestique s'est également portée sur des systèmes de micro-cogénération, susceptibles de produire à domicile électricité et chaleur, à partir de gaz naturel ou d'hydrogène.

Ce marché a bénéficié des travaux de la recherche et de l'industrie japonaises autour de l'hydrogène-énergie, et notamment des piles à combustibles, motivés par la quête nationale de l'autonomie énergétique : ils ont en particulier été, depuis une quinzaine d'années, le fait des constructeurs automobiles (Honda et Toyota en tête), qui ont désormais pour objectif de commercialiser leurs véhicules à hydrogène d'ici 2015, 100 stations d'approvisionnement⁶⁶ devant être financées par les pouvoirs publics à cet horizon.

Ces développements ont désormais des débouchés stationnaires : s'appuyant sur une feuille de route gouvernementale très structurée sous l'égide du METI et du NEDO, et sur de lourdes incitations gouvernementales (subventions de la moitié de l'installation, soit un coût résiduel fourni posé de 14000€ par unité en 2010), 10 000 piles à combustible (PEMFC) domestiques (700 W) ont ainsi été déployées dans le cadre du projet ENEFARM.

Une deuxième phase, mettant en jeu la technologie SOFC est en cours, avec pour cible 12000 unités déployées à fin 2012.

Au global, la filière japonaise de l'hydrogène-énergie est particulièrement organisée, autour des consortiums FCCJ (*Fuel Cell Commercialization Conference of Japan*, créé en 2009) et HySut (*The Research Association of Hydrogen Supply/Utilization Technology*, créé en 2011 autour de 18 partenaires), et bénéficie d'une approche public/privé très concertée et d'importants moyens alloués par les pouvoirs publics : la recherche japonaise a ainsi touché \$240 M sur cette thématique pour l'année 2012.

Les limites du réseau électrique japonais, conjuguées aux exigences de certains consommateurs, ont favorisé une réelle demande de stockage au Japon, qui a abouti à la constitution de filières performantes et organisées, financées par les pouvoirs publics.

⁶⁵ Renault s'est ainsi lancé dans le véhicule électrique, avancé sur le plan de la maîtrise de la technologie des batteries lithium-ion à travers son allié Nissan, en joint-venture avec NEC dans le domaine des batteries (*AESC : Automotive Energy Supply Corp.*).

On estime au total aujourd'hui que 50% des batteries Li-ion produites dans le monde et 80% de leurs composants (en volume) proviennent du Japon.

⁶⁶ 16 stations sont actuellement en exploitation.

4. L'Italie : le stockage, faute de temps

4.1. L'explosion du photovoltaïque en Italie

En Italie, le développement de la production décentralisée a fait un bond spectaculaire depuis 2007, avec quelque 300 000 nouvelles connexions sur le réseau de distribution. La production solaire a la part belle de ces chiffres : elle a cru de 9 GW sur la seule année 2011 (fig. 61), pour un parc installé de 12,5 GW au total, principalement au Sud du Pays. (La production éolienne se concentre quant à elle plutôt au Nord-Ouest).

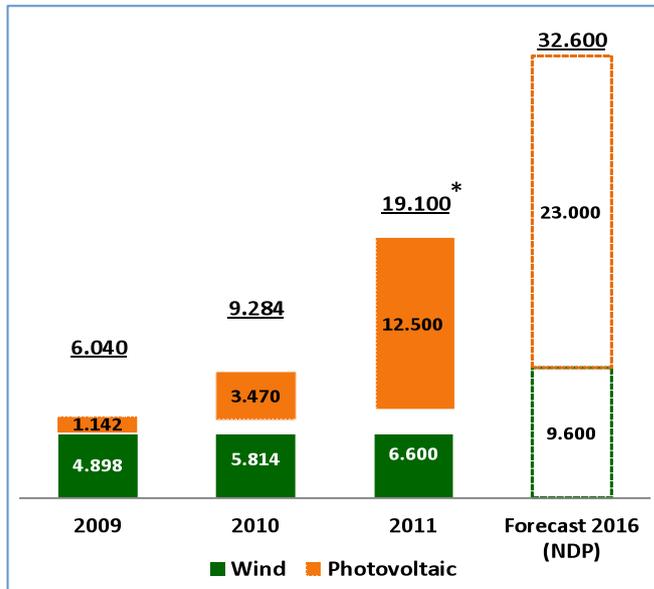


Figure 61.
Parcs éolien et solaire installés en Italie (MW)

- source : Terna

Cette explosion met triplement en danger la stabilité et la sécurité du système électrique italien :

- ❖ En cas de fort ensoleillement, les lignes du Sud, en particulier le fragile réseau sicilien, se congestionnent ;
- ❖ En cas de forte production éolienne et solaire, le système est dépourvu de réserve tournante, alors qu'il en a alors grand besoin (pour anticiper une éventuelle chute du vent ou de l'ensoleillement) ;
- ❖ Surtout, la production solaire provoque des inversions de flux au niveau des stations de transformation HV (réseau de transport de l'opérateur TERNA : 150 kV) / MV (réseau de distribution de l'opérateur ENEL : 20 kV). Le phénomène va croissant avec l'extension du parc photovoltaïque (fig. 62):

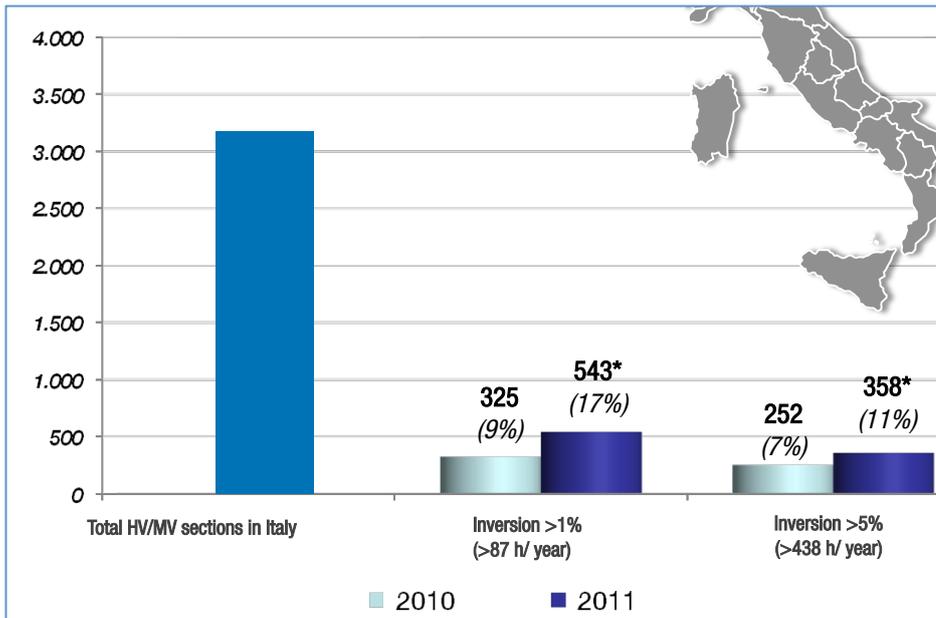


Figure 62. Inversion de flux sur les stations HV/MV en Italie : comparaison 2010 et 2011, après l'installation de 9 GW solaires supplémentaires - source : ENEL

4.2. Le stockage, solution de court terme

Face à la rapidité du déploiement des panneaux photovoltaïques et pour remédier à leur impact sur le système, les opérateurs de transmission n'ont pas le temps de procéder à de lourds aménagements sur les lignes électriques ou les postes de transformation : le déploiement de batteries mobiles, pouvant être acheminées à proximité des points de fragilité (production, transformation), est donc le seul recours pour intégrer cette production dans les délais impartis.

Ainsi, l'opérateur de transport TERNA, qui prévoit d'investir 1,5 Md€ à horizon 2015 dans l'infrastructure de transport pour intégrer ces nouvelles productions, programme-t-il à court terme un investissement de 1 Md€ dans des batteries⁶⁷, pour un total de 240 MW selon deux vagues :

- ❖ Une première vague de 130 MW, afin d'éviter le bridage de 230 GWh de production renouvelable annuelle, et d'assurer 410 GWh de réserve supplémentaire par an ;
- ❖ Une seconde de 110 MW, afin d'éviter le bridage de 210 GWh de production renouvelable annuelle supplémentaire et d'ajouter 360 GWh annuels de réserve.

De son côté, l'opérateur de distribution ENEL expérimente, en plusieurs points du pays, l'utilisation du stockage électrochimique pour l'intégration de la production photovoltaïque : on peut citer le projet Isernia, à l'appel du régulateur italien (batterie Li-ion d'1 MW, 500 kWh pour l'intégration de la production photovoltaïque) ou le projet de démonstration européen Grid4EU, coordonné par ENEL, de régulation de tension à l'aide d'une batterie d'1 MW, 1 MWh.

La législation italienne accompagne ce mouvement, au risque de transiger avec l'*unbundling* européen qui interdit aux opérateurs de transmission de posséder et d'opérer des outils de stockage.

⁶⁷ La situation a même amené TERNA à créer une nouvelle filiale, TERNA Plus, qui possède à 100% une nouvelle entité : TERNA Storage.

Ainsi, le décret législatif n°28/11, pris en mars 2011, exige des opérateurs de transport qu'ils identifient les interventions sur l'infrastructure nécessaires à l'intégration des énergies renouvelables, précisant qu'elles peuvent prendre la forme du déploiement de moyens de stockage.

En prolongement, le décret législatif 93/11, pris en juin 2011, autorise Terna et les distributeurs à construire et opérer des dispositifs de stockage électrochimique !

L'explosion du parc photovoltaïque italien menace la stabilité du système électrique, en particulier du fait d'inversions de flux. Compte tenu des échelles de temps en jeu, les opérateurs de transmission n'ont d'autre choix, à court terme, que d'investir dans du stockage électrochimique pour pallier ces phénomènes : en dépit des directives européennes exigeant la séparation des activités de production et de transmission, la législation italienne les a d'ailleurs autorisés à construire et opérer de tels dispositifs.

Les quatre exemples précédents illustrent qu'il existe dans le monde, dès aujourd'hui, une demande pour le stockage de l'électricité : certains pays y voient une solution aux défis spécifiques qui se posent à leur système électrique et mettent en œuvre les outils – financiers, industriels ou réglementaires – adaptés à leur situation pour en favoriser le déploiement.

Le besoin n'est pas circonscrit à ces seuls pays : il existe aussi de nombreuses régions du monde qui ne disposent pas de systèmes électriques, et pour lesquelles le stockage pourrait s'avérer, non pas une solution complémentaire, mais tout simplement le seul recours pour assurer l'approvisionnement des populations.

5. Le stockage, faute de système électrique

Il restait en 2008, d'après l'Agence Internationale de l'Energie, 1,5 millions de Terriens (soit 22% de la population mondiale) privés d'accès à l'électricité. Pour 85%, il s'agit là de populations rurales, vivant loin des principales villes : les pays en question ne peuvent raccorder ces populations aux systèmes électriques alimentant les principales villes car, en plus des limites de leurs quelques centrales urbaines, ils ne disposent pas des moyens nécessaires pour tirer de longues lignes électriques, souvent à travers des environnements hostiles, notamment des déserts.

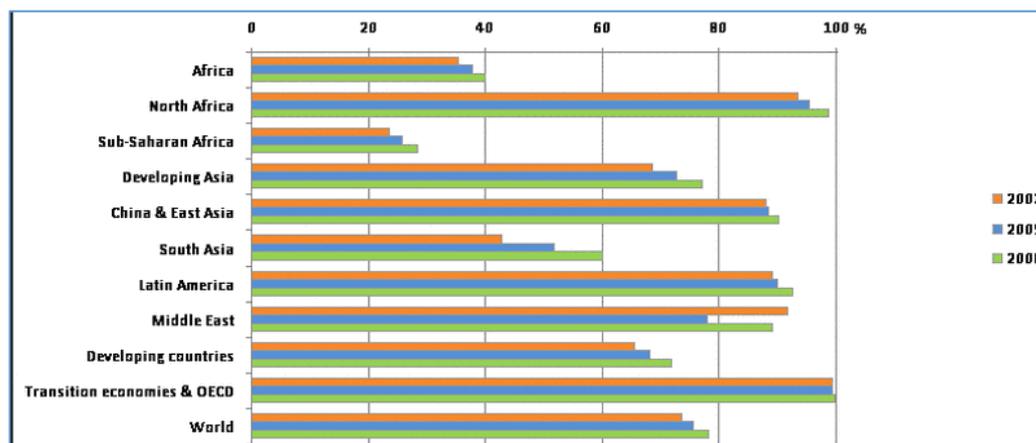


Figure 63. Taux d'électrification dans le monde - source: Alliance for Rural Electrification

Une part importante de ces populations se situent en effet en Afrique, et en particulier en Afrique sub-saharienne (fig. 63).

5.1. Le « micro-grid »

Dans ces conditions, et compte tenu du climat généralement favorable à l'énergie solaire dans les régions concernées, la solution passe par le déploiement d'une petite infrastructure autonome qui assure l'alimentation du village, à partir de panneaux photovoltaïques et de dispositifs de stockage, en particulier de batteries : on parle de « *micro-grid* ».

On peut ainsi citer l'exemple des Centres Médicaux Pédiatriques Persis à Ouahigouya, au Burkina-Faso, dont les besoins sont assurés à 50% par un dispositif de panneaux photovoltaïques et de deux batteries au plomb, ou de la communauté reculée de Marovato, à Madagascar, où l'association de production solaire (1400 W installés pour un pic de demande de 490 W) et d'une batterie NiCd vient largement se substituer au groupe électrogène et à la combustion traditionnelle de bois utilisés jusqu'alors.

L'acquisition de tels systèmes⁶⁸ peut notamment concerner la réutilisation de batteries ayant précédemment servi dans un véhicule électrique. Au terme de sa vie automobile (lorsque la dégradation de ses performances sera telle qu'elle ne fournira plus une autonomie acceptable pour un usage automobile), la batterie conservera néanmoins une capacité résiduelle : aussi, les constructeurs automobiles songent à valoriser leurs batteries usagées dans une « deuxième vie », en tant que systèmes de stockage stationnaires aux performances modestes.

On mesure combien le besoin de stockage peut être important dans de telles situations. Au total, l'AIE estime qu'il faudra en 2030 une capacité de production

⁶⁸ Cette acquisition s'appuie en général sur des mécanismes de micro-finance.

supplémentaire de 952 TWh annuels (soit environ deux fois la consommation électrique française annuelle maximale : 503 TWh en 2010) pour assurer un accès universel à l'électricité, et l'on voit bien que l'essentiel de ce volume⁶⁹ doit être produit dans un contexte de micro-grid, incluant donc du stockage.

Le tiers de ce besoin se concentre en Inde, dont la situation est emblématique.

5.2. L'Inde : un cruel défaut d'infrastructures

En effet, en Inde, 300 millions d'habitants (25% de la population !) n'ont pas accès à l'électricité. Cela procède de l'extrême pauvreté de ces populations, mais également de la situation particulièrement précaire du système électrique indien.

Ainsi, le déficit de production y est en moyenne de 8% par rapport à la demande, et dans certaines régions industrielles, de 17 à 22% !

Par ailleurs, la politique du gouvernement indien consistant à maintenir le prix de l'électricité en-deçà de son coût de revient a mis les entreprises de distribution dans une situation d'endettement telle qu'elles ne peuvent pas investir dans l'extension et l'amélioration de l'infrastructure de transmission.

En conséquence, le système électrique indien se trouve dans une situation « à l'américaine » (non pas pour cause de vieillissement, mais en raison de son sous-dimensionnement).

Le grand black-out qui a touché les trois principaux réseaux électriques interconnectés du Nord du pays les 30 et 31 juillet derniers a mis en évidence cette situation : sur 9 Etats, 500 millions d'Indiens – et mêmes certains hôpitaux – ont été privés d'électricité et d'eau, tandis que les trains et le métro de New Delhi étaient immobilisés. Cette panne, qui fait écho à un précédent blackout géant intervenu en 2001, a pour cause la surcharge des réseaux électriques, découlant de moussons insuffisantes : celles-ci ont trop peu alimentées les ressources hydroélectriques du Nord de l'Inde, tandis que les agriculteurs ont dû avoir recours, bien plus qu'en temps normal, au pompage électrique d'eau pour arroser leurs champs. Par-delà cet événement exceptionnel, l'approvisionnement électrique du pays est très instable, avec de fortes variations de fréquence (qui ont d'ailleurs amené la loi indienne à restreindre la fenêtre autorisée autour de 50 Hz) et des coupures récurrentes.

Cette situation lamentable n'est clairement pas à la hauteur des ambitions du pays, qui compte en particulier créer des Zones Economiques Spéciales (ZES), où la sécurité et la qualité de l'approvisionnement électrique ne pourront être incertaines.

Pour y remédier, l'Inde compte donc investir, d'ici 2017, \$26 Mds dans son infrastructure de transmission, et développer l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables⁷⁰, en se dotant dès 2013 d'un parc éolien de quelque 20 GW.

Pour accompagner cette évolution, en termes de renforcement de l'infrastructure et d'intégration des énergies renouvelables intermittentes, et pour stabiliser leur système, en particulier dans les régions industrielles et les ZES, les Indiens sont conscients qu'ils devront avoir recours au stockage de l'électricité : ils ont d'ailleurs créé dans ce but, au même titre que les Européens, les Américains et les Japonais, une Association Indienne du Stockage de l'Electricité (IESA⁷¹) qui témoigne de leurs ambitions.

Le stockage de l'électricité est une solution incontournable pour les régions du monde, comme l'Inde ou l'Afrique sub-saharienne, dont

⁶⁹ 572 TWh, voir Annexe 5.

⁷⁰ L'Inde a mis en place des certificats d'énergies renouvelables et un mécanisme d'obligation d'achat pour l'éolien et le solaire.

⁷¹ India Energy Storage Alliance

L'infrastructure électrique est souvent rudimentaire ou inexistante. Des « micro-grids », combinant production renouvelable et stockage, peuvent notamment y permettre d'accroître l'accès à l'électricité des populations.

Ajoutons enfin que la mise en œuvre opérationnelle du stockage de l'électricité dans de tels contextes s'avèrent bien plus aisée qu'ailleurs. En Europe, il s'agit de greffer du stockage sur un système existant, avec toutes les difficultés de compatibilité que cela implique. Dans ces cas-ci, à l'inverse, *le système est à construire, autour du stockage.*

Conclusion – une typologie des situations requérant du stockage

Il se dégage de ce tour d'horizon qu'il existe bien des situations dans le monde où, dès aujourd'hui, le stockage s'affirme comme une solution et a donc sa place dans le portefeuille des solutions de flexibilité.

Au-delà des outils mis en œuvre pour en faciliter l'expression, il ressort qu'elles se caractérisent par une faiblesse sensible selon au moins un des trois paramètres suivants :

- ❖ un système électrique mal interconnecté avec ses voisins,
- ❖ un réseau intérieur insuffisant,
- ❖ des zones à forte pénétration d'énergies renouvelables intermittentes.

Pour les 4 premiers cas, plus « traditionnels », que nous avons traités, c'est d'ailleurs la combinaison de deux de ces facteurs qui induit un besoin de stockage.

Par conséquent, la présence d'énergies renouvelables intermittentes n'est pas le seul paramètre qui détermine la nécessité de stocker l'électricité. En revanche, si la pénétration du solaire ou de l'éolien intervient dans une situation caractérisée par une fragilité préexistante (interconnexions, réseau intérieur), alors ce besoin n'en est que plus prégnant.

On peut synthétiser cette typologie selon la représentation suivante (fig. 64) :

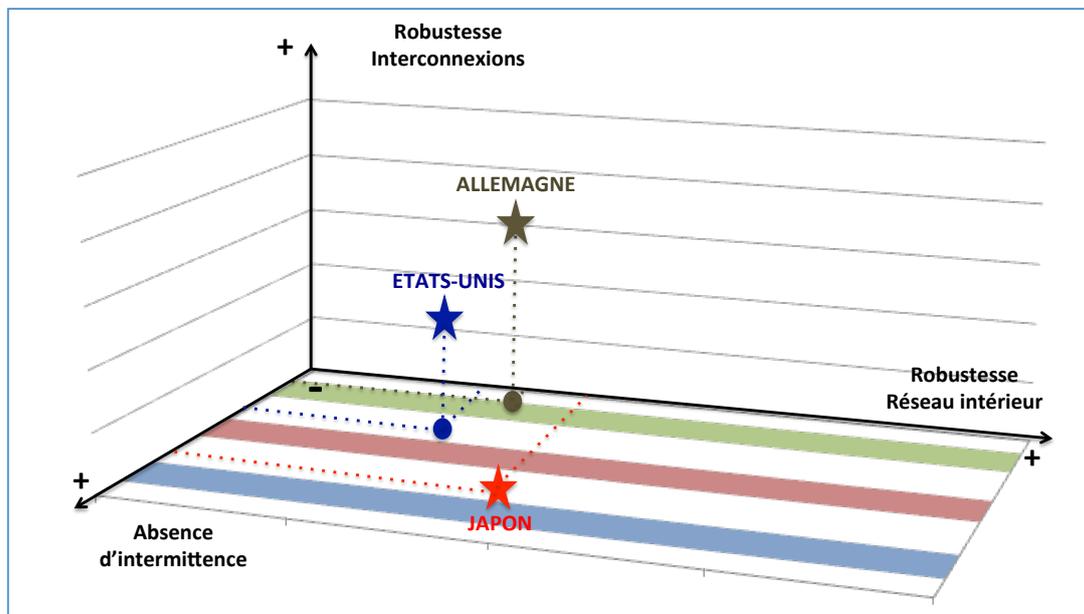


Figure 64. Typologie des situations requérant du stockage

Les situations électriques qui se positionnent à faible distance d'un des plans de base ($x=0$, $y=0$ ou $z=0$), et *a fortiori* de deux ou trois des plans de base, caractérisent un besoin de stockage.

A la lumière de cette typologie, nous pouvons désormais étudier le cas de la France.

6. Le cas de la France métropolitaine

La France comme tous les pays que nous avons cités jusque là doit faire face à des défis qui lui sont propres, principalement dus à l'histoire du système électrique français et aux décisions sur son évolution. Si l'on retrouve la problématique de l'intégration des énergies renouvelables à un niveau moindre, la problématique de la pointe journalière est quant à elle plus importante qu'ailleurs du fait de la pénétration du chauffage électrique. Afin de mieux appréhender le besoin de stockage en France à court terme, il convient donc d'étudier les défis auxquels notre pays doit dès aujourd'hui faire face et les réponses que les acteurs français proposent.

6.1. Les défis du système électrique français

La problématique de la pointe –

La pointe quotidienne est en France, beaucoup plus marquée l'hiver que dans les autres pays, du fait de la très forte pénétration du chauffage électrique.

Aujourd'hui, plus du tiers du parc de logements en France se chauffe toujours à l'électricité : sur fond de tensions sur le prix des hydrocarbures, le taux d'équipement en chauffage électrique a même atteint 70% des logements neufs en 2009.

Cette spécificité explique que, contrairement à nos voisins qui se chauffent principalement au gaz, la demande française en électricité est extrêmement réactive aux baisses de température en période froide : une chute d'un degré accroît l'appel de puissance de 2300 MW. La France représente ainsi près de la moitié de la « theromosensibilité » européenne (fig. 65).

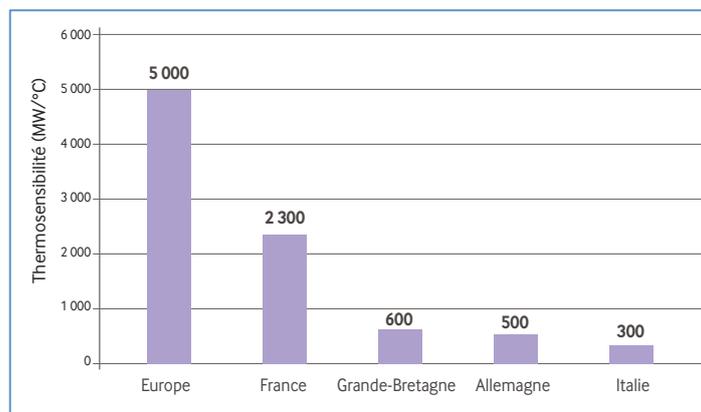


Figure 65. Sensibilité à la température de la demande en France et en Europe – source : RTE [21]

Cette sensibilité provoque des pointes journalières particulièrement prononcées durant les périodes de froid, comme le 8 février dernier avec un record historique de la puissance appelée à 102 GW (fig. 66), à comparer à une moyenne annuelle de 54,6 GW.

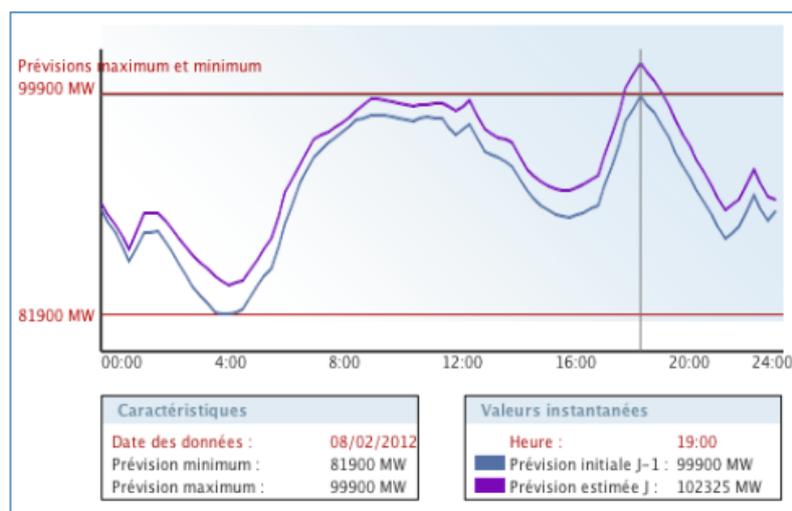


Figure 66. Puissance appelée en France le 8 février 2012 - source : RTE

La figure 67 montre la contribution très significative (38% au moment du record de puissance appelée et 40% en moyenne sur la vague de froid) de la part thermosensible de la charge.

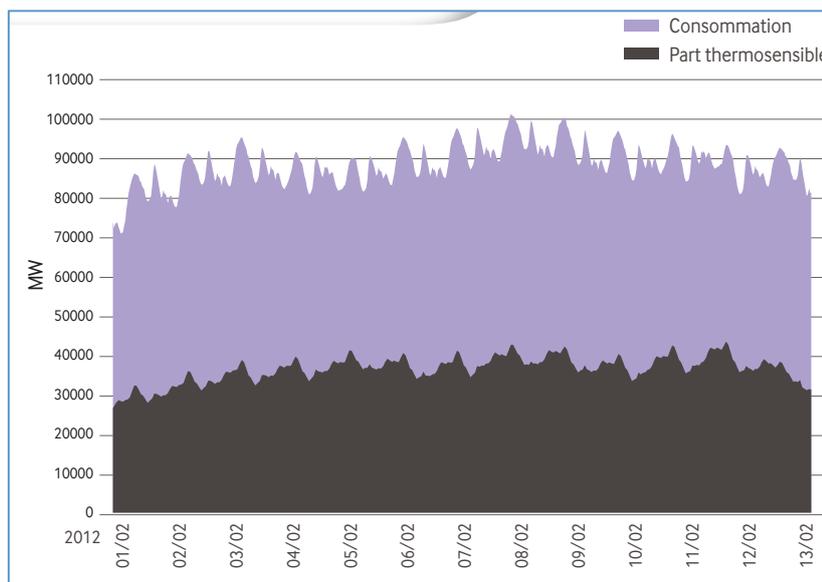


Figure 67. Part thermosensible de la puissance appelée pendant la vague de froid de février 2012 en France - source : RTE [21]

Cette particularité française impose donc d'importantes réserves de puissance pour pouvoir assurer l'approvisionnement électrique, y compris lors de ces pics exceptionnels : elle a même amené EDF à apprendre à **moduler la production nucléaire**, en développant des technologies dédiées, pratique que nous sommes en France les seuls à oser parmi tous les pays dotés de parcs électronucléaires.

Ces périodes sont plutôt rares sur l'année : en moyenne, on a besoin de 15 GW de plus que le reste du temps sur seulement 300h par an. Les décisions d'investissement dans de nouveaux moyens de production de pointe pour couvrir ce besoin, se heurtent au temps minimal de fonctionnement nécessaire pour rentabiliser ce type d'installations⁷².

⁷² Nous avons déjà mentionné la procédure de sauvegarde entamée par la centrale de pointe Poweo de Pont-sur-Sambre.

Or, la puissance appelée en pointe croît plus vite que la demande moyenne, comme on le voit sur la fig. 68 :

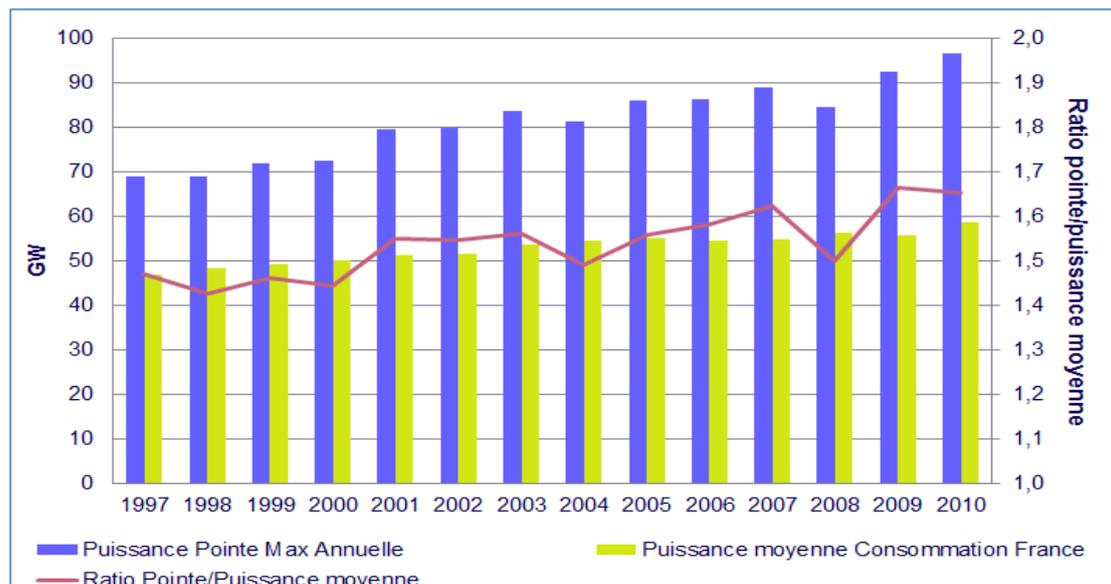


Figure 68. Evolution de la puissance de pointe annuelle par rapport à la puissance moyenne appelée en France - source : Observatoire de l'Electricité
Le ratio en rouge (puissance maximale/puissance moyenne) croît.

Le besoin de flexibilité à la pointe s'accroît donc avec le temps, et cette flexibilité doit être fournie par des outils réactifs, car il reste très difficile de prévoir avec précision les aléas de consommation et donc de les intégrer dans un programme de production à J-1. En témoigne l'évolution des prix au moment de la vague de froid de février 2012 : s'ils ont naturellement été plus élevés au moment du record de charge, le pic de prix n'a eu lieu que le lendemain (fig. 69), en raison de mauvaises prévisions concernant la consommation (prévision sous-estimant la consommation réelle de plusieurs GW).

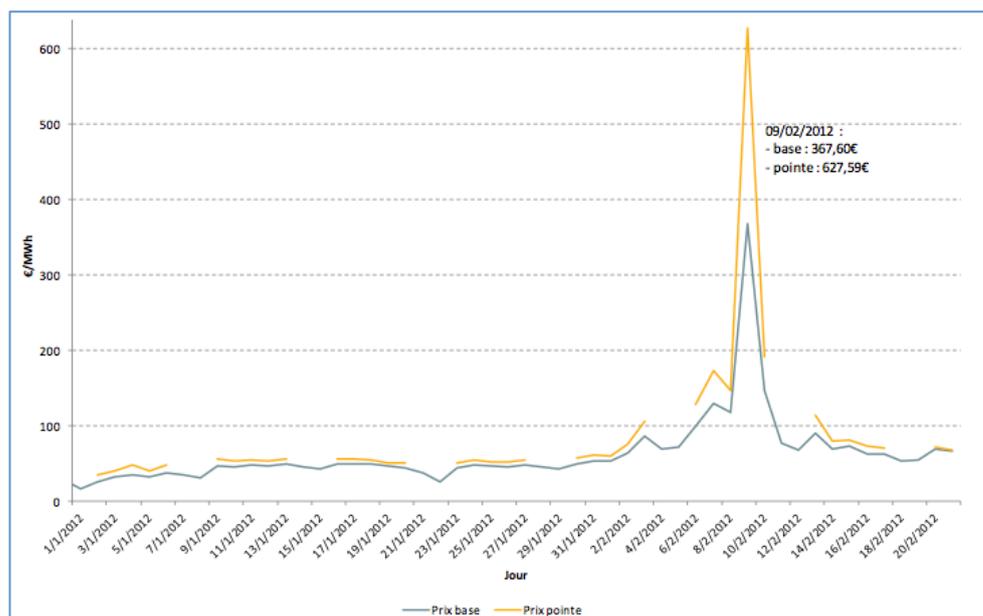


Figure 69. Evolution des prix day-ahead sur EPEX SPOT Auction France

- sources : EPEX SPOT, CRE

Dans ces conditions, la sécurité d'approvisionnement électrique de la France n'est garantie que jusqu'en 2015, d'après le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande établi par RTE en 2012.

En effet la dynamique du parc de production français est caractérisée par la fermeture d'ici le 1^{er} janvier 2016 de plusieurs groupes thermiques, consécutive aux Directives européennes GIC⁷³ et IED⁷⁴ : elles concernent au moins 13 groupes charbon mis en service avant 1975, soit 3,6 GW, dont la mise à l'arrêt s'échelonne de 2012 à 2015, et 6 à 8 groupes fioul centralisés, soit 4 GW⁷⁵ (fig.70).

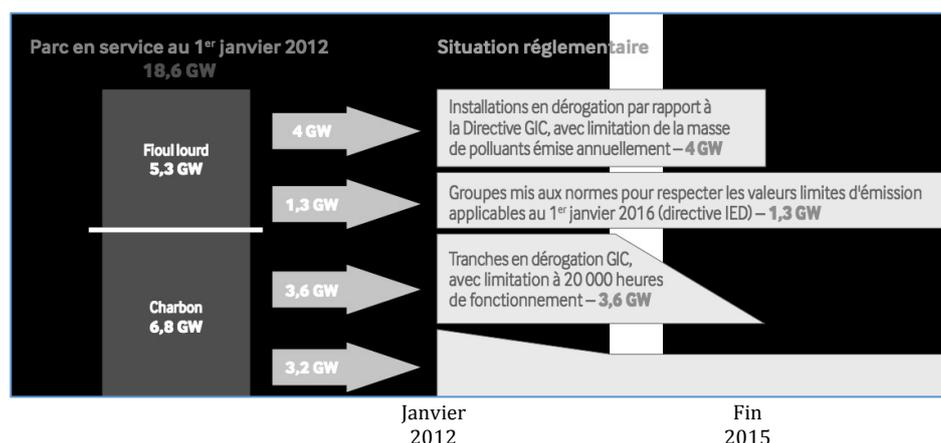


Figure 70. Devenir des groupes fioul et charbon centralisés - source : RTE [16]

Jusqu'en 2015, ces mises à l'arrêt progressives pourront être compensées par la mise en service de plusieurs cycles combinés au gaz. Au-delà, cela ne suffit plus (fig. 71) :

- ❖ Il manque une puissance installée de 1,2 GW en 2016, avec une espérance de durée de défaillance de 5 heures.
- ❖ Avec la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim, il manque une puissance installée de 2,1 GW en 2017, avec une espérance de durée de défaillance de 6h30.

	2014	2015	2016	2017
Énergie de défaillance en espérance	<1 GWh	1 GWh	13 GWh	20 GWh
Espérance de durée de défaillance	Moins de 30 min	30 min	5 h	6 h 30
Puissance manquante	-	-	1,2 GW	2,1 GW

Figure 71. Risque de défaillance identifié par RTE - Bilan prévisionnel 2012 [16]

La situation spécifique du système électrique français donne une dimension particulière à la problématique de la pointe. Celle-ci pose un risque de défaillance du système à horizon 2016.

⁷³ La Directive 2001/75/CE « Grandes Installations de Combustion » fixe des valeurs limites d'émission de SO₂, NO₂ et poussières pour les installations de combustion. L'arrêté du 30 juillet 2003 qui la transpose introduit une dérogation autorisant les installations qui respecteraient des valeurs limites moins sévères à fonctionner au plus 20 000 heures du 1^{er} janvier 2008 au 31 décembre 2015.

⁷⁴ La Directive 2010/75/UE « Industrial Emission Directive » renforce les valeurs limites précédentes.

⁷⁵ A ces fermetures s'ajoutent les incertitudes autour de la poursuite de la production des cogénérations dont les contrats d'obligation d'achat arrivent à échéance et ne seront pas renouvelés. RTE table sur une perte de 3 GW à horizon 2017.

Le cas particulier des régions PACA et Bretagne -

Le risque de défaillance est renchéri en PACA et en Bretagne, compte tenu de la situation très particulière de ces deux régions, qui ne disposent que de très peu d'unités de production centralisées sur leur territoire, pour des raisons géographique, historique ou politique :

- ❖ La Bretagne est électriquement dépendante à plus de 90%, et l'installation de centrales thermiques supplémentaires se heurte à l'acceptation des populations. Pour garantir la sécurité d'approvisionnement bretonne, en particulier en cas de pointe, le pacte électrique breton a donc mis en place un dispositif d'incitation à la maîtrise de la demande, EcoWatt : les participants, particuliers, entreprises ou collectivités, reçoivent lors des périodes de tension un SMS, un mail ou une notification via les réseaux sociaux, les incitant à réduire ou reporter leurs consommations pour éviter un effondrement du réseau. RTE estime que ce dispositif réduit de 1 à 3% la consommation bretonne en période de forte pointe⁷⁶. Dans la même perspective, le Conseil Régional et le Préfet de Bretagne ont signé en décembre 2010 une convention avec Voltalis pour équiper des foyers bretons de boîtiers d'effacement diffus.

Enfin, RTE a lancé à l'été 2012 un appel d'offres permettant aux acteurs disposant de petites puissances de production ou d'effacement locales (supérieures ou égales à 1 MW) de les valoriser : ont été retenus Actility, Dalkia, EDF, Energy Pool, Novawatt, et Voltalis, qui s'engagent donc à mettre à disposition sur demande de RTE environ 70 MW, soit l'équivalent de la consommation d'une ville comme Quimper, entre le 1^{er} novembre 2012 et le 31 mars 2013⁷⁷.

- ❖ La région PACA se situe en bout de lignes sur le réseau électrique national, situation fragile, à laquelle s'ajoute une augmentation significative de la production décentralisée photovoltaïque, qui sollicite le réseau.

Ces situations pèsent sur le réseau de transmission régional : le risque de black-out pour tout ou partie de ces régions en cas de défaillance d'une ou plusieurs lignes de transmission deviendra trop important dans les années à venir, et RTE prévoit d'importants travaux de renforcement du réseau et l'installation de nouvelles sources de production locales.

Les énergies renouvelables intermittentes -

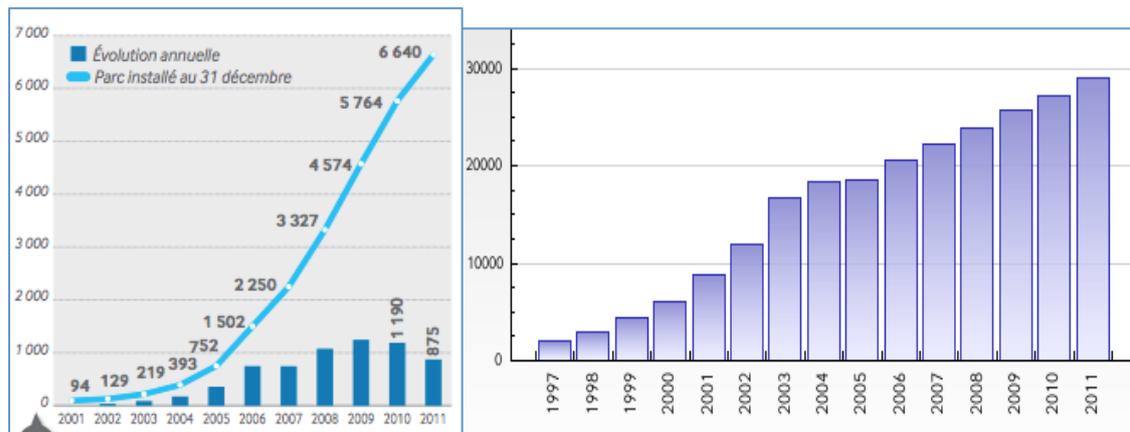


Figure 72. Evolution annuelle du parc éolien installé en MW, en France (à gauche) et en Allemagne (à droite) - sources : RTE ; The Wind Power

⁷⁶ EcoWatt compte aujourd'hui 45 000 abonnés, dont 3600 collectivités et entreprises et vise 50 000 foyers touchés à l'hiver 2013-2014.

⁷⁷ Ce dispositif expérimental est encore en attente de validation par la CRE.

On a vu que l'Allemagne et l'Italie s'étaient massivement engagées dans le développement des énergies renouvelables et que l'intermittence des productions éolienne et photovoltaïque menaçait la sécurité de leur réseau électrique.

En France, le développement de ces énergies est resté beaucoup plus modeste, en raison d'un mix électrique déjà bien décarboné grâce au parc électronucléaire.

La France dispose ainsi d'un parc éolien installé de moins de 7 GW, quand l'Allemagne présente une capacité de près de 30 GW (fig. 72).

En termes d'injection instantanée, la part de l'éolien dans la couverture de la demande excède très rarement les 5% (fig. 73), seuil qui représente l'ordre de grandeur des aléas sur la consommation finale que le système français sait absorber par des solutions conventionnelles.

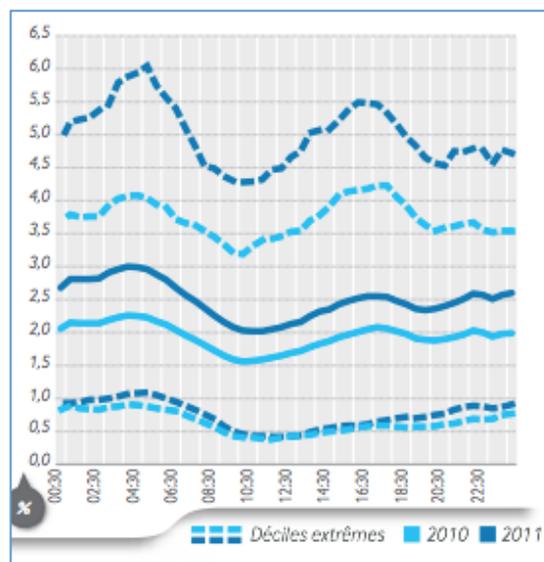


Figure 73.

Taux de couverture demi-horaire de la consommation par la production éolienne en France (2010 et 2011), en % - source : RTE

La moyenne annuelle est en traits pleins et les déciles extrêmes en pointillés.



La pénétration de l'énergie solaire reste quant à elle limitée à quelque 2 GW (fig. 74) :

Figure 74.

Evolution de la puissance photovoltaïque installée en France (MW)

- source : RTE

Les objectifs européens : le Paquet « 3x20 » -

Conformément à la directive 2009/28/CE, la France a décliné les objectifs européens du paquet « énergie-climat », communément appelé « 3 x 20 », et s'est engagée à atteindre une part d'énergie renouvelable de 23% dans sa consommation d'énergie brute. La consommation d'énergie brute ne se résume cependant pas exclusivement à l'électricité et d'autres postes peuvent apparaître comme plus complexes à aménager. Ainsi, cet engagement se traduit par un objectif de 27% de production d'électricité d'origine renouvelable dans le mix électrique français à horizon 2020.

La Programmation Pluriannuelle des Investissements 2009 (PPI 2009)⁷⁸ a ensuite décliné cet objectif dans les termes suivants pour 2020 (chiffres présentés dans le Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables, 2009)⁷⁹ :

- ❖ 25 000 MW de puissance installée d'origine éolienne, répartis entre 19 000 MW à terre et 6 000 MW en mer soit l'équivalent de 58 TWh/an,
- ❖ 5 400 MW de puissance installée d'origine photovoltaïque.

Ces objectifs sont ambitieux et l'intégration des énergies renouvelables dans ces proportions sera exigeante pour le système électrique⁸⁰. Néanmoins, ils sont à mettre en regard du parc éolien allemand actuel (30 GW installés) et du parc solaire italien existant (12,5 GW installés), afin de bien anticiper leur impact.

6.2. Quelle place pour le stockage dans le portefeuille de flexibilité français ?

Pour étudier cette question, il faut revenir à l'analyse menée plus haut : face aux défis des systèmes électriques, les opérateurs optimisent leur portefeuille de solutions de flexibilité en fonction d'un contexte spécifique, qui détermine si le stockage y a sa place.

Nous avons vu que la France a bien un besoin de flexibilité accru, pour couvrir une pointe en croissance, et pour intégrer davantage d'énergies renouvelables. Le stockage pourrait être une solution, comme c'est le cas ailleurs.

Cependant, la caractérisation des défis français à laquelle nous venons de nous livrer doit être confrontée à la situation de ces pays qui ont déjà intégré le stockage dans leur portefeuille de solutions de flexibilité :

- ❖ La pénétration des énergies renouvelables intermittentes est aujourd'hui très inférieure à celle que connaît l'Allemagne, et l'objectif affiché pour 2020 amènerait simplement la France à la hauteur de la situation allemande actuelle. De plus, l'intermittence est atténuée par les trois régimes de vent français (sur les trois façades maritimes du territoire : mer du Nord, Atlantique, Méditerranée), quand l'Allemagne connaît un régime baltique unique.
- ❖ Par rapport au Japon isolé, la France est intégrée à la plaque européenne⁸¹, via les interconnexions électriques avec ses voisins : 15 GW de capacité à l'export et 11 GW à l'import, qui ont d'ailleurs été précieux au moment de la vague de froid, en couvrant 5% en moyenne de la consommation française (9% au maximum) – fig. 75.

⁷⁸ La PPI de production d'électricité est prévue par l'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. La PPI est la traduction concrète de la politique énergétique dans le domaine de l'électricité. Elle doit permettre de vérifier la mise en ligne des objectifs de politique énergétique et la sécurité d'approvisionnement à l'échelle nationale. La version en vigueur, élaborée en 2009, couvre la période 2009-2020.

⁷⁹ En plus des sources intermittentes, la PPI 2009 prévoit 2300 MW de biomasse et 3 000 MW (dont 2400 MW de STEP) de capacité hydraulique de pointe (3 TWh/an) supplémentaire, essentiellement par le suréquipement d'ouvrages hydrauliques existants.

⁸⁰ D'après ErDF, les coûts pour l'infrastructure de distribution de l'insertion de panneaux photovoltaïques en Basse Tension, couverts par le TURPE, s'élèvent à 0,7 Md€ sur la période 2010-2020, dans le scénario (PPI) d'une croissance de la capacité installée de 500 MW/an, et 5,3 Md€ pour un scénario accéléré (2GW/an).

La CRE reconnaît le besoin de renforcement du HTA lié au raccordement de panneaux en BT, mais considère qu'alors il s'agit seulement de remplacer 2 à 2.5 km de tronçons (200 k€ unitaire), et non pas de créer de nouveaux départs HTA comme argue ErDF (800 k€ unitaire), pour un coût de 402 M€ et 1,3 Md€ selon les scénarios – source : [66].

⁸¹ Outre les bénéfices en termes de flexibilité, le développement des interconnexions participe de l'intégration du marché européen de l'électricité, en uniformisant les prix de l'électricité sur les différents marchés interconnectés (tant que les interconnexions ne sont pas saturées).

L'appel aux échanges transfrontaliers permet en particulier de capitaliser sur les décalages de rythmes de vie, donc des besoins électriques, pour faire foisonner les productions et les consommations à l'échelle internationale et compenser ainsi des déséquilibres intérieurs par des transactions avec l'étranger.

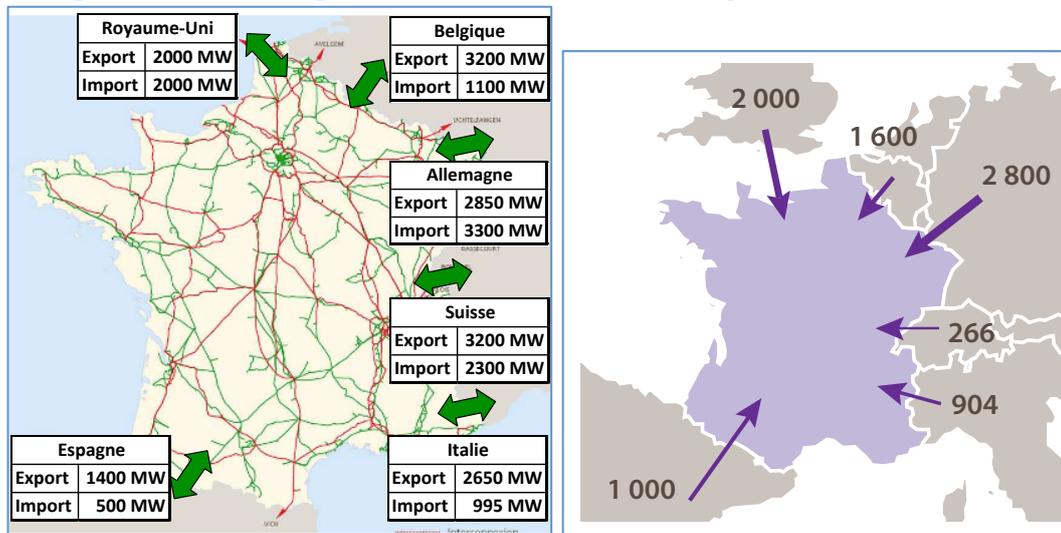


Figure 75. Interconnexions françaises : capacité (à gauche) et échanges contractuels (en MW) le 8 février 2012 à 19h - source : RTE

- ❖ Contrairement au réseau américain vieillissant, le réseau intérieur français est, comme nous l'avons vu, robuste et bien maillé. Rappelons ici le chiffre évoqué plus haut : le temps moyen de coupure d'électricité sur une année pour un consommateur américain est de 300 minutes, contre 73 en France en 2011.



Figure 76. RTE : Grands projets en cours - source : RTE

Les situations de fragilité locale sont traitées par des investissements spécifiques de RTE sur les réseaux concernés (fig. 76).

Si l'on se rapporte à la typologie des situations requérant du stockage établie plus haut, la France n'a donc pas besoin de stockage à court terme.

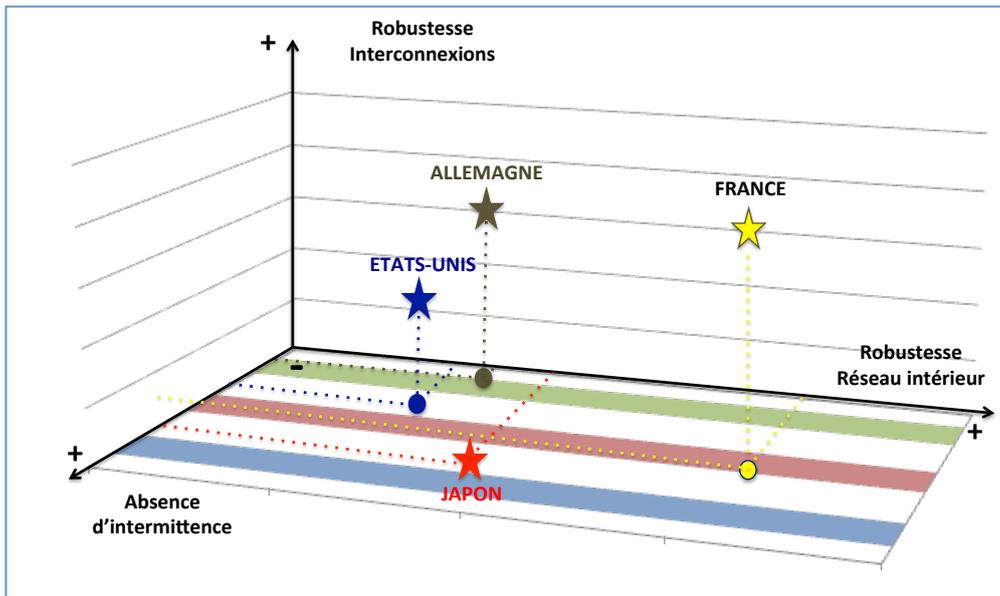


Figure 77. Positionnement de la France dans la typologie établie plus haut

Dans ces conditions, le stockage n'apparaît pas comme une solution requise pour faire face aux défis du système électrique français.

De fait, contrairement à l'Allemagne, au Japon ou aux Etats-Unis, les solutions conventionnelles de flexibilité n'ont pas encore atteint leurs limites en France, de sorte que leur extension doit permettre de relever à moindres frais les défis qui se posent au système français, à commencer par le principal, la croissance de la pointe :

- ❖ Le renforcement des interconnexions⁸² et du réseau intérieur pour conforter la sécurité d'approvisionnement et éviter les congestions lors des périodes de pointe.

RTE a ainsi proposé fin 2011 son projet de schéma de développement décennal, qui prévoit de nombreux investissements afin de renforcer le réseau de transport, pour un budget de quelque 10 Md€ à horizon 2020 :

- entre 1 000 et 2 000 km de renforcements de réseau électrique existant ou de nouveaux circuits en courant alternatif aérien 400 kV en substitution d'ouvrages existants ;
- environ 400 km de liaisons souterraines 400 kV et 225 kV en courant alternatif ;
- entre 15 et 20 nouveaux postes d'aiguillage et de transformation 400 kV ;
- plus de 10 000 MW de puissance de transformation additionnelle entre le réseau 400 kV de grand transport et les réseaux de tension inférieure.

ErDF n'est pas en reste sur le réseau de distribution, avec des investissements qui croissent de 10% chaque année (3,03 Md€ en 2012).

⁸² Le programme d'investissements de RTE prévoit 208,8 M€ de dépenses d'investissements consacrées aux interconnexions pour 2012, contre 114,8 M€ pour 2011.

- ❖ Le développement de l'effacement et la construction de nouveaux moyens de production de pointe, très réactifs : l'installation de quatre cycles combinés au gaz supplémentaires (fig. 78) s'inscrit dans cette démarche, comme plus globalement, la mise en place à venir du marché de capacité (Encadré 8).

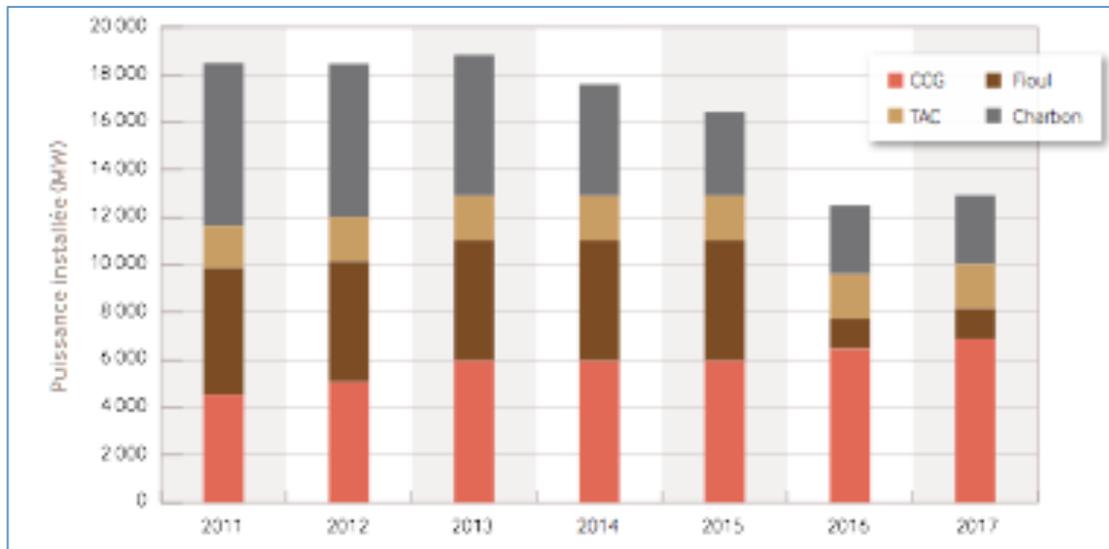


Figure 78. Evolution programmée du parc thermique centralisé -
source : RTE [16]

- Encadré 8 -
La loi NOME et le marché de capacité

La loi du 7 décembre 2010 portant Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité (loi NOME) pose à l'article 6 les bases d'un marché de capacité. Ce marché est destiné à pallier le faible intérêt que représente aujourd'hui l'investissement dans les centrales de pointe, ce qui met en danger la sécurité du système électrique. Il doit permettre de responsabiliser les fournisseurs d'électricité vis-à-vis du développement des moyens de production ou d'effacement nécessaires à la couverture de la consommation de leurs clients.

Par cette loi, le gestionnaire de réseau RTE imposera à chaque fournisseur électrique un quota de capacités, correspondant à son portefeuille de clients, à garantir afin d'assurer la sécurité du système. D'autre part, RTE certifiera les capacités de production et d'effacement du marché. Ces certificats pourront ainsi être échangés entre producteurs et fournisseurs afin que chacun puisse couvrir ses obligations.

Tout écart entre l'obligation de capacité imposée par RTE et le montant des certificats effectivement détenus par un fournisseur sera sanctionné par une amende dont le montant sera défini par la CRE dans le but d'inciter à l'investissement dans des moyens de production ou d'effacement.

Ce marché de capacité est donc conçu pour inciter des fournisseurs d'électricité et des producteurs à investir dans des moyens de production de pointe : les certificats de garantie de capacité seront valorisables sur le marché de capacité, et permettront d'améliorer le bilan financier de tels projets.

En raison de doutes sur la nécessité d'un tel mécanisme, et des craintes du surcoût qu'il pourrait amener auprès des consommateurs – sur lesquels se reporteraient *in fine* les coûts de garantie –, le projet de décret diffusé début 2012 n'a toujours pas été signé⁸³.

Outre les difficultés de mise en place d'un tel système (qui a pris plusieurs années à émerger aux Etats-Unis), deux questions principales se posent pour le stockage :

- ❖ Les outils de stockage seront-ils inclus dans les moyens certifiés au titre du mécanisme de capacité, et si oui selon quelles modalités ?
- ❖ Combien de crédits obtiendront les sources intermittentes ? Quelle serait la bonification de ces crédits dans le cas d'un couplage production intermittente et outil de stockage ?

La mise en œuvre de ces solutions conventionnelles pour répondre au défi de la pointe contribue plus généralement à rendre le système électrique français plus robuste, et repoussent donc d'autant le besoin de stockage supplémentaire.

Conclusion – Le facteur coût dominant : une dynamique moindre

La France se trouve donc dans une situation où les solutions conventionnelles peuvent répondre aux défis qui se posent à son système électrique : le stockage ne se dégage pas comme une solution incontournable.

En l'absence de besoin impérieux de stockage, c'est donc le facteur coût qui détermine les solutions à retenir dans le portefeuille de flexibilité : la moindre compétitivité des technologies de stockage et le manque de visibilité sur leurs bénéfices économiques complets écartent leur déploiement en France métropolitaine au profit des solutions traditionnelles.

⁸³ L'article 7 de la proposition de loi du député François Brottes, instaurant une tarification progressive de l'énergie, précise les intentions de la nouvelle majorité vis-à-vis du mécanisme de capacité : « *Le mécanisme de capacité tient compte de l'intérêt que représente l'effacement pour la collectivité et pour l'environnement par rapport au développement des capacités de production. À coût égal, il donne la priorité aux capacités d'effacement sur les capacités de production.* »

7. La situation spécifique des DOM-COM

Si la France métropolitaine continentale n'a pas besoin, à court terme, de stockage, il est utile de s'intéresser à présent à la situation spécifique de ses DOM-COM, qui sont tous des « zones non-interconnectées » (ZNI), c'est-à-dire des îles électriques.

7.1 Les ZNI : aux origines de la péréquation tarifaire

Isolées et reculées, les DOM-COM français (fig. 79)⁸⁴ ne bénéficient pas d'interconnexions électriques : toute l'électricité consommée doit être produite sur place.

L'électrification de nos collectivités d'outre-mer s'est donc faite autour de centrales au pétrole ou au charbon, compatibles avec la petite taille des systèmes et suffisamment flexibles pour s'adapter à la demande. L'approvisionnement électrique dépend donc des importations lointaines de ressources fossiles : la dépendance énergétique en est d'autant plus marquée, à 92% dans les DOM-COM contre 49% en métropole (en 2010).

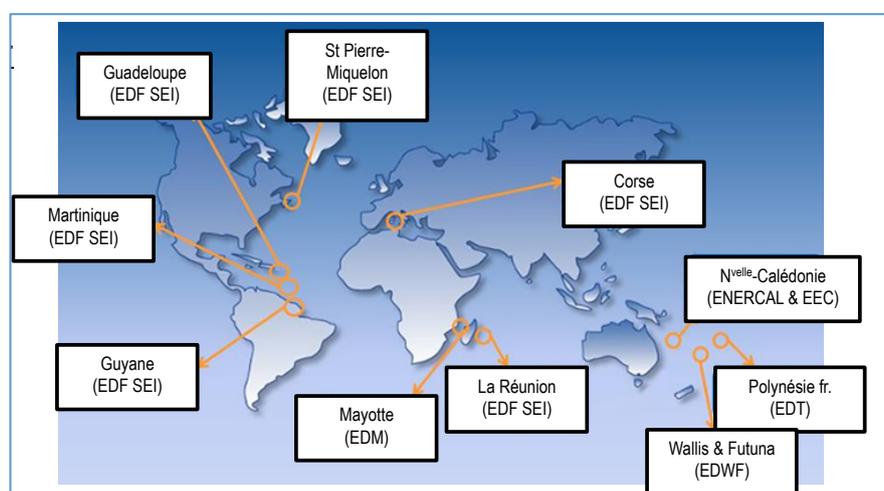


Figure 79. Zones non interconnectées françaises et opérateurs locaux

- source : CRE

Ce poids des matières premières importées induit un surcoût très significatif de la production d'électricité dans les DOM-COM : en 2010, le coût du MWh produit y était de 122 à 315€, contre une part énergie de 51,7€/MWh reflétée dans le tarif réglementé, et correspondant au coût de production métropolitain moyen.

Cette distorsion étant le fait des spécificités géographiques de notre Outre-mer, la France a décidé de considérer ces surcoûts comme des charge de service public : en conséquence, les tarifs réglementés de l'électricité sont les mêmes *sur tout le territoire national*, et les surcoûts structurels des fournisseurs dans les DOM-COM sont compensés par un mécanisme de péréquation tarifaire, acquitté par tous les consommateurs, à travers la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE – Encadré 9).

La péréquation tarifaire représente, pour 2012, quelque 3€/MWh, soit 2,5% de la facture moyenne d'un client résidentiel⁸⁵.

⁸⁴ Il est à noter que la Corse est considérée comme une ZNI, bien qu'elle dispose d'une interconnexion – limitée – avec la Sardaigne.

⁸⁵ Une charge globale de 1,2 Md€, mais la compensation de la CSPE n'est pas intégralement répercutée sur 2012 (une partie de la charge reste portée par EDF, avant d'être compensée par la CSPE des années suivantes) : en réalité, la péréquation tarifaire devrait représenter, pour 2012, 4€/MWh soit 3% de la facture moyenne d'un client résidentiel.

- Encadré 9 -

La Contribution au Service Public de l'Electricité en France

La Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) a été créée par la loi du 3 janvier 2003 dans le but de dédommager les fournisseurs d'électricité des surcoûts qu'ils supportent au titre des charges de service public :

- La péréquation tarifaire des zones non-interconnectées (DOM-COM et Corse) ;
- Les politiques sociales de l'énergie (tarifs de première nécessité) ;
- Les politiques de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables : appels d'offre et obligations de rachat.

Les surcoûts sont évalués sur la base de la différence entre le tarif d'achat et les prix sur le marché de gros de l'électricité.

La CSPE est directement intégrée à la facture des consommateurs d'électricité, proportionnellement à leur consommation⁸⁶.

Son montant est fixé sur proposition de la CRE : il est en forte hausse (+60% par rapport à 2010) du fait du développement des filières photovoltaïque et éolienne et du renchérissement du combustible dans les ZNI.

Il devrait être de 13,7€/MWh au titre de 2012, pour compenser la charge de 4,2 Md€ (voir fig. 81), accrue des retards de compensation au titre de 2010 (1 Md€), mais la loi de finances rectificatives pour 2011 a fixé le montant de la CSPE actuel à 10,5 €/MWh, soit 7% de la facture moyenne d'un client résidentiel. Une partie de la charge reste donc portée par EDF et sera compensée par la CSPE des années suivantes.

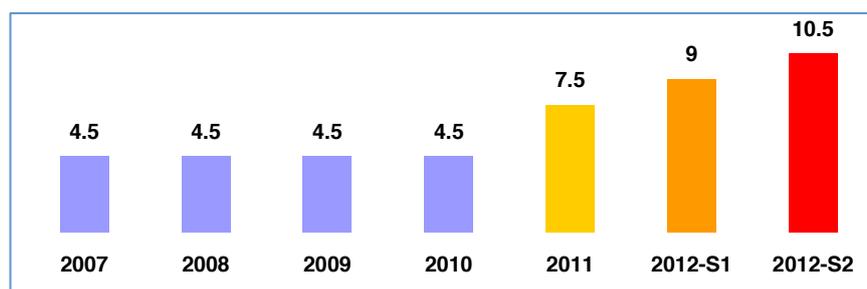


Figure 80. Evolution de la CSPE (€/ MWh)

L'analyse de la Cour des Comptes sur la CSPE (juin 2012) estime que, sans modification du dispositif, la CSPE pourrait représenter 20€/MWh en 2020, avec une charge globale de € 8 Mds liée à la seule pénétration accrue des énergies renouvelables.

Cette hausse constituerait une contribution essentielle à la hausse du prix de l'électricité, dont le Président de la Commission de Régulation de l'Energie a annoncé qu'elle pourrait être de 30% en 2016 par rapport à 2011.

A titre de comparaison, le consommateur allemand acquitte une contribution de 39,5€/MWh dans le cadre d'un mécanisme similaire, mais pour une facture totale plus élevée (240 €/MWh TTC) : l'Allemagne a néanmoins initié une réduction des tarifs de rachat pour alléger cette charge.

Source : CGEIET – CGEDD - CRE

⁸⁶ Avec toutefois un mécanisme de plafonnement pour les gros consommateurs : de 559 350 euros en 2012 et à 0,5 % de la valeur ajoutée pour les entreprises consommant plus de 7 GWh/an.

7.2. La quête de l'autonomie énergétique : au prix de la stabilité du système ?

Cependant, avec la croissance démographique et économique de nos DOM-COM, leurs besoins énergétiques vont croissants : ils augmentent ainsi de 3,8% par an, contre 1% en métropole.

Conjugué au renchérissement des ressources fossiles, cela alimente la hausse de la CSPE, pour laquelle la péréquation tarifaire représente 28,5% en 2012 (fig. 81).

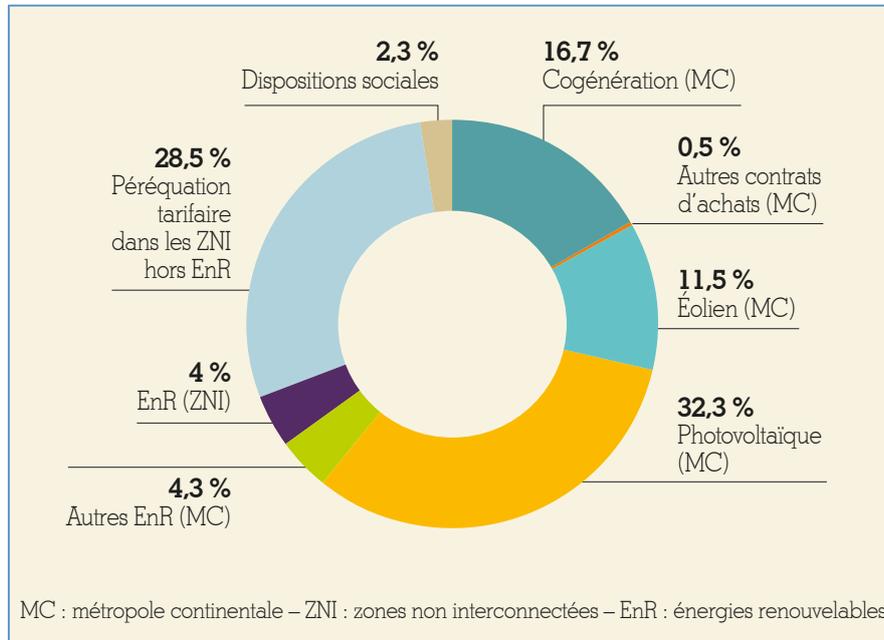


Figure 81. Charges de service public prévisionnelles, 2012 - Total : 4 254 ME - source : CRE

Pour limiter cette tendance, et son impact sur le consommateur final, il a donc été décidé de réduire la dépendance énergétique des DOM-COM, en valorisant leurs potentiels éolien et solaire, dont les productions peuvent être compétitives compte tenu du coût de la production thermique sur ces territoires : ainsi, le parc photovoltaïque ultra-marin est passé de 4 MW installés en 2006 à 322 MW en 2011, le parc éolien de 47 à 61 MW installés sur la même période.

Si la logique initiale paraît donc pertinente, la pénétration d'énergies renouvelables intermittentes sur les réseaux vulnérables des DOM-COM présente cependant un véritable risque pour leur stabilité. En effet, ils présentent deux fragilités intrinsèques :

- ❖ L'absence d'interconnexions pour compenser les déséquilibres intérieurs ;
- ❖ Le ratio du plus gros moyen de production à la puissance maximale atteinte sur le territoire vaut en moyenne 10% dans les DOM-COM, contre 1% en métropole. Ainsi, une défaillance sur ce moyen compromet significativement l'équilibre offre-demande.

Dans ce contexte, la pénétration d'énergie solaire et éolienne réduit dangereusement l'inertie du système : la chute brutale de la production photovoltaïque, liée à un passage nuageux, ou une défaillance sur une centrale de production peut, en l'absence de réserves primaires, déstabiliser la fréquence et conduire à des délestages.

Ceci est d'autant plus problématique que les générateurs diesel, qui représentent une part importante de la production thermique des DOM-COM, ne peuvent pas toujours fonctionner si leur facteur de charge est inférieur à 30%. En cas de forte production éolienne ou solaire, il peut donc falloir les arrêter : on perd ainsi de la réserve tournante,

en particulier en cas de chute brutale de l'ensoleillement ou du vent, et on augmente le temps de montée en puissance lors des démarrages à froid.

La réalité d'un tel risque s'est manifestée le 23 mars dernier, lorsque le système électrique de l'île de Mayotte s'est effondré : à l'heure de pointe, la production photovoltaïque a brutalement chuté, et la centrale thermique au gazole n'a pas pu prendre le relais.

7.3. Le stockage, pour poursuivre sur la voie de l'autonomie énergétique

Face à ce danger, l'arrêté ministériel du 23 avril 2008 limite dans les ZNI à 30% la part de la puissance instantanée d'origine renouvelable intermittente. Au-delà de ce seuil, déjà atteint en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, à La Réunion ou à Mayotte, les éoliennes et les panneaux solaires peuvent être déconnectés pour maintenir la stabilité du système.

Une telle situation bloque la valorisation du potentiel solaire et éolien des DOM-COM, et freine les investisseurs, réticents à l'idée de pouvoir être ainsi déconnectés intempestivement.

Il peut donc être tentant de critiquer ce seuil de 30%⁸⁷ mais, où qu'on le fixe, il a le mérite de témoigner des limites de l'insertion des énergies renouvelables intermittentes sur les réseaux îliens.

Pour aller au-delà et atteindre l'objectif des Etats généraux de l'Outre mer de 2009 – l'autonomie énergétique des DOM-COM à horizon 2030 – le déploiement de stockage, afin d'intégrer une part plus importante d'énergies renouvelables, est indispensable⁸⁸.

Dans le contexte spécifique des îles, le stockage est donc la seule solution permettant l'intégration massive des énergies renouvelables, en lissant la production intermittente, en garantissant de la réserve au système et en assurant l'équilibre offre-demande.

En l'absence de stockage, la déconnexion de productions intermittentes, ou le délestage intempestif de consommateurs (fig. 82) sont inévitables :

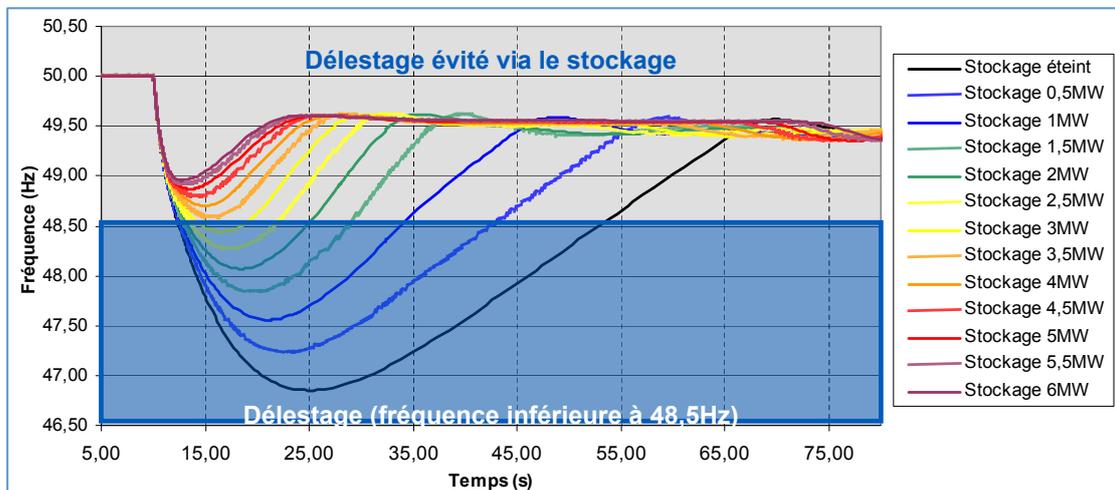


Figure 82. Rétablissement de la fréquence (et donc délestages clients évités) en fonction de la pénétration du stockage - Simulation EDF pour la Guadeloupe [48]

La simulation de la figure 82 montre que pour un même incident (perte de groupe sur un système d'environ 460 MW installés), un stockage d'une capacité supérieure à 3,5MW permet de rétablir la fréquence dans des délais qui permettent d'éviter les délestages.

⁸⁷ La valeur du seuil a été fixée sur la base d'expérimentations en Crète, étayées par les Universités d'Athènes, et de Corte.

⁸⁸ L'article 22 bis de l'arrêté du 23 avril 2008, introduit en 2010, stipule d'ailleurs que la limite de 30% ne s'applique pas aux installations intermittentes de plus de 100 kW disposant d'une possibilité de stockage.

La situation très particulière des DOM-COM, isolés et où le potentiel renouvelable intermittent est fort, incite au développement du stockage pour pouvoir renforcer la pénétration solaire et éolienne et aller ainsi vers une moindre dépendance énergétique.

D'un point de vue économique, la solution est d'autant plus intéressante qu'avec les surcoûts de production dans les îles, le déploiement de stockage est moins grevé par un manque de compétitivité par rapport aux alternatives classiques qu'en métropole continentale⁸⁹.

CONCLUSION -

Les systèmes électriques de pays comme les Etats-Unis, le Japon, l'Allemagne, ou encore le monde émergent, se trouvent confrontés à des défis tels qu'ils doivent avoir recours au stockage.

Ainsi, le marché du stockage est en croissance dans le monde, et une compétition mondiale se met en place entre les industriels du secteur pour y répondre, avec le soutien des gouvernements concernés.

La France, compte tenu des spécificités de son système électrique, n'a pas besoin de stockage à court terme, sauf dans ses DOM-COM.

Recommandation 2 -

Ne pas considérer le stockage comme un besoin pour le système électrique, à court terme, en France, sauf dans les Zones Non-Interconnectées.

Avant de se détourner totalement du stockage, il convient cependant d'étudier le potentiel de notre pays, fort de son histoire électrique et de son expérience du stockage, à se positionner industriellement sur ce marché mondial. Car si ce potentiel est fort, ne risquerait-on pas de manquer une occasion ?

⁸⁹ Voir Annexe 7.

D. Une opportunité industrielle à saisir

En effet, nous allons voir que notre pays dispose d'atouts, techniques comme géographiques, à faire valoir dans cette compétition mondiale qui émerge autour du marché du stockage. Nous discuterons ensuite de la stratégie pour saisir cette opportunité industrielle.

1. Les atouts français

1.1. Des industriels performants et des techniques en pointe

L'histoire électrique française, et le développement précurseur de STEP sur notre territoire, ainsi que des ballons d'eau chaude, confèrent à notre pays un certain statut en matière de gestion du système électrique en général et de stockage en particulier : notre savoir-faire est prouvé, et reconnu.

Aujourd'hui, la France est présente sur toute la chaîne de valeur du stockage électrique, par l'intermédiaire de grandes entreprises multinationales, comme de PME et d'ETI (fig. 83):

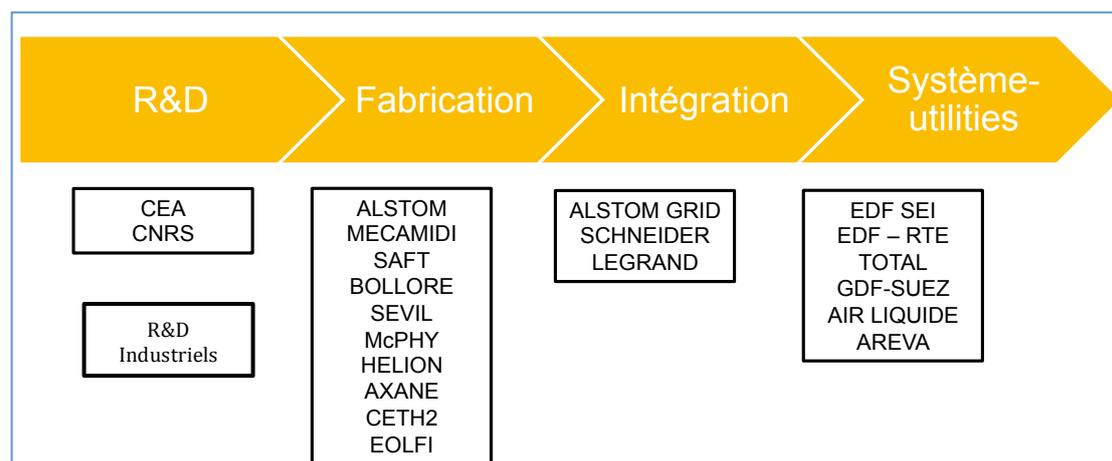


Figure 83. Principaux acteurs français du stockage le long de la chaîne de valeur (non exhaustif)

Cet écosystème de compétences constitue également un gisement d'emplois et d'activités économiques dans les territoires (fig. 84):

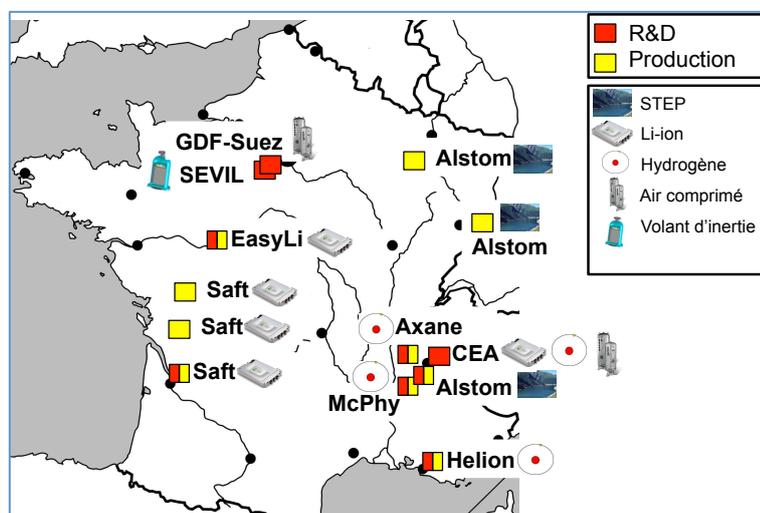


Figure 84. Implantations territoriales de quelques acteurs du stockage en France

Pour générer des bénéfices nationaux en termes d'emplois et d'activité économique, ces acteurs doivent avoir la capacité de s'engager dans la compétition mondiale autour du stockage, et d'y rivaliser en se montrant compétitifs.

Or, dans cette perspective, la France dispose d'atouts techniques, technologiques et industriels :

Les STEP -

La France compte parmi les grands leaders mondiaux des stations de pompage-turbinage, avec Alstom, qui a remporté près de la moitié des marchés de STEP à la surface de la planète ces dernières années (fig. 85).

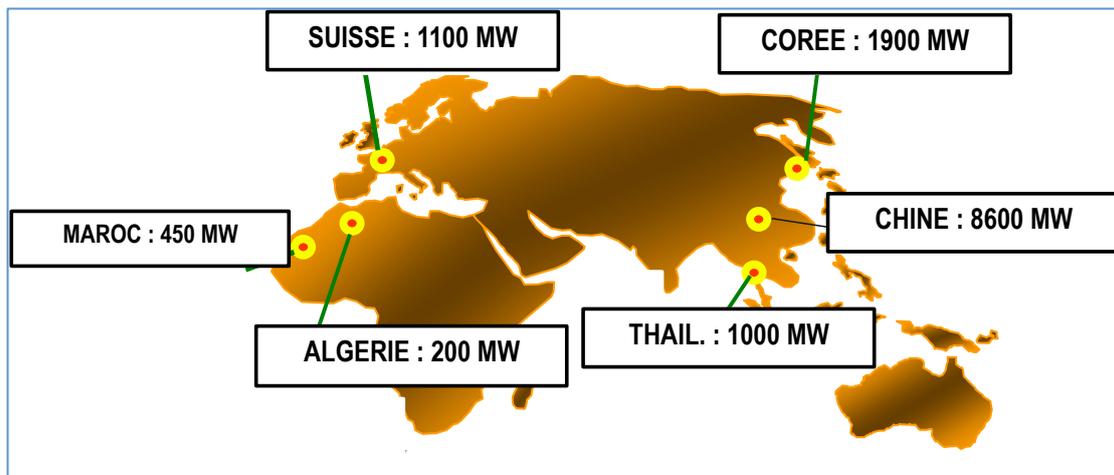


Figure 85. Projets de STEP menés par Alstom entre 2000 et 2011 - source : Alstom

Fort de sa participation aux grands ouvrages hydro-électriques français, Alstom a pu développer une compétence sur les turbines, qu'il valorise aujourd'hui largement à l'international, tout en maintenant une activité importante sur le territoire français.

La France est également positionnée sur les évolutions des STEP : Alstom maîtrise les technologies à vitesse variable, et EDF SEI s'investit dans le développement des STEP Marines, technologies accolées aux falaises qui pourraient donc être, elles, plus standardisées et ainsi plus facilement industrialisées, avec notamment la contribution des Chantiers Navals de Saint-Nazaire (STX).

Enfin, la France dispose d'un deuxième acteur sur le marché des STEP, qui rencontre des succès dans le monde (500 sites installés dans 80 pays) : Mecamidi, fondé en 1860, basé à Toulouse, est un fabricant de turbines pour la petite hydraulique (et également des vannes et du contrôle-commande) qui fournit des centrales hydroélectriques « clef en main ».

Les batteries haute performance -

La France dispose avec la SAFT d'un des derniers survivants européens en matière de fabrication de batteries.

Leader dans le domaine des batteries lithium-ion pour le spatial, la SAFT s'engage résolument dans le stockage stationnaire, forte d'une approche privilégiant bien plus la durée de vie de ses produits que les concurrents asiatiques. Par ailleurs, elle a la capacité de spécialiser en interne ses technologies en vue d'une application particulière, ce qui constitue un véritable avantage compétitif.

A l'heure où l'on s'interroge sur l'avenir de son usine de Nersac, en Charente (350 salariés sont concernés par la cession de l'activité de production de batteries Ni-Cd et Ni-MH sur ce site, annoncée cet été), ces atouts doivent être rappelés.

D'une façon générale, la France bénéficie d'une recherche compétente dans le domaine de l'électrochimie des batteries haute performance (lithium-ion, plomb-acide avancé), autour du CEA, du CNRS, ou du Laboratoire de réactivité et de chimie des solides de l'Université de Picardie.

Ces atouts ont vocation à être mutualisés et stimulés par le Réseau national de recherche et technologie sur le stockage de l'énergie (R2SE), mis en place en 2010 à l'initiative du Ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche, et regroupant les universitaires, les industriels et les Etablissements Publics à caractère Industriel et Commercial (EPIC) travaillant dans le domaine.

Le stockage de l'hydrogène -

La France dispose d'une recherche et d'industriels actifs autour des technologies liées au vecteur hydrogène, sur toute la chaîne de valeur :

Recherche : le CEA est notamment bien positionné sur l'électrolyse PEM.

Industrie :

- ❖ Electrolyse : CETH₂, Helion (filiale d'AREVA - technologie PEM), Air Liquide (électrolyseurs alcalins) ;
- ❖ Stockage : McPhy, un des deux seuls acteurs au monde (avec son concurrent australien Hydrexia) à maîtriser industriellement le stockage sous forme d'hydrures métalliques. Il a déjà vendu sa technologie à Enel (Italie, fig. 86), au Japon et à Nottingham, UK. La vente d'une unité à E.On est annoncée pour l'année prochaine. McPhy constitue donc un précieux atout français dans la compétition mondiale. EADS Composites Aquitaine est lui fournisseur de réservoirs composites pour le stockage d'hydrogène gazeux à haute pression.



Figure 86. Système McPhy opéré par ENEL en Italie - source : McPhy

- ❖ Transport-Distribution : Air Liquide, Total ;
- ❖ Injection dans les réseaux gaziers et méthanation : GDF-Suez (Hythane), AREVA ;
- ❖ Pile à combustible : Axane (filiale d'Air Liquide), Helion.

Le Programme Horizon Hydrogène Energie :

Dans le but de mieux s'organiser et de capitaliser sur cet écosystème de compétences autour de l'hydrogène, 19 partenaires (336 personnes) ont rejoint le programme Horizon Hydrogène Energie, qui s'étend sur la période 2009-2016 et bénéficie d'un budget de 190 M€⁹⁰ (fig. 87).

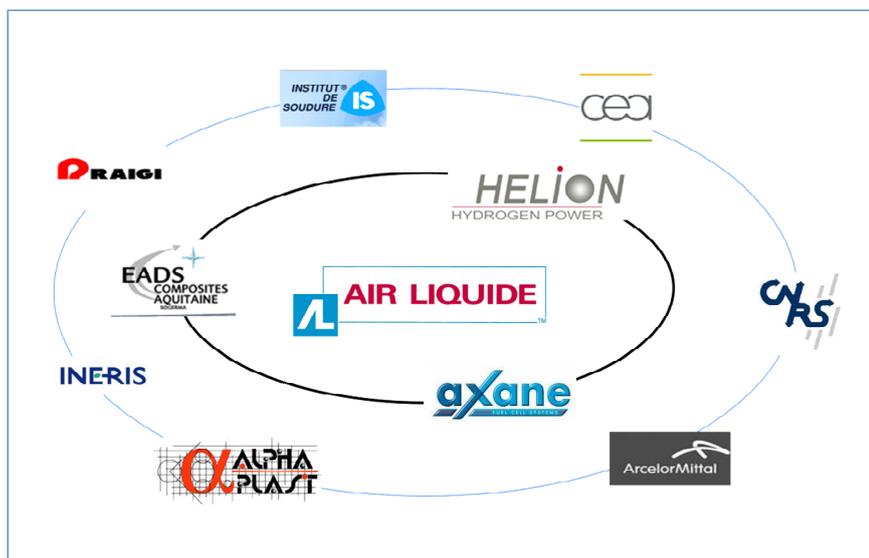


Figure 87. Programme Hydrogène Horizon Energie

Intégration/Logiciel -

Le savoir-faire intégrateur-systémier des électriciens français et d'acteurs mondiaux comme Schneider, Legrand ou Alstom Grid, qui nous permet aujourd'hui de disposer d'un réseau fiable et optimisé, est un atout d'autant plus précieux, avec la pénétration accrue des énergies renouvelables, l'arrivée des véhicules électriques et des réseaux intelligents : le stockage constitue une opportunité supplémentaire de le valoriser.

La France dispose d'un potentiel technique, technologique et industriel à faire valoir dans la compétition mondiale autour du stockage.

Recommandation 3 -

La stratégie industrielle et les actions doivent principalement se concentrer sur les atouts français : les STEP, les batteries haute-performance, les technologies liées à l'hydrogène et en particulier son stockage, le savoir-faire intégrateur et l'intelligence système.

⁹⁰ Dont 67 M€ d'origine publique, apportés par OSEO, et 124 M€ d'origine privée.

1.2. Les îles, un laboratoire idéal

Pour être en mesure d'exploiter ces atouts industriels et techniques, les acteurs français doivent néanmoins disposer d'un territoire d'innovation sur lequel expérimenter leurs briques technologiques et les intégrer. Il s'agit de pouvoir tester nos technologies et faire travailler ensemble nos talents nationaux pour monter sur la courbe d'apprentissage et perfectionner l'offre.

Une telle démarche s'avère complexe en métropole, car on se heurte rapidement à la non-compétitivité du stockage par rapport aux solutions conventionnelles, et aux tensions sur la répartition des coûts et des bénéfices, qui freinent le débat.

En revanche, nos zones non-interconnectées constituent un laboratoire idéal dans cette perspective. Nous l'avons dit, le stockage répond en effet à un réel besoin dans les ZNI, et est plus compétitif par rapport à ses alternatives.

Par ailleurs, dans les ZNI, la dérégulation du marché de l'électricité n'a pas eu lieu : un acteur unique achète les productions et conserve le monopole sur les activités de transmission et de fourniture. Avec un telle intégration verticale tout le long de la chaîne, le déploiement du stockage n'est pas confronté à la problématique de la fragmentation de la valeur.

Cet acteur est EDF-SEI (Systèmes Energétiques Insulaires), direction d'EDF, en Corse, à la Guadeloupe, en Martinique, à La Réunion, à Saint-Pierre-et-Miquelon, à Saint-Barthélemy et Saint-Martin.

Ailleurs, il s'agit d'Electricité de Mayotte sur l'île de Mayotte, Electricité de Tahiti (Suez) en Polynésie française, Electricité de Wallis-et-Futuna (Suez) à Wallis-et-Futuna ; Enercal et EEC en Nouvelle-Calédonie (voir fig. 79).

Cette situation particulière procède du fait que le cas des ZNI⁹¹ est prévu par les dispositions européennes sur le marché intérieur de l'électricité, qui les autorisent à déroger à l'obligation de séparer les activités de transport et de distribution d'une part, et de production et fourniture d'autre part.⁹²

Le contexte électrique de nos ZNI et leur architecture de marché spécifique en font un terrain d'innovation idéal pour nos atouts techniques et industriels.

Il n'est donc pas surprenant que plusieurs expérimentations soient d'ores et déjà initiées dans les ZNI françaises.

Projet MILLENER (La Réunion, Corse, Guadeloupe) –

Le projet Millener (Mille installations de gestions Energétiques dans les îles) associe six partenaires – BPLG, Delta Dore, Edelia, Schneider Electric, SAFT et Tenesol – dans le but de piloter les flux énergétiques autour de 1000 clients, dont 500 équipés d'un couplage PV + stockage (batteries Lithium-ion de la SAFT).

Ce couplage permet d'obtenir une injection photovoltaïque lissée, d'équilibrer le réseau (régulation de fréquence et soutien à la pointe), ainsi que l'autoconsommation et le secours en cas de panne du système électrique.

EDF SEI est en charge de l'intégration des différentes composantes de l'expérimentation.

⁹¹ Plus généralement, des petits systèmes isolés consommant moins de 3 TWh/an et pouvant être interconnectés à d'autres réseaux pour au plus 5% de leur consommation annuelle – article 2 § 26 de la Directive 2009/72/CE.

⁹² Article 44 de la Directive 2009/72/CE. La France l'avait anticipé dès la loi relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (loi SPEGEEG du 9 août 2004).

Celle-ci, sélectionnée dans le cadre d'un Appel à Manifestation d'Intérêt de l'ADEME en 2009, pour un budget total de 30 M€, a débuté au dernier trimestre 2011 à La Réunion, en Corse puis à la Guadeloupe.

Projet PEGASE (La Réunion) –

Autour de 9 partenaires – Aerowatt, EDF Energies Nouvelles, EDF R&D, EDF SEI, Laboratoire de Météorologie Dynamique de l'Ecole Polytechnique, MétéoFrance, Sidec et l'Université de La Réunion – le projet PEGASE (Prévisions des Energies Renouvelables et Garantie Active par le Stockage d'Energie) a pour but une meilleure intégration des énergies renouvelables à La Réunion :

- ❖ par la prévision : prévisions court terme et très court terme de l'injection photovoltaïque et éolienne,
- ❖ par le lissage : grâce à une batterie NAS d'1 MW opérée par EDF SEI à Saint-André-de-La-Réunion depuis juillet 2010, pour absorber les fluctuations photovoltaïques et soutenir la pointe du soir.

Projet MYRTE (Corse) –

La plateforme Myrte (Mission Hydrogène Renouvelable pour l'intégration au réseau électrique) a été inaugurée en janvier 2012 dans le golfe d'Ajaccio en Corse : elle couple un champ photovoltaïque (560 kW_c) et un système de production, de stockage et de reconversion d'hydrogène : un électrolyseur de 10 Nm³/h, quatre piles à combustible d'une puissance totale de 100 kW et des cuves où l'hydrogène est stocké à 35 bars.

Les partenaires du projet, dont le budget global, abondé par des fonds régionaux, nationaux et européens s'élève à 21 M€, sont Helion, pour les composants liés à l'hydrogène, ainsi que le CEA et l'Université de Corse.



Figure 88.
Vue générale de Myrte

- source : Helion

Projet ENERSTOCK (La Réunion) –

Ce projet, lancé par Aerowatt, a été retenu par le Fonds Unique Interministériel début 2011 pour 1 M€, et labellisé par les pôles de compétitivité Capenergies, S2E2 et Tenerrdis.

Il a pour but de doter d'ici 2014 le site Aerowatt de La Perrière à La Réunion, où sont installés 3,3 MW_c solaires et 10 MW éoliens, d'une unité de stockage de 5 à 10 MWh, composée d'une STEP et de batteries Lithium-ion⁹³.

Pour ce faire, Aerowatt s'est associé à Mecamidi et la SAFT, EDF SEI, l'INP Grenoble et l'Université de La Réunion.

⁹³ On retrouve sur cet exemple de projet la notion d'hybridation des technologies de stockage, évoquée en conclusion de la partie B.

STEP Marines (Guadeloupe) –

En réponse à l'Appel à Manifestation d'Intérêt « Stockage d'énergie » lancé par l'ADEME en avril 2011, EDF SEI a proposé un démonstrateur de STEP Marine à La Guadeloupe, pour une puissance de 50 MW, une capacité de 20 GWh, et un budget de 250 M€ (essentiellement lié à la mise en étanchéité du bassin artificiel amont).

Une alternative a été proposée à La Réunion – mais le projet s'annoncerait plus complexe en raison de la nature volcanique des sols – et un site possible repéré en Martinique.

Soulignons enfin que la France n'est pas seule à penser à ses îles comme laboratoires pour valoriser ses atouts en matière de stockage : la plupart des pays dont la géographie le permet s'y lancent.

Ainsi, les Etats-Unis utilisent l'archipel d'Hawaii, et en particulier l'île de Maui⁹⁴ ; comme on l'a dit, l'Espagne expérimente dans les Canaries, sur l'île d'El Hierro, un station de pompage-turbinage hydro-éolienne dans le but de rendre l'île énergétiquement autonome, pour un budget de 24 M€ :

- ❖ l'île dispose d'un parc éolien de 10 MW installés ;
- ❖ l'excédent de production est stocké dans une STEP, dont le bassin amont est en réalité le cratère d'un volcan, pour une hauteur de chute d'environ 500 m.
- ❖ cela couvre 80 à 85% des besoins de l'île, le solde étant assuré par du solaire photovoltaïque ou thermique.

Les ZNI, une véritable vitrine commerciale ?

Par conséquent, nos Zones Non-Interconnectées constituent un terrain d'expérimentation et d'innovation idéal pour mettre en œuvre et consolider nos atouts industriels et techniques.

Par des projets effectués dans leur contexte économique et organisationnel favorable, les ZNI pourraient devenir la **vitrine commerciale** des compétences françaises en matière de stockage, et permettre ainsi à notre offre de gagner en crédibilité, et de séduire les pays qui ont besoin de ces outils.

S'impose alors la question de la transposabilité des projets ultramarins dans le contexte de systèmes électriques plus complexes, aux Etats-Unis, au Japon, ou en Allemagne. Il peut certes apparaître difficile de se positionner directement sur des projets de stockage massif avec comme seuls antécédents quelques références îliennes. Cependant, deux observations battent en brèche cette réserve :

- ❖ Une part significative des besoins de stockage à court terme, y compris aux Etats-Unis ou au Japon, concerne des situations locales, proches de la consommation, comme nous l'avons dit. Apprendre à maîtriser les moyens de stockage en système îlien permettra donc de mieux gérer les problèmes électriques circonscrits localement dans un plus grand réseau.

Les marchés îliens peuvent déjà permettre à eux seuls de se déployer à l'échelle industrielle : à titre indicatif, le volume des générateurs diesel alimentant de petits systèmes isolés ou fragiles représente 600 GW installés dans le monde, et le stockage peut être une solution de remplacement attractive, compte tenu du renchérissement du prix des hydrocarbures et des efforts de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

⁹⁴ La plus grosse unité nord-américaine de batteries, l'installation de Kahuku, sur l'île d'Oahu (15 MW de batteries acide-plomb installés par Xtreme Batteries, à proximité d'un champ éolien de 30 MW) a néanmoins subi un incendie en août 2012.

En vue de répondre à ce type de besoins spécifiques, les projets dans les ZNI constituent donc une véritable référence, transposable.

- ❖ Par ailleurs, pour viser des projets de plus grande envergure, la France n'est pas en reste : elle peut se prévaloir d'une longue expérience dans le domaine des STEP et d'une excellence incontestée en matière de gestion des systèmes électriques. Aussi, en vue de ce type de marchés, les projets îliens ne constitueraient-ils que la « devanture » de la vitrine commerciale, pour mieux pointer vers le savoir-faire français historique et démontrer aux clients potentiels que l'industrie française reste à la pointe de l'innovation.

Recommandation 4 - Les ZNI, un atout

Capitaliser sur les Zones Non-Interconnectées pour constituer une base de référence en matière de stockage, et exploiter le retour des expérimentations qu'y mènent les acteurs français, autour d'EDF SEI, pour ajuster la stratégie.

2. Comment saisir cette opportunité industrielle ?

La France dispose de réels atouts dans le domaine des technologies de stockage de l'électricité, elle dispose également de territoires privilégiés pour démontrer son savoir-faire, et ce au moment où des marchés sont en croissance dans le monde. Il semble pourtant que la dynamique française n'est pas à la hauteur de l'enjeu, alors que d'autres pays progressent rapidement vers l'industrialisation et la commercialisation mondiale de solutions de stockage.

De fait, nous avons constaté qu'il existait des barrières à un développement plus volontariste des technologies et des projets de stockage en France.

2.1. Les barrières au développement d'une filière industrielle française du stockage

L'absence de marché intérieur -

La France métropolitaine n'a pas *besoin* d'installer davantage de stockage sur son réseau, à court terme. Les alternatives classiques permettent encore d'apporter la flexibilité nécessaire au réseau, pour un coût généralement inférieur. Cela signifie qu'à court terme, il n'existe que très peu de perspectives de ventes sur le sol français pour les industriels du domaine. Hors les ZNI, le marché métropolitain leur donne donc peu d'opportunités d'expérimenter leurs technologies et ne vient pas remplir leur carnet de commandes.

A l'inverse, Panasonic, fort du succès de sa chaudière-pile à combustible ENEFARM sur son marché domestique japonais (voir C.3.), a inauguré un nouveau centre de développement en Allemagne pour adapter sa technologie au marché européen⁹⁵.

De même, NGK, qui bénéficie d'une base domestique de quelque 160 MW de batteries NAS installés, a pu se déployer à l'exportation⁹⁶.

L'absence de marché intérieur constitue ainsi une vraie faiblesse et un frein naturel au développement d'une offre commerciale pour les technologies de stockage en France.

Incertitudes technologiques -

La seconde barrière à une industrialisation dynamique des technologies de stockage concerne les incertitudes technologiques qui demeurent. On entendra par incertitude technologique deux éléments :

- ❖ Le manque de connaissances sur le comportement de certaines technologies nouvelles, ou destinées à des utilisations nouvelles. Par exemple, la cyclabilité et la durée de vie des batteries demeurent un domaine de recherche, car les profils d'utilisation, variés, impactent ces paramètres.
- ❖ Il existe des recherches sur des technologies dites « de rupture », estimées beaucoup plus performantes que les technologies actuelles et dont l'émergence rendrait obsolètes de nombreux travaux en cours. L'aboutissement des recherches sur les technologies métal-air pourrait par exemple complètement révolutionner le marché en offrant des batteries aux performances comparables, voire meilleures, que les batteries lithium-ion existantes mais à des prix beaucoup plus faibles.

⁹⁵ <http://www.enerzine.com/14/12549+panasonic-mise-sur-les-piles-a-combustible-residentielles+.html>

⁹⁶ <http://www.cleantechblog.com/2012/01/is-sodium-sulfur-nas-battery-a-viable-grid-energy-storage-solution.html>

Incertitudes économiques –

Les incertitudes technologiques ont immédiatement d'importantes conséquences sur les modèles d'affaire possibles.

L'incertitude sur la durée de vie des technologies pèse sur la durée d'amortissement de l'investissement initial ; un saut technologique dans les prochaines années remettrait en cause l'économie d'investissements dans des technologies aujourd'hui proches de la maturité et encore en exploitation à ce moment-là.

A cette inconnue sur la composante économique de l'offre, on doit ajouter un profond manque de visibilité sur le volet demande et sur les modèles d'affaires que peuvent développer les acteurs du monde électrique. En effet, ils ne disposent aujourd'hui pas de retours d'expérience concernant l'économie d'une unité de stockage sur un marché fragmenté, la rémunération dépendant par ailleurs de nombreux éléments incertains :

- ❖ Certains services sont actuellement sans véritable valorisation, on l'a vu ;
- ❖ Plus généralement, l'évolution des mix électriques, et donc des prix de l'électricité, reste floue, de sorte qu'il est impossible de prévoir avec confiance la rentabilité des projets.

De plus, les risques d'instabilité réglementaire laissent planer un doute sur la pérennité des modèles sur lesquels les entreprises pourraient s'engager. En effet, les Etats et l'Europe n'en sont qu'au début de leur réflexion sur les réglementations spécifiques qui pourraient s'appliquer au stockage. L'hétérogénéité des revendications des acteurs du domaine associée à cette réflexion naissante engendre ainsi des incertitudes sur les évolutions à venir de la réglementation.

Enfin, il convient de rappeler que les réglementations sont différentes selon les pays. Si l'Allemagne a décidé d'exonérer de droit d'accès au réseau les STEP, et si les Etats-Unis ont choisi de faire évoluer la rémunération de la fourniture de services système en introduisant un critère de performance, ce sont autant d'éléments qui viennent compliquer la définition d'un business model standardisé et d'une offre complète pour les industriels. L'ouverture d'un centre européen par Panasonic s'inscrit dans cette logique nécessaire de *customisation*.

Ces barrières pèsent principalement sur les équipementiers fabriquant les blocs technologiques, mais les intégrateurs et les opérateurs sont tout autant concernés par les incertitudes sur les modèles d'affaires et les aspects réglementaires.

Une filière inorganisée –

Sans marché intérieur et dans un contexte incertain, on comprend donc qu'aucune dynamique consensuelle ne se mette en place *spontanément* en France, dans un paysage marqué par une grande variété d'acteurs :

- ❖ Les grands acteurs historiques, producteurs, transporteurs ou distributeurs d'énergie ;
- ❖ Les laboratoires de recherche ;
- ❖ Les équipementiers, fabricants de technologies ;
- ❖ Les intégrateurs ;
- ❖ Les petites entreprises (producteurs ou fabricants) ;
- ❖ Les pouvoirs publics.

Des événements ponctuels existent, avec par exemple l'organisation d'une conférence annuelle sur le stockage par l'ATEE (Association Technique Energie Environnement) ainsi que la constitution d'un Club « Stockage d'Energies » au sein de cette association, mais force est de constater un manque de cohésion et de collaboration entre l'ensemble de ces acteurs.

Les acteurs historiques restent prudents sur cette thématique, en l'absence de besoin et de rentabilité aujourd'hui en France. Ils privilégient des solutions mieux maîtrisées et plus compétitives : RTE préfère ainsi investir dans le renforcement de son réseau.

EDF, qui a pris la présidence de l'Association européenne du stockage (EASE, *European Association for Storage*) s'intéresse à ces technologies dans une perspective de veille technologique et de R&D amont, mais n'identifie pas d'opportunités en France métropolitaine aujourd'hui, et semble donc réservé sur le déploiement de stockage, à ce stade.

A ces acteurs importants, s'oppose l'enthousiasme des entreprises fabricantes et des laboratoires, persuadés du potentiel de leurs technologies. Leur vision, parfois construite sur un raisonnement écologique ou prospectiviste, débouche sur des velléités qui se heurtent au contexte ambiant : ils voient dans les réserves des acteurs historiques, plutôt pragmatiques en l'état actuel du système électrique français, un « immobilisme » coupable. Ils en appellent donc aux pouvoirs publics pour bénéficier de soutiens, et notamment d'incitations réglementaires qui combleraient le déficit de compétitivité des solutions de stockage face à leurs alternatives.

Cependant, le rôle de régulateur assuré par la CRE ne consiste pas à mettre en place des modifications de réglementation pour favoriser une option industrielle, mais à garantir la qualité du service public de l'électricité. Fondant ses décisions sur des éléments économiques rationnels, dans le contexte actuel, la Commission de Régulation de l'Energie n'est pas missionnée pour mettre en place une politique industrielle ou une réglementation spécifiquement favorable au stockage.

Conclusion – Des risques trop nombreux pour les investisseurs

Finalement, ce sont bel et bien les investisseurs qui manquent. Pour passer de la recherche à des installations complètement intégrées, opérationnelles et rentables, il faut prendre une décision d'investissement, d'industrialisation des technologies, de construction de démonstrateurs et de lancement de projets qui convaincront les clients futurs.

De telles décisions sont trop risquées pour les investisseurs et les industriels dans le contexte que nous venons de détailler.

Sans une intervention publique, la filière industrielle française sera donc dans l'incapacité de se structurer spontanément, d'émerger, et *in fine* de faire valoir ses atouts dans la compétition internationale.

2.2. Quels intérêts l'Etat aurait-il à soutenir l'émergence d'une filière française ?

Si seule une implication de l'Etat, unique acteur disposant d'une vision transversale des enjeux, peut lever les blocages et coordonner les différentes parties prenantes pour rompre avec l'inertie actuelle, quelles seraient la nature et les raisons d'une telle action ? Il s'agit avant tout de **donner leur chance** aux atouts français face à des concurrents internationaux qui se déploient, forts d'un marché domestique et du soutien de leurs gouvernements (fig. 89).

Pays	Besoin Court-terme	Investissements publics /an
	+++	Stockage : 80 M€ Hydrogène : 200 M€ 280 M€
	++	Stockage : 100 M€ Hydrogène : 140 M€ 240 M€
	++	Stockage : 65 M€ Hydrogène : 145 M€ 210 M€
	-	Stockage : 20 M€ Hydrogène : 30 M€ 50 M€

Figure 89. Investissements publics annuels dans le stockage (y compris l'hydrogène)

La bataille mondiale du stockage n'a pas encore donné sa pleine mesure et la France a les moyens de s'engager pleinement dans la course : *les jeux ne sont pas faits*, mais il faut rapidement infléchir la trajectoire actuelle.

Si l'Etat parvenait à structurer la filière, alors nous pourrions prendre part à la compétition mondiale, en valorisant nos forces sur un marché global en pleine croissance. L'intérêt de l'Etat proviendrait des *bénéfices engrangés en termes d'exportations, d'emplois et d'activité économique* (fig. 90 et 91).

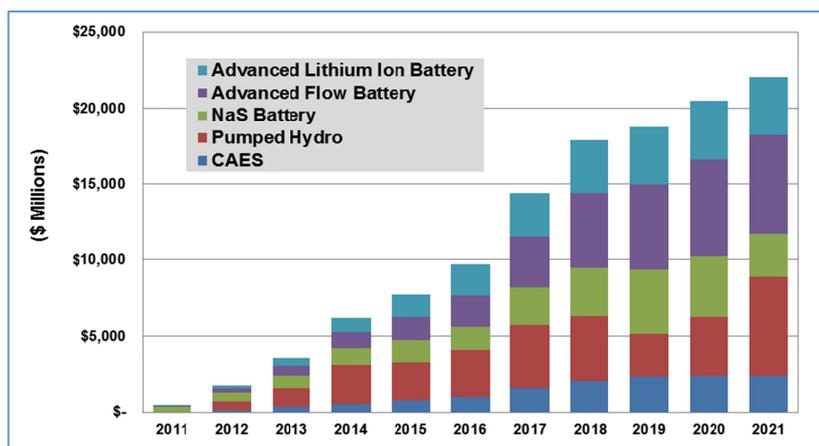


Figure 90. Marché potentiel de technologies stationnaires - monde (source : Pike Research)

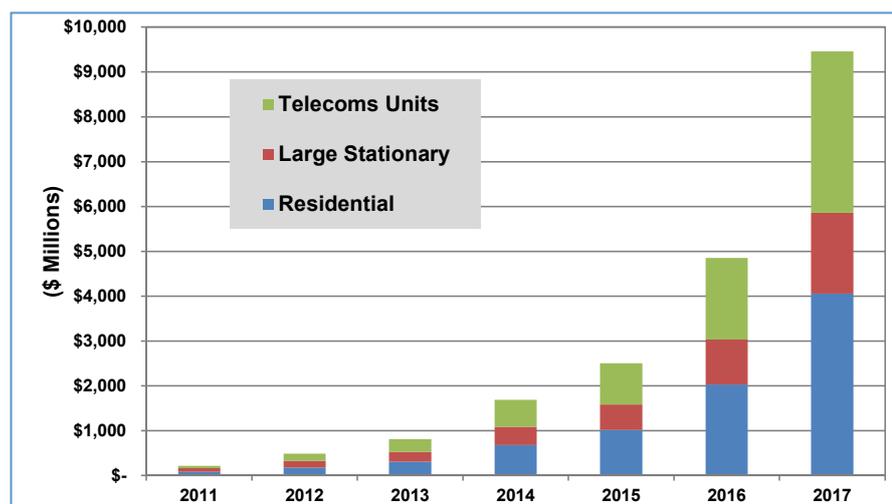


Figure 91. Marché potentiel des piles à combustible (dont hydrogène) - monde (source : Pike Research)

Il ne s'agirait donc en aucun cas d'*imiter*, par principe, les autres pays qui se lancent dans le stockage de l'électricité – démarche aveugle qui mènerait à encourager une filière *sous perfusion* (sans fondement énergétique) – mais bien d'adopter une démarche spécifique à notre contexte national.

Il appartient au Politique de décider de l'opportunité d'une telle démarche, en rapportant l'intérêt industriel aux dépenses, assorties de perspectives incertaines, auxquelles elle expose.

Si le choix était néanmoins fait de s'y engager, quelques lignes directrices fortes devraient guider l'action publique.

2.3. Un objectif industriel clair

Pour soutenir efficacement l'émergence d'une filière française du stockage, et lui permettre de valoriser son savoir-faire sur le marché mondial, **il s'agit de se doter d'outils cohérents avec cet objectif industriel.**

On l'a vu, les pays dont la situation électrique requiert le développement du stockage ont adopté des *politiques adaptées à leurs besoins spécifiques*. Pour la France, dont la situation énergétique n'impose pas de déployer davantage de stockage, il s'agit donc bien de bâtir les modalités du soutien à la filière en fonction d'enjeux industriels, et non pas d'enjeux énergétiques.

Cette distinction est cruciale car un même outil permet rarement d'atteindre des objectifs multiples et il convient donc de se prévenir d'un agenda hybride.

L'exemple de la filière photovoltaïque en France doit servir de rappel en la matière. La France s'est en effet dotée au moment du Grenelle de l'Environnement d'un objectif double pour le photovoltaïque, qui se déclinait :

- ❖ En un volet énergétique, avec une cible de 1100 MW installés en 2012 et 5400 MW en 2020.
- ❖ En un volet industriel : « *le développement d'une filière française compétitive* ».

Pour atteindre cet objectif hybride, le cœur du dispositif français a reposé sur la mise en place d'un outil *unique* : l'obligation faite à EDF de racheter l'énergie solaire à un tarif attractif pour les producteurs, et donc pour les investisseurs.

Le tarif de rachat est un outil de politique énergétique – il permet de soutenir la *demande* de panneaux photovoltaïques – de sorte que le dispositif a bien stimulé le déploiement de l'énergie solaire sur notre territoire, avec toutefois une lourde charge sur la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE), qui compense l'obligation d'achat faite à EDF (fig. 92).

Objectif Grenelle 1100 MW (2012) - 5400 MW (2020)			Objectif industriel FILIERE FRANCAISE		
	2009	2011	Solde Balance commerciale PV (ME)	2009	2011
Charge CSPE (ME)	66	998		-800	-1500

Figure 92. Quelques chiffres sur le PV en France - source : Rapport Charpin-Trink [62]

En revanche, le tarif de rachat n'est en aucun cas un outil de stratégie industrielle car il ne permet pas de soutenir de façon ciblée l'offre : automatique, il est impossible d'orienter le soutien vers la création de valeur et d'emplois en France.

Au contraire, il a constitué une aubaine pour tous et en particulier pour la filière chinoise des panneaux photovoltaïque. Cela a placé la France dans une situation de large déficit commercial pour les panneaux solaires (fig. 92). De plus, le réajustement des tarifs de rachat, initié pour ralentir la vague d'installations ne soutenant pas l'activité industrielle nationale, a eu l'effet pervers d'être particulièrement douloureux pour les acteurs français qui s'étaient engagés sur la base des conditions initiales, sans nécessairement avoir le même impact sur les entreprises étrangères exportatrices, au portefeuille plus diversifié.

Si l'objectif d'augmenter la production d'énergie photovoltaïque a été atteint, celui de faire émerger une « filière française compétitive », traité simultanément avec un objectif énergétique et à l'aide d'un outil unique et inadapté à ce volet, a échoué.

Au cas d'espèce, cet exemple doit donc inciter à bien construire le soutien à l'émergence d'une filière du stockage à partir des enjeux industriels qui se posent, et à **évacuer toute considération énergétique**, en l'absence de besoin à court terme.

Sans cette clarté, toute confusion mènerait à un agenda hybride et contre-productif. Cela suppose en particulier pour l'Etat de clarifier le rôle de chacune des parties prenantes publiques, d'autant que c'est plus généralement l'Etat-régulateur que l'Etat-soutien à l'industrie qui a l'habitude d'intervenir dans le domaine de l'énergie.

La mise en cohérence de la DGEC, de l'ADEME et de la DGCIS autour de cet objectif industriel unique apparaît donc comme un facteur de succès crucial.

Pour structurer et consolider la filière, il s'agit avant tout de ne pas tomber dans le piège de la dispersion, entre l'illusion d'un besoin énergétique imminent et une réelle opportunité industrielle. Cela suppose pour l'Etat de se concentrer sur un agenda unique - l'amorce d'une filière industrielle française.

Recommandation 5 - Les pièges d'un agenda hybride

Les modalités de soutien à la filière française du stockage doivent être bâties à partir d'un *agenda industriel unique*, en évacuant toute considération énergétique métropolitaine. Les acteurs publics doivent être mis en cohérence autour de cet agenda.

2.4. *Recommandations pour un soutien industriel*

Au vue de la thèse avancée jusqu'ici, il apparaît intéressant de faire un retour sur les actions qui sont menées aujourd'hui en faveur du stockage, au regard de l'opportunité industrielle que nous avons identifiée, pour s'assurer de leur cohérence avec cette dernière, et tirer de cette analyse quelques recommandations.

Stratégie industrielle -

❖ Objectifs d'une stratégie industrielle

Du point de vue de l'Etat, une politique industrielle ne peut avoir que deux buts : créer de la richesse pour le pays en développant l'activité économique et en créant des emplois en France, et améliorer la balance commerciale nationale.

La décision d'accompagner le développement d'une filière industrielle doit donc s'accompagner de la définition d'objectifs cohérents avec cette perspective. Aussi proposons-nous d'étudier les actions en cours et les recommandations possibles autour de 4 objectifs, qui nous semblent devoir constituer les piliers d'une stratégie industrielle en faveur du stockage de l'électricité :

- a. Identifier et consolider la connaissance des marchés et des usages prometteurs pour nos technologies de stockage.*
- b. Renforcer la collaboration entre les acteurs du domaine.*
- c. Valoriser la recherche française et atteindre un niveau d'industrialisation suffisant pour être compétitif.*
- d. Construire une vitrine technologique et une image de pointe dans le domaine pour pouvoir se positionner sur les marchés à l'international.*

❖ Moyens d'action

Il faut distinguer les différents types d'actions possibles selon la phase du développement industriel à laquelle elles interviennent :



- Soutien à la recherche : il permet d'étendre les compétences technologiques et d'en développer de nouvelles, par la découverte de nouveaux procédés, de nouveaux matériaux... Le but peut être multiple : améliorer les performances des différentes technologies de stockage, ou diminuer le coût intrinsèque de ces technologies.
- Financement de projets de recherche/démonstrateurs :
 - Permet de réaliser des expériences que les entreprises n'auraient pas pu mener seules. Ce sont souvent l'occasion de nombreuses collaborations fructueuses.
 - Etapes nécessaires aux entreprises pour passer des travaux en laboratoire au terrain, et ainsi évaluer le potentiel de leurs technologies et les conditions

de mise en œuvre, mais pour lesquelles les financements sont souvent difficiles à obtenir.

- Soutien aux entreprises (subventions, participation au capital) :
 - Cela permet de soutenir une entreprise prometteuse si elle est confrontée à l'incertitude (réglementaire, technico-économique, risques sur le modèle d'affaires) et au manque d'intérêt ou à la frilosité des investisseurs.

❖ Analyse des actions en cours

Plusieurs actions visant à développer le stockage sont en cours en France et ce à différents niveaux de maturation des technologies : appels à projets de l'Agence Nationale de la Recherche (ANR), Appels à manifestation d'intérêt de l'ADEME ou encore Appels d'offres couplés « renouvelable + stockage » de la CRE dans les ZNI.

➤ Recherche -

Il existe plusieurs programmes de recherche dans le domaine du stockage, dans les laboratoires du CEA, du CNRS ou dans le cadre des appels à projets de l'ANR, ainsi que chez les grands groupes industriels. La grande diversité de ces projets témoigne bien de la compétence en recherche dont dispose notre pays sur ce sujet.

Appel à projets ANR	Nombre de projets	Subventions (Euros)
Plan d'Action National sur l'Hydrogène et les piles à combustible (PAN-H)		
2006	22	28,9M
2007	12	13,7M
2008	14	11,7M
2009	10	9M
2010	7	6,9M
Stock-E		
2007	10	6,2M
2008	10	8M
2009	9	7,6M
2010	10	7,4M
Habitat intelligent et solaire photovoltaïque (HABISOL)		
2010	11	11,1M
Efficacité énergétique et réduction des émissions de CO2 dans les systèmes industriels		
2010	6	6,5M
Production Renouvelable et Gestion de l'Electricité (PROGELEC) regroupement de H2 + stock-E + PV		
2011	17	14,3
2012	appel CLOS limite en mars 2012	
Systèmes énergétiques efficaces et décarbonés (SEED) (regroupement CO2 + H2 + stockE + Habisol)		
2011	12	?
2012	appel CLOS	

Tableau 11. Liste des projets ANR en lien avec le stockage

Il est aujourd'hui primordial d'arriver à valoriser ces programmes en les tirant vers l'offre commerciale. Ce développement des programmes de recherches vers l'industrie doit donc prendre en compte les usages pertinents pour les technologies identifiées.

Cela suppose d'intégrer au plus tôt dans les programmes de R&D, des éléments technico-économiques qui fixent un cap, sous réserve que cela ne bride pas l'innovation. Cela suppose également de tirer pleinement parti des structures permettant de rapprocher la recherche publique du secteur privé, que ce soient les pôles de compétitivité, les Instituts Carnot, les Instituts d'Excellence dans le Domaine des Energies Décarbonées (IEED) ou tout autre alliance existante ou à créer.

Recommandation 6 - Anticiper la mise sur le marché

Intégrer au plus tôt dans la phase de R&D des considérations technico-économiques.

➤ **ADEME et Investissements d'Avenir -**

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie a défini une feuille de route sur le stockage [35-36] et inscrit ses investissements dans le cadre de celle-ci, notamment à travers ses Appels à Manifestation d'Intérêt (AMI) réalisés dans le cadre des Investissements d'Avenir.

Cette feuille de route se veut donner la direction d'une politique industrielle pour le stockage.

Les enjeux du stockage tels que décrits par la feuille de route sont les suivants :

1. Enjeu environnemental (favoriser la diminution de la consommation d'électricité ou de l'empreinte CO₂ totale).
2. Intégrer dans la phase de conception du stockage la problématique de sa valorisation économique : ce qui signifie produire des dispositifs de stockage capables de fournir de nombreux services.
3. Accompagner la standardisation de moyens de stockage afin de pouvoir bénéficier des effets d'échelles.
4. Faire émerger un cadre réglementaire propice.

L'horizon visé par la feuille de route est 2050, avec une évaluation supplémentaire des éléments utiles pour atteindre les objectifs 2020 du Grenelle. Il s'agit donc avant tout de construire les technologies qui permettront de répondre aux besoins en 2050. **L'objectif poursuivi par l'ADEME n'est donc pas actuellement le soutien à l'émergence d'une filière industrielle qui pourrait servir les besoins énergétiques des autres pays à court ou moyen terme.**

Les objectifs affirmés dans la feuille de route ne s'inscrivent donc pas complètement dans une stratégie industrielle en faveur du stockage.

L'ADEME se veut promoteur d'une politique industrielle pour soutenir le potentiel français en matière de stockage de l'électricité, mais considère notre situation énergétique pour élaborer sa vision de long terme du stockage, alors que la France a ses spécificités et que le marché se créera d'abord à l'international.

Au cours de nos divers entretiens, nous avons eu l'occasion de recueillir l'avis des acteurs du domaine du stockage sur le dispositif d'Appels à Manifestation d'intérêt de l'ADEME et avons identifié des éléments récurrents.

S'il apparaît que les projets permettent bien de fédérer plusieurs acteurs et d'initier une collaboration propice à l'émergence d'une filière, le montage des dossiers est perçu comme un processus assez lourd pour les entreprises, PME notamment. Les délais de

traitement, de mise en place des projets et de versement des aides sont un handicap pour les petites structures innovantes, qui peuvent se retrouver en difficulté de trésorerie.

Ainsi, les AMI de l'ADEME constituent sans doute un bon moyen de stimuler la recherche sur le stockage ainsi que certains démonstrateurs encore proches du stade du développement technologique, et l'expertise technique de l'ADEME dans le choix de ces projets est essentielle. De plus, à cette étape, il est encore possible d'organiser des collaborations larges, et d'en partager les enseignements.

Mais peut-être pourrait-on considérer qu'il y a par ailleurs un danger à vouloir inscrire dans le cadre des AMI des projets visant un développement industriel à court terme. Comme on l'a dit, l'échelle de temps de ces projets est généralement peu compatible avec le rythme souhaité par une PME cherchant à bâtir rapidement une offre commerciale. En prenant en compte ce décalage des rythmes, l'ADEME pourrait éventuellement réorienter ces entreprises vers d'autres acteurs publics, plus adaptés à leurs projets. Il est également important pour ces entreprises de garder à l'esprit que l'ADEME est une agence qui vise à accompagner le développement du stockage sur le territoire national dans un but de politique énergétique et environnementale : il serait donc malvenu de lui reprocher de ne pas participer au développement d'une offre commerciale rapide pour fournir les marchés étrangers, puisque cela n'appartient pas vraiment à ses domaines d'intervention.

Une autre option pourrait être pour l'ADEME elle-même de différencier son organisation en interne, en adaptant son rythme d'accompagnement selon les profils de candidats.

Recommandation 7 – Valoriser la R&D française

Contribuer au financement du passage de travaux en laboratoires à des expériences terrain (démonstrateurs). Prendre en compte les contraintes industrielles et commerciales qui se posent à certains candidats, en les réorientant si nécessaire vers un meilleur vecteur d'accompagnement.

➤ **Appels d'offre de la CRE –**

La Commission de Régulation de l'Énergie organise, dans le cadre de sa mission, les appels d'offres concernant les nouveaux moyens de production d'énergies renouvelables et a inclus dans certains de ces appels d'offres un volet concernant le stockage d'électricité. En effet, dans les îles, la limite des 30% d'injection instantanée d'origine intermittente conduit la CRE à solliciter un volume de stockage pour les nouveaux moyens de production intermittents qui font l'objet des appels d'offres.

Parmi les différents appels d'offres de la CRE, nous rappellerons les suivants :

- a) 2009 : Appel d'offres portant sur des installations au sol de production d'électricité à partir de l'énergie solaire. Cet appel d'offres comportait un volet Corse + DOM-COM qui imposait un couplage PV + stockage sur des installations de 5 MW_c. Il a été déclaré infructueux (30 projets présentés).
- b) 2010-10 novembre : Appel d'offres portant sur des installations éoliennes terrestres de production d'électricité en Corse et Outre-mer couplées avec des dispositifs de stockage.

- c) 2011-15 septembre: Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kW_c: la sous-famille 5 (Table 12), portant sur des installations de moins de 12 MW_c en Corse et dans les DOM-COM, reprend l'appel d'offre infructueux de 2009 et ses conditions.

Sous-famille	Type d'installation	Nombre de dossiers reçus	Nombre de dossiers complets	Prix moyen pondéré des dossiers complets (€)	Puissance totale des dossiers complets (MWc)	Puissance cible recherchée (MWc)
1	Installations sur bâtiments	80	56	210,1	100,0	50
2	Solaire thermodynamiques < 37,5 MWc	2	1	349,9	9,0	37,5
3	Solaire à concentration < 12 MWc	27	17	258,3	96,3	50
4	Solaire tracker < 12 MWc	100	72	202,9	562,4	100
5	Solaire avec stockage, Corse et DOM < 12 MWc	35	25	440,3	81,5	50
6	Solaire au sol ou ombrière > 4,5 MWc et < 40 MWc	79	67	188,0	774,1	125
7	Solaire au sol ou ombrière < 4,5 MWc	102	78	197,9	267,3	37,5
TOTAL		425	316	210,3	1 890,6	450

Tableau 12. Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kW_c – source : CRE

Si le but premier de ces appels d'offres est de poursuivre la pénétration des énergies renouvelables dans les ZNI, il est apparu dans nos échanges avec les acteurs du domaine qu'ils constituent un bon outil pour déployer du stockage dans des conditions d'usage réelles. En effet, cela permet d'assurer une première base de référence commerciale pour les industriels, voire d'ouvrir la voie à une phase d'industrialisation.

Nombreux sont donc les industriels qui ont voulu voir dans ces appels d'offre un signal positif de l'Etat pour le développement de la filière du stockage et ont considéré qu'il devait s'agir là d'un soutien à leurs activités. Certains y ont donc consacré beaucoup de temps et d'énergie alors que le premier appel d'offres PV + stockage en 2009 a été finalement déclaré infructueux.

Il nous semble donc important de bien rappeler l'objectif poursuivi par ces appels d'offres (appelant un couplage avec du stockage), qui est énergétique, et non industriel : il s'agit avant tout d'accroître la part des énergies renouvelables dans les mix fiens. Cela explique pourquoi la CRE vise des dispositifs quasiment commercialisés et rentables, et ainsi pourquoi nombre d'industriels, encore dans une phase de recherche de modèle d'affaires et de définition d'une offre technico-économique, ne peuvent pas répondre à ces exigences.

Les appels d'offres de la CRE pourront donc participer au développement d'une filière industrielle du stockage en France, mais seulement comme effet induit de la politique énergétique qu'ils servent.

Recommandations générales –

L'analyse des initiatives déjà lancées en faveur du stockage de l'électricité en France, et leur confrontation aux quatre piliers que nous nous sommes donnés, nous permettent de construire plusieurs recommandations générales qui ont vocation à combler les manques identifiés, en se dotant d'outils adéquats, qui s'inscrivent dans cette stratégie industrielle.

a) Renforcer l'étape d'industrialisation :

Les dispositifs existants aujourd'hui sont concentrés sur la phase de recherche, de démonstration mais assez peu sur l'industrialisation. Lors de cette étape, les industriels (qui ne sont pas forcément des grands groupes) font face à des difficultés différentes. La principale difficulté, en dehors de la définition d'un modèle d'affaires, est celle du financement.

La création d'un fonds commun de placement à risque visant les écotecnologies, et qui sera géré par la CDC Entreprises, va donc dans le bon sens. Bien qu'il ne soit pas destiné uniquement aux technologies de stockage, ce fonds pourrait permettre de soutenir l'industrialisation de certaines technologies. Soulignons ici l'intérêt d'une bonne collaboration entre la CDC Entreprises, qui dispose des compétences en matière d'investissement et de capital-risque, et l'ADEME qui possède quant à elle la connaissance sectorielle, afin de soutenir les technologies qui ont été identifiées comme des atouts pour la France.

De manière plus large, les outils de soutien financier aux entreprises tels que OSEO ou la future Banque Publique d'Investissement, qui devrait d'ailleurs regrouper ce dernier avec CDC Entreprises, doivent être sollicités et répondre présents pour la phase d'industrialisation : ce sont de véritables outils de politique industrielle, qui peuvent aider financièrement des entreprises à certaines étapes de leur croissance, et contribuer ainsi à développer l'activité économique nationale. La logique de ces agences est différente des acteurs financiers privés, et elles pourront donc intervenir dans les cas dont se détournent ces derniers, malgré le potentiel identifié.

Recommandation 8 – Soutenir l'industrialisation

Accompagner la phase d'industrialisation ou de montée en puissance des acteurs aux technologies de stockage prometteuses, en les soutenant financièrement dans le cadre d'une politique de développement économique et industriel du pays, qui n'obéit pas à la logique des fonds d'investissement privés.

b) Appel d'offres de stockage :

L'analyse des AMI de l'ADEME et des Appels d'Offres de la CRE met en évidence la pertinence de procéder à des appels d'offres de capacités de stockage dans les Zones Non-Interconnectés, pour permettre aux acteurs français de poursuivre les étapes de développement de leurs technologies, de les tester et de les mettre en œuvre en conditions réelles, et de collaborer ensemble.

L'intérêt du mécanisme de l'Appel d'Offres réside dans la possibilité d'introduire dans le cahier des charges des dispositions permettant d'orienter le soutien vers la création de valeur et l'emploi en France (*a contrario* de mécanismes fondés sur un tarif de rachat).

L'intérêt des ZNI pour ce type de démarche tient à leur contexte énergétique, qui rend le stockage compétitif et n'amèneraient donc pas à attribuer les appels d'offres à un coût excessif.

c) Cohérence globale et animation de la filière :

Comme on l'a dit précédemment, l'ensemble des actions publiques touchant les acteurs du stockage de l'électricité doivent être menées en cohérence avec une vision

stratégique de création d'une filière industrielle. La définition et la mise en place de cette stratégie étant du ressort de l'Etat, il lui faudra donc définir une structure adaptée pour assurer la définition, la cohérence et le suivi de cette vision. Ce bureau sectoriel « stockage » aurait de plus la charge d'animer et de fédérer les acteurs publics et privés concernés autour de cette vision.

d) Une opportunité de coopération européenne :

La démarche doit également se concevoir dans un cadre européen : la réflexion sur le stockage de l'électricité a été initiée par la Commission européenne, à travers son plan stratégique pour les technologies de l'énergie (plan SET), comme par l'association d'industriels EURELECTRIC, et il est important d'inscrire nos propres priorités dans la vision stratégique qui va en émerger.

La répartition des besoins en flexibilité n'étant pas homogène sur la plaque européenne et les compétences technologiques inégalement réparties entre les pays, des coopérations internationales, jouant sur les complémentarités, peuvent être bienvenues et contribuer à structurer des filières européennes du stockage, cohérentes et capables de concurrencer les offres des industriels américains ou nippons par exemple.

La France, forte d'atouts technologiques mais en manque de débouchés domestiques a tout à gagner à de telles coopérations faisant jouer la complémentarité.

En particulier, l'Allemagne serait dans cette optique un partenaire de choix car elle fait face à un besoin de flexibilité grandissant, et constitue donc un marché pour le stockage et, si elle est en train de développer les filières qui pourront y répondre (avec notamment un gros effort sur l'hydrogène), il lui reste toutefois des briques technologiques à combler, sur lesquelles nous pourrions faire valoir notre savoir-faire (le stockage de l'hydrogène, en particulier).

On peut donc se prendre à ambitionner un « Airbus » du stockage, issu de cette collaboration.

Recommandation 9 - L'Airbus du stockage

Lancer à l'occasion des 50 ans du Traité de l'Elysée, le 22 janvier 2013, un programme conjoint franco-allemand sur le stockage de l'électricité.

La pertinence du soutien à une filière industrielle du stockage -

Nous l'avons dit, il appartient au Politique d'engager une telle démarche s'il juge pertinent de valoriser nos atouts, au vu des intérêts en jeu, et malgré les incertitudes.

Pour nourrir ce choix, qui doit donc intervenir en conscience des risques et des opportunités qui pourraient accompagner l'action de l'Etat, une étude déterminant les besoins réels de stockage à court terme (en termes d'applications et de volumes) dans le monde, et clarifiant les enjeux économiques de ce marché prometteur, serait bienvenue : elle permettrait de lever certaines des incertitudes qui perdurent.

Le travail à venir sous l'égide de l'ATEE s'inscrit dans ce sens.

3. Aller plus loin

Nombreux sont les industriels qui considèrent cependant qu'il est impossible de valoriser ses produits à l'exportation sans une base domestique forte, et qui jugent également que la vitrine des ZNI sera insuffisante pour être crédible vis-à-vis de clients internationaux. Ils affirment donc qu'un succès à l'exportation exige une pénétration minimale du stockage en France métropolitaine.

Bien entendu, on peut envisager quelques expérimentations en France continentale, et notamment dans les zones fragiles que sont la Bretagne et PACA : le projet de démonstrateur NiceGrid, quartier solaire intelligent impliquant EDF, ErDF, Alstom et la SAFT dans la région niçoise, s'inscrit dans cette démarche.

Toutefois, les revendications des industriels vont bien au-delà : ils sollicitent des avantages réglementaires, afin de lever le déficit de compétitivité actuel des solutions de stockage face aux alternatives, et d'amorcer un déploiement métropolitain.

1.1. *La question de la réglementation*

Disons-le tout net, **le levier réglementaire n'est en aucun cas un outil de politique industrielle**, car il ne permet pas de différencier l'origine des technologies en jeu, et donc d'orienter le soutien vers l'emploi local ou national.

Dans le cadre que nous nous sommes fixés, il ne saurait donc être un élément de pilotage de la stratégie industrielle à mettre en œuvre.

La réglementation ne saurait être un levier de pilotage de la stratégie industrielle à mettre en œuvre.

Ceci étant, il n'est toutefois pas exclu de se pencher sur les différentes revendications des acteurs économiques :

- ❖ D'abord, pour être en mesure de leur répondre, sur la base d'une étude rationnelle des coûts induits pour le système électrique, fondement des analyses du régulateur ;
- ❖ Ensuite, parce que certaines de leurs propositions peuvent s'avérer de bon sens, sans pour autant les considérer comme partie intégrante du dispositif de soutien industriel, et à condition qu'elles n'ouvrent pas une large brèche à des technologies étrangères plus matures que les nôtres.
- ❖ Enfin, pour anticiper une éventuelle remise en cause du cadre d'étude que nous nous sommes fixés : une politique de déploiement des énergies renouvelables beaucoup plus volontariste pourrait obliger la France métropolitaine à installer du stockage pour les intégrer, et la question de la réglementation et de l'architecture de marché passerait alors au premier plan.

Logiquement, nous allons retrouver dans ces revendications sur le contexte réglementaire et l'architecture de marché, qui s'appuient sur les dispositions adoptées dans d'autres pays, les deux barrières identifiées plus-haut à l'établissement de modèles d'affaires du stockage : la valorisation peu claire ou sous-estimée de certains bénéfices apportés au système électrique, ainsi que la fragmentation de la valeur entre les acteurs de la chaîne.

i. Les tarifs d'accès au réseau pour le stockage

❖ L'exemption du TURPE

Certains songent tout simplement à exempter les actifs de stockage du TURPE, pour ne leur faire payer que la consommation nette d'électricité (qui correspond aux pertes liées au rendement du stockage).

D'un point de vue économique, pareille mesure ne se justifie pas.

Considérons par exemple un actif de stockage qui soutire 400 MW pendant 1h et dont le rendement est de 75%.

Le raisonnement amènerait à le facturer comme un client soutirant 100 MW pendant 1h, alors que les coûts induits ne sont pas les mêmes :

- le réseau doit être dimensionné pour 400 MW, non pas 100 MW.
- les pertes ohmiques varient comme le carré de la puissance de soutirage.

Nous ne recommandons pas cette option.

❖ La double tarification, à l'injection et au soutirage

Les STEP françaises sont considérées comme des producteurs lorsqu'elles injectent sur le réseau 400 kV et doivent à ce titre acquitter le timbre d'injection de 0,19 €/MWh.

Lorsqu'elles soutirent sur le réseau pour remplir leur bassin amont, elles sont alors considérées comme un consommateur et doivent acquitter le tarif de soutirage, ce qui représente une charge et grève leur rentabilité (fig. 93).

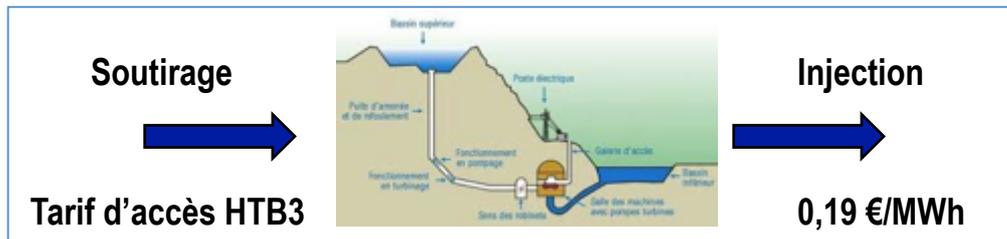


Figure 93. Tarification réseau d'une STEP en France

Au total, les opérateurs de STEP indiquent que les taxes représentent 30% de leurs coûts, et s'indignent de cette situation, alors que le pompage intervient en heures creuses.

Ils rappellent notamment que nos voisins allemands considèrent leurs STEP comme des auxiliaires de réseau et les exonèrent à ce titre du tarif d'accès au réseau au soutirage (mais pas du timbre d'injection).

Pour analyser cette situation, quelques rappels s'imposent pour la France :

- Le TURPE couvre les dépenses d'acheminement de l'électricité, ce qui comprend les coûts de construction, d'exploitation, de gestion et d'entretien du réseau.
Cas STEP : la mise en œuvre d'une STEP implique des coûts pour chacune de ces composantes.
- Le TURPE en injection pour le transport (HTB3) a historiquement été choisi bas et indifférencié (aujourd'hui, 0,19€/MWh). Les raisons avancées par la CRE sont :
 - La nécessité de se mettre à niveau avec nos partenaires européens pour favoriser les échanges d'énergie ;

- La volonté de ne pas augmenter la facture du consommateur d'énergie européen, car le coût d'accès au réseau est inclus dans le prix de l'énergie que le producteur injecte.

Le montant actuel du coût d'injection est surtout censé **couvrir les charges de la gestion des transferts transfrontaliers**⁹⁷.

Cas STEP : on ne peut supposer que les STEP permettent d'éviter des échanges transfrontaliers. Au contraire, même, compte tenu de leur rôle de régulation en pointe et du décalage des pics entre la France et ses voisins, les STEP contribuent significativement aux échanges transfrontaliers.

Sur la base de ces rappels, on ne peut pas *a priori* exiger un traitement particulier des STEP, puisqu'elles semblent solliciter le réseau comme toute autre installation de consommation ou de production.

Il faut donc aller au-delà des définitions du TURPE pour étudier si les STEP apportent des bénéfices spécifiques au système, qui justifieraient un traitement particulier au niveau tarifaire.

1^{ère} idée : les STEP, en écrêtant la pointe, évitent des investissements réseau.

Réponse : pas vraiment

S'il est vrai qu'en fournissant à la pointe, les STEP diminuent la quantité à produire par d'autres centrales et donc réduisent potentiellement le flux sur les lignes s'y rattachant, elles ne peuvent pas réduire les flux sur le réseau aval : ceux-ci correspondront toujours au flux nécessaire pour fournir la courbe de consommation. Hors, elles sont connectées en THT, et n'évitent donc pas d'investissements sur les réseaux HT et BT. Ainsi donc, si l'on prend également en compte les investissements réseaux propres nécessaires à leur raccordement au réseau, elles ne permettent que peu d'économies sur ce point.

En tout état de cause, elles n'évitent certainement aucun investissement en aval (HT, BT).

2^{ème} idée : le deuxième poste de dépenses des gestionnaires de réseau sont les pertes : les STEP permettent d'économiser des pertes ?

Réponse : pour la même raison que précédemment, leur positionnement sur le réseau, pas vraiment.

En effet, les pertes sont proportionnelles à la charge sur le réseau, et on a vu qu'il n'est pas clair que les STEP puissent diminuer celle-ci.

Ainsi donc, elles n'économisent pas de pertes, d'autant plus qu'elles sont positionnées loin des centres de consommation, compte tenu des contraintes géographiques sur leur implantation.

Bilan :

Pour les gestionnaires de réseau, il n'y a pas de raison de favoriser les STEP en termes d'accès au réseau, puisqu'elles n'influencent aucunement à la baisse les coûts d'acheminement de l'électricité. **Toute faveur constituerait en réalité une subvention cachée.**

Quels autres bénéfices les gestionnaires de réseau pourraient-ils donc voir à l'existence des STEP ?

⁹⁷ Mécanisme de compensation entre gestionnaires des réseaux de transport.

- *Sécurité du réseau* : cette assurance n'est pas spécifique aux STEP, et est rémunérée via le Mécanisme d'Ajustement et bientôt par le mécanisme de capacité (Encadré 9 p. 119).
- *Services système* : la fourniture de ces services n'est pas spécifique aux STEP, et est rémunérée spécifiquement (malgré des critiques sur ce mécanisme, voir B.4.2 et plus bas).
- *Black-start* : en cas de black-out, les STEP contribuent à rallumer le système. Ceci n'est pas spécifique aux STEP mais concernent toutes les stations hydroélectriques⁹⁸.

3^{ème} idée : les STEP, outil d'optimisation du parc de production

- Les STEP permettent de capturer l'excédent de production fatale : elles stockent une électricité qui aurait été perdue sinon ;
- Les STEP flexibilisent la production de base et viennent soutenir les pointes de production : elle stocke l'excédent de production nucléaire la nuit et le restitue en soutien des pointes quotidiennes.

De ce point de vue, la STEP est en concurrence directe avec les interconnexions.

4^{ème} idée : les STEP, consommateurs raisonnables

L'article L.341-4 du Code de l'environnement pose le principe suivant :

« *La structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus forte* ».

Si l'on considère les STEP comme consommateurs lorsqu'elles pompent, tout en leur appliquant un tarif d'accès au réseau non-différencié temporellement, alors on va à l'encontre de la lettre ce principe, qui amènerait plutôt à récompenser les STEP, qui soutirent de nuit, lorsque les tensions sur le système sont moindres.

Conclusion –

Il n'y a pas lieu d'exempter les STEP du tarif d'accès au réseau.

Une piste de réflexion à étudier est l'horosaisonnalisation du tarif d'accès au réseau pour les actifs raccordés en HTB³⁹⁹, qui pourrait éventuellement valoriser l'optimisation que le rythme de fonctionnement des STEP apporte vis-à-vis de la production du parc.

ii. Revaloriser les services système

Nous avons vu qu'en France, la réserve secondaire relève d'une prescription technique obligatoire, dont la rémunération est régulée – portée par le TURPE – et ne valorise pas, selon les producteurs, le service rendu à son juste niveau.

Ils réclament donc la mise en place d'un *mécanisme de marché* pour la fourniture de réserve secondaire – à l'instar de ce que font la plupart de nos voisins¹⁰⁰ –, qui

⁹⁸ Pour rallumer le système, les stations hydroélectriques ne nécessitent que peu d'énergie pour démarrer (ouverture des vannes) et peuvent réinjecter une bonne puissance sur le réseau, alors qu'une centrale thermique à vapeur aurait quant à elle besoin de 10% de sa puissance nominale pour démarrer.

⁹⁹ La consultation publique lancée par la CRE en mars 2012 [66] propose l'horosaisonnalisation du TURPE pour les installations raccordées en HTB1 et HTB2, le TURPE sur le réseau de distribution étant déjà différencié temporellement.

¹⁰⁰ Annexe 7.

permettrait d'exhiber la vraie valeur de ce service, indispensable à la stabilité du système électrique.

On voit bien l'intérêt qu'aurait la mise en place d'un tel marché pour le système électrique en général, et le stockage en particulier.

A terme, les producteurs peu performants pour fournir de la réserve seraient ainsi libérés de l'inhibition liée à la réserve secondaire et pourraient choisir de produire à pleine capacité (avec les améliorations de performance que cela implique en termes de rendement et d'usure) ; tandis que certains stockeurs pourraient se positionner, et faire valoir la réactivité de leurs outils, sur le marché de la réserve de fréquence.

Si des arrangements existent déjà en interne pour les acteurs disposant d'un portefeuille de production, ou de gré à gré entre acteurs, un tel mécanisme centralisé (type appels d'offres à J-1) permettrait d'optimiser l'allocation de la réserve.

Cependant, cette piste est à explorer avec précaution dans le contexte spécifique de la France : la présence d'acteurs dominants dont le pouvoir de marché est très important peut amener à des défaillances d'un tel mécanisme de marché, et *in fine* à une possible *sous-provision* de réserve secondaire...

Surtout, elle pourrait mener à une augmentation du prix des services système, et *in fine* du prix de l'électricité, à service perçu pourtant inchangé pour les usagers.

iii. Lisser la production intermittente

Le raccordement des énergies renouvelables au système électrique génère des coûts de renforcement du réseau en raison des flux induits, et importe sur le système une instabilité (en fréquence ou en tension) liée à l'intermittence de la production. Cela se décline en coûts d'investissement pour les gestionnaires de réseaux, que le stockage peut éviter en gérant les flux indésirables (en volume et en qualité).

De fait, l'association (géographique) production + stockage ou consommation + stockage permet des arbitrages temporels internes, qui régulent les flux :

- en les réduisant, voire en les déplaçant à des périodes moins coûteuses en termes de coûts d'infrastructures ou de pertes en ligne ;
- en les lissant.

Une idée consisterait donc, pour en arriver là, à imposer plus de contraintes aux productions renouvelables, en termes de garantie d'approvisionnement et de qualité de l'électricité¹⁰¹. Elle conduirait cependant à une hausse du prix de l'électricité « verte » :

- une électricité garantie et de meilleure qualité serait vendue plus chère,
- techniquement, elle devrait transiter par un outil de stockage, renchérissant son coût (hausse de l'investissement initial, pertes opérationnelles dues au rendement).

Par ailleurs, il faudrait se garder des effets d'aubaine permis par un tel dispositif si les tarifs de rachat de la production renouvelable étaient maintenus en parallèle. Une intelligence devrait être incorporée au système pour assurer la « traçabilité » des électrons « verts » : il s'agirait en effet de certifier que l'électricité en provenance de l'outil de stockage, prétendant au tarif de rachat, est bien originaire de la source renouvelable et n'a donc pas été stockée en provenance d'une centrale thermique...

¹⁰¹ Les éoliennes irlandaises (> 5MW installés) et danoises ont déjà l'obligation de contribuer au maintien de la fréquence.

iv. Favoriser l'autoconsommation

Les dispositifs de stockage peuvent en théorie être couplés avec les panneaux solaires pour éviter certaines injections sur les réseaux et permettre une plus grande autoconsommation de l'énergie produite, mais la réglementation française actuelle ne semble pas adaptée pour encourager ce couplage.

Prenons comme exemple théorique la problématique du stockage diffus associé à une production fatale intermittente et à une consommation régulière. Un consommateur résidentiel pourrait choisir de stocker sa production photovoltaïque pour l'autoconsommer au meilleur moment : il réduirait sa consommation en heure pleine (tarif : 131,2 €/MWh) plutôt que de vendre sa production au prix de marché (prix spot à 14h : 40 €/MWh) et de générer des surtensions en milieu de journée. Or une telle opération d'arbitrage, pourtant créatrice de valeur à tous les échelons du système électrique pour un gain supérieur à 90 €/MWh, est rendue artificiellement non rentable par l'existence de tarifs d'achat des énergies renouvelables qui sont plus élevés que le tarif de vente au détail de l'électricité (TURPE et taxes inclus) et non différenciés temporellement.

Etudions cependant plus en détail un exemple, pour comprendre l'intérêt que peut avoir l'autoconsommation, pour l'utilisateur comme pour le gestionnaire de réseau.

Cas 0 : situation actuelle

Aujourd'hui, un panneau photovoltaïque domestique est raccordé au réseau en amont du compteur domestique, de sorte que tout se passe comme si sa production était intégralement réinjectée sur le réseau, l'intégralité de la consommation étant ensuite rachetée à un prix $p = p^* + TURPE$, avec p^* le prix d'achat de l'électricité hors TURPE.

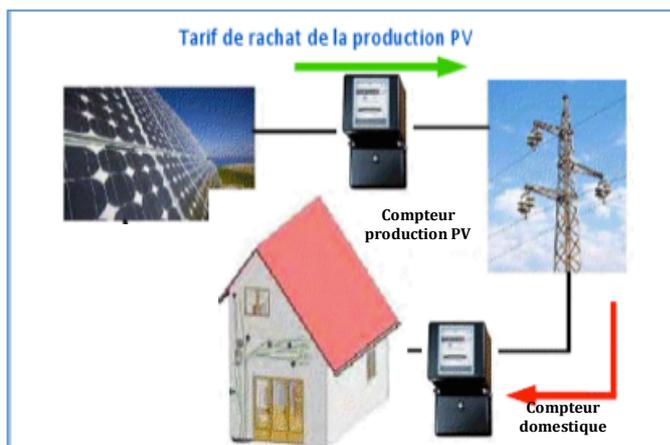


Figure 94.

Cas 0 - Situation actuelle :
raccordement du PV en amont du compteur domestique

En réalité, une partie de la production photovoltaïque est autoconsommée : cette fraction donne donc lieu à des flux qui ne transitent pas par le réseau de distribution, et qui ne devraient donc pas être l'objet du TURPE (pas de coûts induits pour le réseau), mais le raccordement en amont du panneau photovoltaïque rend difficile la détermination de cette fraction avec les compteurs de base actuels.

Précisons enfin que les dispositifs domestiques actuels comportent un troisième compteur, derrière le panneau photovoltaïque, qui vérifie qu'aucun appareil auxiliaire n'est frauduleusement connecté derrière le panneau (ce qui permettrait de soutirer sur le réseau sans que cette consommation puisse être mesurée par le compteur d'injection,

unidirectionnel pour les technologies aujourd'hui déployées). ErDF s'assure que ce compteur reste à zéro.

Cas 1 : raccordement du panneau photovoltaïque en aval du compteur domestique

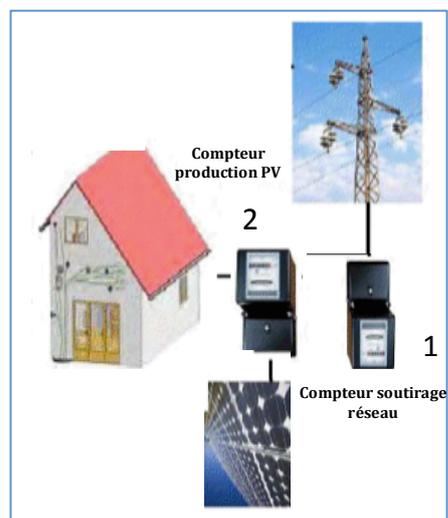


Figure 95. Cas 1 –
Raccordement du PV en aval du
compteur domestique

Dans cette situation, le compteur 2 permet de connaître la production photovoltaïque. Le compteur 1 permet de connaître la production effectivement soutirée au réseau et donc d'économiser le TURPE sur la production photovoltaïque autoconsommée, ce qui traduit bien la diminution des injections et donc des coûts réseaux induits lorsqu'un foyer autoconsomme. Ce schéma de raccordement amène donc naturellement à une sorte de prime à l'autoconsommation consistant en l'économie du TURPE sur la part autoconsommée.

Cependant, dans ce schéma, un problème subsiste car en l'état, si l'intégralité de la production photovoltaïque (2) fait l'objet du tarif de rachat, alors l'électricité produite devient la propriété d'EDF. Il faut donc que le consommateur achète à nouveau l'électricité qu'il autoconsomme, à un certain prix.

Pour pouvoir prendre en compte ce nécessaire transfert monétaire, nous suggérons l'utilisation d'un troisième compteur.

Cas 2 : un troisième compteur

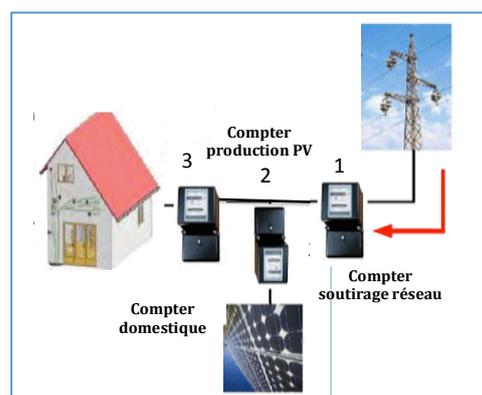


Figure 96. Cas 2 –
Introduction d'un troisième
compteur « différentiel »

Ce troisième compteur qui mesure l'électricité effectivement consommée par le domicile permet d'avoir accès à toutes les quantités souhaitées :

- L'autoconsommation, qui n'est autre que la consommation (3) moins le soutirage (1);
- L'injection photovoltaïque sur le réseau, qui n'est autre que la production photovoltaïque (2) moins l'autoconsommation.

Comment donc traiter la production solaire, par rapport au cas 0 où elle bénéficie intégralement du tarif de rachat ?

- ❖ Si on ne fait bénéficier d'un tarif de rachat avantageux que la production effectivement réinjectée sur le réseau, un tarif de rachat supérieur à celui de l'électricité soutirée sera dissuasif au niveau économique, poussant à autoconsommer le moins possible et à injecter toute la production sur le réseau au tarif de rachat. C'est le cas aujourd'hui en France, où l'option d'injecter uniquement la production en surplus (de ce qui peut être autoconsommé) n'est jamais choisie en pratique.

Il faudrait sinon placer le tarif de rachat à un niveau proche du prix moyen de l'électricité, ce qui semble une idée plus qu'audacieuse, celui-ci étant aujourd'hui autour de 131,2 €/MWh contre 300 €/kWh pour le tarif de rachat du solaire résidentiel actuel !

Ou alors, il faut imiter le modèle allemand en instaurant une prime à l'autoconsommation qui, additionnée à l'économie de soutirage électrique, est plus intéressante que le tarif de rachat. Mais ceci représenterait une charge très lourde en France venant renchérir le coût des énergies renouvelables par la CSPE (à moins de baisser le niveau global des tarifs de rachat), car la prime requise en France serait supérieure (l'économie de soutirage en France est moindre qu'en Allemagne du fait d'un électron sensiblement moins cher dans l'Hexagone).

- ❖ Si on fait bénéficier l'ensemble de la production solaire d'un tarif de rachat, alors le consommateur doit racheter l'électricité qu'il autoconsomme à EDF : à quel prix ? Si l'on souhaite inciter à l'autoconsommation, il serait bon que l'électricité rachetée à EDF, mais effectivement autoconsommée, soit moins chère que l'électricité fournie par le réseau. Cela pourrait passer par un tarif spécifique : en particulier, une option pourrait reposer sur une exonération du TURPE pour ces quantités qui ne transitent effectivement pas sur le réseau, et qui n'engendrent donc pas de coûts induits sur le réseau. Cette piste, reflétant les flux physiques, permettrait de mettre en œuvre rationnellement le cas 1.

Pareilles économies constituent, dans ce modèle, une incitation à autoconsommer et permettent de réduire les coûts pour le système électrique dans son ensemble, grâce aux flux inversés et intermittents évités.

On observe donc dans ce cas un bénéfice à l'autoconsommation à la fois pour le propriétaire du panneau et pour l'opérateur de réseau de distribution.

Cet effet peut être amplifié si un moyen de stockage est installé en couplage avec les panneaux solaires. Ce moyen de stockage peut permettre, si la puissance produite est importante, de stocker de l'électricité solaire aux heures où la consommation domestique est plus faible que cette production (typiquement en milieu de journée) pour l'utiliser plus tard, à la place d'électricité habituellement soutirée en heure de pointe.

Dans le dernier cas dont nous avons discuté, où l'ensemble de la production solaire est rachetée par EDF, mais à un tarif spécifique pour l'électricité effectivement autoconsommée, l'utilisation du stockage pourra amener à une économie intéressante si le tarif spécifique en question suit une variation horaire semblable au tarif heures pleines / heures creuses : en autoconsommant une électricité stockée en heures creuses, on dépense moins qu'en autoconsommant directement à la pointe.

Néanmoins, il faut garder à l'esprit que le stockage ayant un rendement qui n'est pas parfait, une partie de l'électricité stockée est perdue par rapport à l'injection. La marge économique doit donc être suffisante pour couvrir ces pertes.

Cet exemple théorique montre qu'au-delà du simple changement de raccordement de la production diffuse qui permettrait d'économiser une partie du TURPE au niveau du consommateur, la façon dont les tarifs de rachat sont construits peut ouvrir ou fermer la voie à une plus grande autoconsommation, et ainsi potentiellement créer un marché pour le stockage.

v. Créer un statut spécifique pour le stockage

Aujourd'hui, un outil de stockage est un objet hybride : producteur lorsqu'il injecte sur le réseau, consommateur lorsqu'il soutire.

Certains voudraient donc lui créer un statut dédié, qui permettrait de le penser en propre et de le traiter spécifiquement, notamment pour appliquer les revendications décrites ici.

Derrière cette question, le débat sur la possession d'un moyen de stockage, et la possibilité de le considérer comme un actif régulé, conséquences de la fragmentation de la valeur, affleure.

De fait, le stockage doit pouvoir capter des revenus sur les maillons régulés de la chaîne (infrastructure de transport, fourniture de services système) et dérégulés (arbitrage de prix, mécanisme d'ajustement) : certains opérateurs de réseau, en charge de la stabilité du système¹⁰², arguent qu'en tant que unique acteur disposant de la vision systémique, au niveau global ou local, ils sont les mieux placés pour exploiter des dispositifs de stockage.

Pour autant, cela contrevient à la règle européenne de l'*unbundling* qui proscrit à un opérateur de réseau l'achat et la vente d'électricité (hors mécanisme d'ajustement) pour éviter les distorsions de marché.

Il paraît d'autant moins opportun de transiger avec l'*unbundling* que le maintien du stockage dans la classe des actifs dérégulés offre le meilleur gage pour permettre à un outil d'agréger les sources de revenus pour optimiser sa rentabilité.

Cela suppose cependant d'être en mesure de capter les revenus régulés, et donc de permettre aux gestionnaires de réseaux de tirer parti des outils de stockage, en les activant aux besoins, via des contrats spécifiques et transparents.

Au global, y a-t-il vraiment besoin d'un statut spécifique du stockage ?

On peut penser qu'on peut atteindre les mêmes résultats sans créer une classe d'actifs dédiée, ce qui présente par ailleurs l'avantage d'éviter la délicate question du périmètre de celle-ci : qu'est-ce qu'un outil de stockage ? Y inclut-on les véhicules électriques raccordés au réseau ? Les stockages de chaleur ?...

Cette analyse, nous l'avons dit, permet d'anticiper une évolution du cadre d'étude, valable à court terme, que nous nous sommes fixé.

De tels aménagements réglementaires pourraient notamment s'avérer nécessaires sur le long-terme, si le stockage s'imposait *alors* comme un enjeu *énergétique*.

¹⁰² A commencer par Terna, qui a été suivi par le gouvernement italien (voir C.1.4)

3.2. Perspectives: intégration des énergies renouvelables intermittentes à long terme

La pénétration croissante des énergies renouvelables intermittentes introduit un besoin de flexibilité certain. Aujourd'hui en France, nous utilisons les réserves de flexibilité disponibles historiquement et pallions les nouveaux besoins à partir de solutions conventionnelles.

Si l'on se projette à plus long terme, en imaginant une part de l'électricité consommée produite à partir d'énergies renouvelables intermittentes à 50%, on constate rapidement que de nouvelles solutions devront être développées.

❖ Besoin de puissance assurée

Considérons une consommation annuelle moyenne de 500 TWh (ordre de grandeur de la consommation en Allemagne ou en France¹⁰³). Cela représente donc en moyenne une puissance nécessaire de 57 GW.

En considérant une pointe à environ 1,6 fois la puissance moyenne (valeur française actuelle), on obtient un besoin de capacité installée requise de 91 GW.

Si l'on pouvait disposer d'un outil de production à puissance constante, de 57 GW, il faudrait donc se doter d'un moyen de flexibilité capable de fournir 34 GW (=91-57).

Les écarts de consommation saisonnière imposeraient par ailleurs que ce moyen puisse fournir cette flexibilité sur un très grand nombre d'heures consécutives (voire plusieurs jours, si par exemple le système électrique doit traverser une vague de froid).

Dans les cas où l'on produit la moitié de cette énergie à l'aide de moyens de production renouvelable intermittents, du type de ceux connus aujourd'hui (solaire photovoltaïque ou éolien), on doit disposer d'une puissance renouvelable intermittente installée de 142,5 GW car le facteur de charge moyen de ces sources d'énergie n'est que de 20% (on néglige les pertes en ligne).

En imaginant que l'on dispose d'un parc renouvelable intermittent de 142,5 GW installés, il est alors intéressant de considérer les fluctuations de la puissance réelle disponible à chaque instant. La courbe ci-dessous présente la répartition horaire du facteur de charge du parc éolien français sur l'année 2011 (fig. 97).

¹⁰³ Cela revient à prendre comme hypothèse que les efforts de maîtrise de la demande en énergie (efficacité et sobriété énergétiques) permettraient de stabiliser la consommation annuelle.

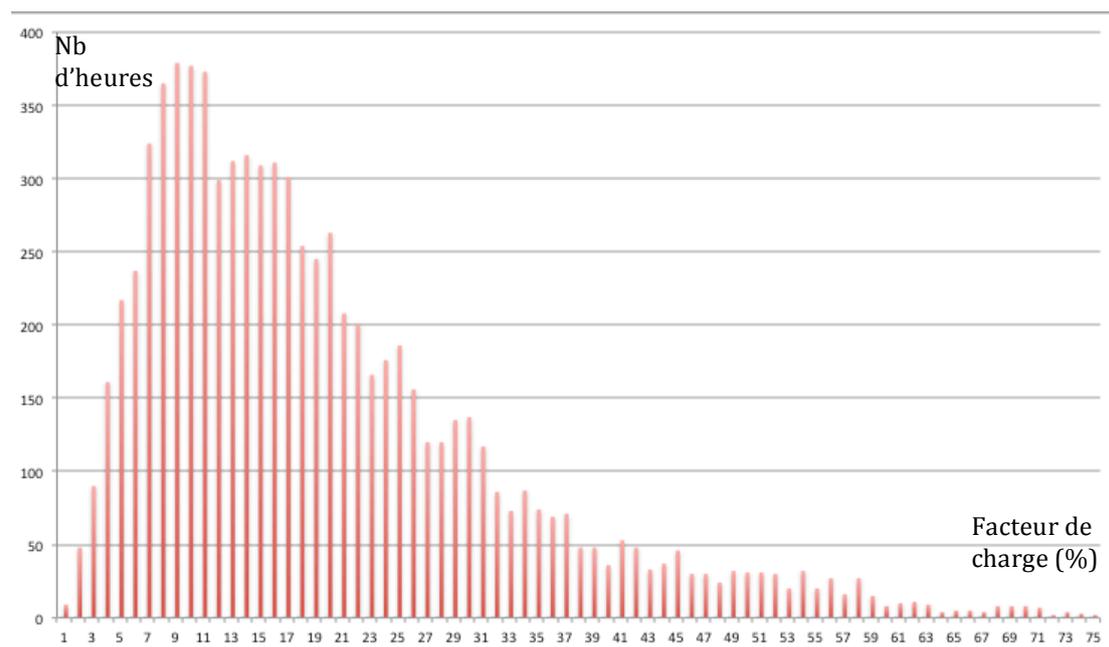


Figure 97. Répartition du facteur de charge annuel du parc éolien français sur 2011 - source : données RTE

On observe que le facteur de charge varie entre quelques pourcents et plus de 60%. En admettant que le comportement global du parc renouvelable soit similaire (hypothèse simplificatrice car le photovoltaïque dispose d'un facteur de charge plus faible que l'éolien, mais on peut imaginer un certain foisonnement entre éolien et photovoltaïque), il faudrait donc faire face à des situations où la puissance fournie par les sources intermittentes n'est que de quelques GW, et d'autres où elle fournit plus de 85 GW. Comme la production fatale n'a aucune corrélation avec la demande, ce chiffre représente une importante puissance à écouler (fig. 98).

Consommation annuelle	500TWh	Production ENR annuelle	250TWh
Puissance appelée	moyenne 57GW	Facteur de charge ENR moyen	20%
Pointe de consommation (*1,6)	91GW	Puissance ENR installée	142GW
Minimum de consommation (0,5)	30GW	Puissance ENR min (5%)	7GW
		Puissance ENR max (60%)	85GW

Tableau 13. Modélisation du cas étudié

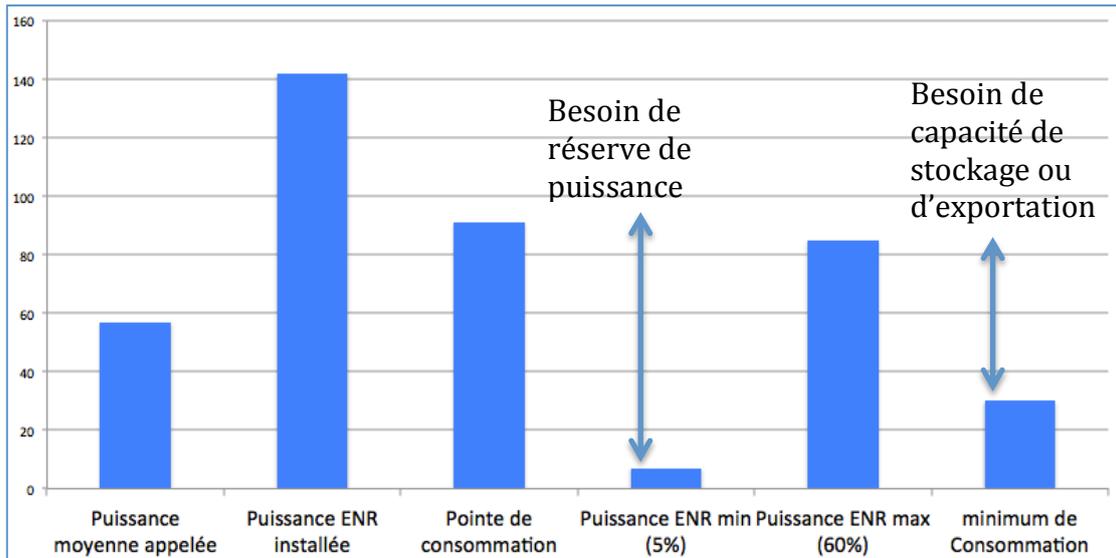


Figure 98. Comparaison des puissances typiques dans le scénario étudié

On comprend bien tout le problème qui se poserait dans une telle situation. Aucune technologie de stockage aujourd'hui n'offre une capacité de stockage de l'ordre de grandeur recherché. Une STEP fournit de l'ordre de 1-2 GW, mais le nombre de sites encore disponibles pour de nouvelles constructions ne serait pas suffisant.

Des millions de batteries de véhicules électriques (puissance de la batterie de l'ordre de la dizaine de kW) pourraient servir de réserve de puissance d'urgence, mais est-ce bien réaliste si l'on se rappelle que le premier usage de ces batteries est la mobilité, et compte tenu des limitations actuelles du concept V2G (Encadré 5 p. 70) ?

❖ Fluctuations à l'échelle de plusieurs jours

Il n'est pas rare d'observer des périodes de plusieurs jours sans vent, à l'échelle nationale ou même de l'Ouest européen. Si l'on considère une période d'une semaine sans vent, cela représenterait en moyenne 5 TWh¹⁰⁴ d'énergie manquante pendant une semaine.

Sachant que le parc de STEP installée en France est de 5 GW, pour des durées de stockage de l'ordre de 10h, soit 50 GWh de stockage, on voit qu'il y a deux ordres de grandeur d'écart et qu'il faudrait donc disposer soit de moyens de production alternatifs, soit de très grandes capacités de stockage que seule une technologie basée sur l'hydrogène pourrait fournir. On comprend ainsi les efforts massifs de l'Allemagne dans ce domaine.

❖ Quelles pistes envisager sur le long-terme ?

- Utilisation des interconnexions.

On entend souvent parler du développement de la plaque européenne et des interconnexions comme une solution aux défis posés par la pénétration croissante des énergies renouvelables.

Pourtant, si chaque pays atteint des niveaux élevés de pénétration des énergies renouvelables intermittentes, il ne sera plus possible de trouver la flexibilité nécessaire dans un pays voisin car tous auront les mêmes problèmes : on a vu (fig. 13) que le foisonnement en l'Europe reste limité.

¹⁰⁴ 7*250/365,25, où 250 TWh est la production renouvelable annuelle.

En effet, rappelons que les interconnexions ne sont qu'un moyen de transfert de flexibilité et non de nouvelles sources de flexibilité en tant que telles. Une fois la plaque européenne complètement intégrée et la part des énergies renouvelables intermittentes importante partout, de nouveaux vecteurs de flexibilité devront être identifiés.

La situation ibérique préfigure cette configuration.

Le Portugal et l'Espagne se caractérisent en effet par une forte pénétration des énergies renouvelables. Or, le Portugal, en bout du réseau européen, ne pourrait compter que sur son voisin espagnol pour compenser par des interconnexions l'intermittence de sa production domestique. L'Espagne étant confrontée au même défi, EDP, l'opérateur portugais, doit se tourner vers d'autres solutions, et prévoit en particulier des constructions de STEP¹⁰⁵.

- Le stockage, solution d'avenir ?

En l'état actuel des technologies, la seule technologie de stockage qui permettrait de répondre aux besoins identifiés ci-dessus serait l'utilisation de l'hydrogène comme vecteur de stockage.

Cela nécessiterait évidemment l'installation d'importantes capacités de production d'hydrogène et d'une importante capacité de production d'électricité à partir d'hydrogène (turbines ou piles à combustible). En effet, c'est la seule technologie pour laquelle le stockage dans ces proportions semble techniquement possible, en raison de l'utilisation potentielle des réseaux gaziers existants.

On en est cependant encore loin : outre les performances encore médiocres de la technologie, une telle évolution demanderait de bouleverser le rapport des usagers à l'hydrogène, qui se heurte encore fortement à des problématiques d'acceptation sociale, et aux contraintes réglementaires qui en résultent.

¹⁰⁵ Pour dépasser ces limites liées à une maille régionale trop homogène, certains envisagent des autoroutes de grand transport de l'électricité, appelées SuperGrid qui pourraient connecter tout le continent, voire même relier l'Europe à la rive Sud de la Méditerranée (Annexe 8).

Conclusion

La France métropolitaine n'a pas besoin de stockage à court terme.

L'analyse fonctionnelle que nous nous sommes attachés à mener tout au long de cette étude nous a conduits à ne pas nous arrêter au caractère séduisant de la solution, pour plutôt en analyser la pertinence en revenant à cette question fondamentale, qui ne peut pas et ne doit pas être oubliée en matière d'approches énergétiques : *à quel besoin répond-on ?*

Cette démarche nous a permis de mettre en évidence que **le stockage n'est pas une solution miracle** mais qu'il doit au contraire être examiné dans une logique **d'optimisation du portefeuille des solutions de flexibilité**, au même titre que ses alternatives conventionnelles.

C'est une telle logique, compte tenu de leurs besoins spécifiques, qui amène des pays comme les Etats-Unis, le Japon, l'Allemagne, l'Italie ou certains émergents à s'intéresser de près au stockage de l'électricité, et non pas un enthousiasme aveugle et naïf.

L'examen de leur contexte propre nous a permis de dégager une **typologie des situations électriques pour lesquelles le stockage a sa place** au sein du portefeuille des solutions de flexibilité. La France, hormis pour ses Zones Non-Interconnectées, en est à court terme exclue, forte d'un réseau intérieur robuste, d'interconnexions performantes, et d'une pénétration modeste des énergies renouvelables intermittentes.

On pourrait s'en tenir là. Cependant, le marché mondial du stockage est en croissance et que **notre pays dispose d'atouts industriels et technologiques pour s'y positionner**.

Face à des concurrents internationaux qui bénéficient souvent d'un marché domestique et du soutien de leurs gouvernements, nous proposons une stratégie industrielle pour *se donner une chance* de saisir cette opportunité : elle capitalise sur nos DOM-COM, en tant que terrain d'expérimentation idéal et vitrine commerciale de nos savoir-faire.

Correctement posée, la problématique du stockage de l'électricité en France devient donc un sujet de politique industrielle, qui dépasse les querelles sur l'opportunité de stocker davantage.

Certes, il peut paraître paradoxal d'évacuer l'enjeu énergétique pour ensuite défendre le stockage en tant que seul enjeu industriel : la combinaison des deux approches pourrait donner plus de force à l'argumentaire... Las !

Un agenda *hybride* serait contre-productif, en empêchant de se doter d'outils ciblés et cohérents, d'autant que l'Etat-régulateur est plus présent dans le monde de l'électricité que l'Etat-soutien à l'industrie : intégrer l'enjeu énergétique pourrait raviver des réflexes néfastes à une stratégie industrielle efficace, comme l'illustre l'exemple du photovoltaïque.

Il s'agit par conséquent de **hiérarchiser les priorités** en fonction des besoins, des enjeux et des horizons, et de bien se concentrer, s'il est décidé de s'engager dans cette voie, sur un agenda *unique*, assorti d'objectifs *industriels* clairs, qui permettent de se doter des outils adéquats.

Par-delà cette bataille de l'export, le succès d'une telle démarche permettrait à la France de préserver et conforter des compétences qui pourraient s'avérer indispensables sur le long-terme, si le stockage devenait alors un enjeu énergétique majeur pour notre pays.

Mais il s'agit là d'un bénéfice *induit*, qui ne doit en aucun cas participer au pilotage de la stratégie.

Annexes

1. Le phénomène d'empoisonnement du combustible nucléaire

Le phénomène d'empoisonnement du combustible nucléaire a pour responsables le Xénon 135 (Xe^{135}) et le Samarium 149 (Sm^{149}), produits de la fission de l'Uranium 235 (U^{235}), qui jouent le rôle d'absorbeurs de neutrons et peuvent donc contribuer à ralentir, voire stopper, la réaction en chaîne de fission, et donc le réacteur nucléaire.

Leur section efficace de capture neutronique dans le domaine thermique, qui correspond au régime d'utilisation des réacteurs à eau pressurisée d'EDF, est en effet très supérieure à celle de l'Uranium 235 :

$$\sigma_{U^{235}} = 600 \text{ barns, contre } \sigma_{Xe^{135}} = 2,7 \cdot 10^6 \text{ barns et } \sigma_{Sm^{149}} = 40\,000 \text{ barns}$$

A l'équilibre, la dégradation des atomes de Xe^{135} et de Sm^{149} par décroissance radioactive ou capture neutronique compense leur production, de sorte que la criticité du cœur demeure inchangée.

En revanche, en cas de baisse prononcée de la puissance du réacteur, leur dégradation est moindre : ils s'accumulent alors, entravant la remontée en puissance du réacteur.

En particulier, le « pic xénon » peut atteindre un niveau très important (fig. 99) : alors, le cœur est dans un état très sous-critique pendant lequel il lui est impossible de rediverger, et la puissance produite n'est pas modulable à la hausse.

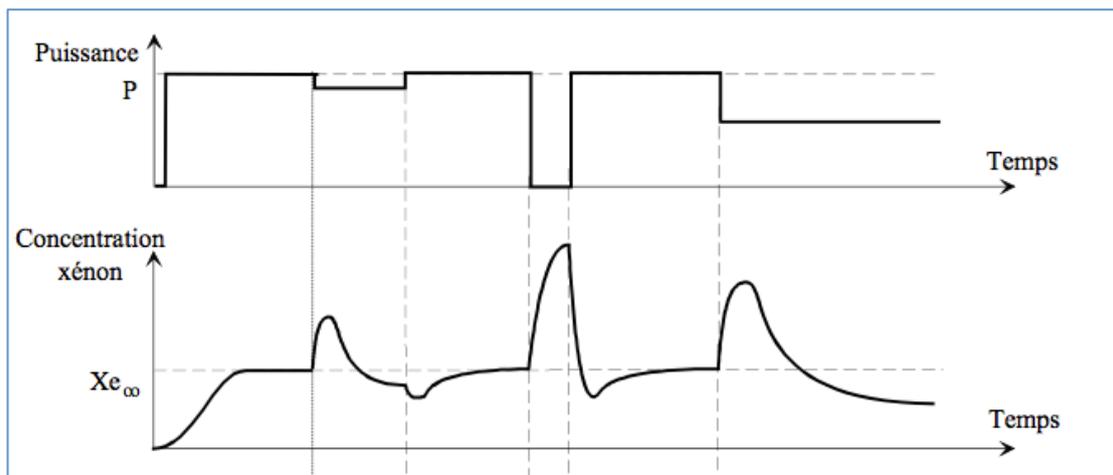


Figure 99. Illustration du phénomène de "pic xénon"

Xe_{∞} désigne la concentration d'équilibre du Xénon 135 dans le cœur.

2. Hypothèses pour le calcul des coûts complets du stockage

Prix de l'énergie primaire :

- ❖ Electricité : € 42 / MWh
- ❖ Gaz naturel : \$10/Mbtu

Prix du CO₂ : €10/t

Change : \$1 = €1,3

Technologie	Rendement	Durée vie (ans)	Appel (h/an)	Appel total (h)	CAPEX (ME/MW)	O&M (€/kW-an)	CAPEX (€/MWh)	O&M (€/MWh)	Gaz naturel MBtu/MWh	OPEX Gaz (€/MWh)	OPEX Elec (€/MWh)	OPEX- (€/MWh)	CO2 (t/MWh)	Take CO2 (€/MWh)	Sous-total
CCGT	57%	30	1500	45000	0,5	27	11	18,0	6,0	46,1	0	64	0,356	3,56	79
STEP	75%	50	1500	75000	1	13	13	8,7		0	56	65		0	78
CAES	45%	30	1500	45000	0,5	11	11	7,3	4,0	30,7	34	72	0,120	1,2	84
Redox	70%	15	1500	22500	2	25	89	16,7		0	60	77		0	166
NaS	80%	15	1500	22500	2,5	20	111	13,3		0	53	66		0	177
Pb-acide	80%	10	1500	15000	2	15	133,3	10,0		0	53	63		0	196
Li-ion	90%	10	1500	15000	2	25	133,3	16,7		0	47	63		0	197
Hydrogène	35%	15	1500	22500	3	13	133,3	8,7		0	120	129		0	262

Technologie	Raccordement	Pouscrite (kW)	E souctree (kWh/an)	Souctrage (E/an)	CSouctrage (E/MWh)	Conjection (E/MWh)	TURPE (E/MWh)	OPEX énergie (E/MWh)	OPEX autre (E/MWh)	Coût complet (E/MWh)
CCGT	HTB3	200000	0	0	0,00	0,19	0,2	46,1	21,8	79
STEP	HTB3	1000000	2000000000	5840021,09	3,89	0,19	4,1	56,0	12,8	82
CAES	HTB3	500000	6000000000	2920013,1	3,89	0,19	4,1	64,3	12,6	88
Redox	HTB1	10000	2142857,4	142568,105	9,50	0	9,5	60,0	26,2	175
NaS	HTB1	10000	18750000	142561,393	9,50	0	9,5	52,5	22,8	186
Pb-acide	HTB1	10000	18750000	142561,393	9,50	0	9,5	52,5	19,5	205
Li-ion	HTB1	10000	16666666,7	142556,024	9,50	0	9,5	46,7	26,2	206
Hydrogène	HTB1	10000	42857142,9	142616,702	9,51	0	9,5	120,0	18,2	272

Données : [39], [56]

3. Renewable Portfolio Standards adoptés par les Etats américains

Etat	Cible (% d'électricité vendue d'origine renouvelable)	Dispositions particulières
Arizona	15% en 2025	
Californie	33% en 2020	
Colorado	Production privée : 20% en 2020 Production publique : 10% en 2020	Production privée : 0,4% d'origine solaire en 2020
Connecticut	27% en 2020	
Washington D.C.	20% en 2020	0,4% d'origine solaire en 2022
Delaware	20% en 2019	2,005% d'origine solaire en 2019
Hawaii	20% en 2020	
Iowa	105 MW en 2025	
Illinois	25% en 2025	18,75% d'origine éolienne en 2013
Massachussets	+1% annuel	Et +0,5% (+0,25% après 2014) par an pour cogénération, volants d'inertie, gazification carbone, turbine à vapeur efficace
Maryland	20% en 2022	2% d'origine solaire en 2022
Maine	40% en 2017	10% d'une source nouvelle (par rapport à 2000)
Michigan	10% en 2015	
Minnesota	Xcel Energy : 30% en 2020 Autres producteurs : 25% en 2025	Xcel Energy : 25% d'origine éolienne
Missouri	15% en 2021	0,3% d'origine solaire en 2021
Montana	15% en 2015	
Dakota du Nord	10% en 2015	
New Hampshire	23,8% en 2025	16,3% de sources nouvelles en 2025 0,3% d'origine solaire en 2025
New Jersey	22,5% en 2021	2,12% d'origine solaire en 2021
Nouveau Mexique	Production privée : 20% en 2020 Coopératives rurales : 10% en 2020	Production privée en 2020 : 4% éolien, 4% solaire ; 2% biomasse et géothermie
Nevada	20% en 2015	1% d'origine solaire en 2015
Ohio	25% en 2025	1% d'origine solaire en 2025
Oregon	Producteurs >3% de la production de l'état : 25% en 2025	Petits producteurs : 5 à 10% en 2025
Pennsylvanie	18% en 2021	0,5% d'origine solaire en 2021
Rhode Island	16% en 2020	
Dakota du Sud	10% en 2015	
Texas	5880 MW en 2015	Au moins 500 MW d'origine non-éolienne
Utah	20% en 2025	
Virginie	Volume équivalent à 12% des ventes de 2007 d'ici 2022	
Vermont	20% en 2017	
Washington	15% en 2020	
Wisconsin	10% à fin 2015	

Table 14. Renewables Portfolio Standards des Etats américains engagés dans cette démarche -
source: US Environment Protection Agency

4. Déploiement des batteries NAS dans le monde (existant ou projet)

Pays	Localisation	Opérateur	Puissance installée (MW)	Application	Statut
Canada	Golden and Field, British Columbia	British Columbia Hydro	2	Lissage de charge - alimentation de secours	Projet
Allemagne	Berlin	Younicos	1	Intégration EnR (îles)	Installé en 2009
	Emden	Enercon	0,8	Intégration Eoliennes (6MW)	Installé en 2009
France	Saint-André, La Réunion	EDF SEI	1	Intégration Eoliennes (simulation)	Installé en 2009
Ecosse	Gremista, Lerwick, Shetland Islands	Scottish and Southern Energy	1	Intégration Eoliennes (6,9 MW)	Installé
Japon	Tokyo et alentours	TEPCO	200	Stockage diffus	Installé depuis 1995
	Odaka	Chubu Electric Power Company	1	R&D	Installé en 2000
	Rokkasho Wind Farm, Aomori	Japan Wind Development Co., Ltd.	34	Intégration Eoliennes (34 MW)	Installé en 2008
	Wakkanai City, Hokkaido	Hokkaido Electric Power Company	1,5	Intégration PV (5MW)	Installé en 2008
	Noshiro (centrale thermique)	TEPCO	80	Lissage de charge (consécutif à l'accident de Fukushima)	Prévu en 2012
	Divers		60	Stockage diffus	Installés
Emirats Arabes Unis	Abu Dhabi	Abu Dhabi Water & Electricity Authority	8	Lissage de charge	Installé en 2009
	Abu Dhabi	Abu Dhabi Water & Electricity Authority	40	Lissage de charge	Livré en 2008
USA	North Charleston, Virginie	AEP	1	Lissage de charge (sous-station)	Installé en 2006
	Milton, Virginie	AEP	2	Report d'investissement	Installé
	Bluffton, Ohio	AEP	2	Lissage de charge - alimentation de secours	Installé
	Churubusco, Indiana	AEP	2	Sécurité d'approvisionnement	Installé
	Luverne, Minnesota	Xcel Energy	1	Intégration Eoliennes (simulation puis 11 MW)	Installé en 2008
	Long Island, New York	Metropolitan Transportation Authority Long Island Bus	1	Lissage de charge	Installé en 2006
	Presidio, Texas	Electric Transmission Texas, LLC	4	Lissage de tension - alimentation de secours	Installé en 2010
	A décider	PG&E	4	Lissage de charge - sécurité et qualité d'approvisionnement	Livré en 2008
	A décider	PG&E	2	Intégration PV	Livré en 2008
	Californie		6		Projet
TOTAL (MW)			455,3		
TOTAL Installé (MW)			327,3		

Table 15 . Batteries NAS dans le monde à début 2012 - source : Dupont Energy Consulting GmbH

5. Production électrique requise pour un accès universel en 2030

	On-Grid	Mini-grid	Isolated off-grid	Total
Africa	196	187	80	463
Sub-Saharan Africa	195	187	80	462
Developing Asia	173	206	88	468
China	1	1	0	2
India	85	112	48	245
Other Asia	87	94	40	221
Latin America	6	3	1	10
Developing countries*	379	399	171	949
World**	380	400	172	952

* Includes Middle-East countries
** Includes OECD and transition economies

Table 16. Besoins de génération pour assurer un accès universel à l'électricité, 2030 - source : World Energy Outlook 2010, AIE

6. Economie du stockage dans les îles

La problématique du stockage dans les Zones Non-Interconnectées n'est pas propre aux DOM-COM français et se retrouve dans la plupart des îles du monde qui disposent d'un fort potentiel renouvelable.

Aussi, l'IRENA (*International Renewable Energy Agency*) a mis au point un modèle, HOMER¹⁰⁶, permettant d'étudier l'impact économique du stockage sur la production électrique d'un système îlien typique. Ses résultats sont instructifs.

Les hypothèses :

- ❖ Demande d'électricité moyenne : 500 kW pour le résidentiel, 500 kW pour l'industrie et le tertiaire ;
- ❖ Pointe électrique : 2,7 MW ;
- ❖ L'équilibre offre-demande est respecté à tout instant (pas de délestages).

Situation initiale :

La demande est intégralement couverte par un générateur diesel (3,5 MW installés).

- ❖ Coût d'investissement : \$250/kW ;
- ❖ Opérations (fuel) : \$1/L ;
- ❖ Taux d'intérêt : 6%.

En conséquence, le coût initial de l'électricité *produite* est : 53,9¢/kWh produit.

Scénarios :

On étudie l'impact de la pénétration de l'énergie solaire et du déploiement de stockage de l'électricité.

- ❖ Panneaux photovoltaïques : \$5000/kW ;
- ❖ Batteries acide-plomb, capacité individuelle 7,6 kWh : coût unitaire de \$2000.

Résultats (*levelised elec. cost* = coût du kWh produit) :

Scenario	Generator (kW)	PV (kW)	Storage (kW)	First cost (\$1000)	Diesel use (mill. liters/yr)	Levelised elec. cost (¢/kWh)	Re-newables fraction
Gen Only	3,500	0	0	875	4.0	53.9	0
Gen+Strg	3,500	0	1,000	2,875	3.0	42.6	0
Gen+PV	3,500	500	0	3,375	3.9	55.0	0.10
Gen+PV+Strg	3,500	2,000	2,000	14,875	2.0	42.4	0.28
PV+Strg	0	7,000	12,000	59,000	0.0	68.4	1.00

Table 17 . Résultats de la simulation HOMER en fonction des scénarios - source : IRENA

Plusieurs enseignements peuvent être tirés de ces résultats.

On constate d'abord qu'un mix génération thermique + photovoltaïque (Gen+PV) est inefficace, car la production solaire dégrade le point de fonctionnement du générateur diesel.

A l'inverse, une production intégralement solaire soutenue par du stockage n'est pas plus efficace, car cette situation demande de surdimensionner le parc solaire et le système de stockage. De fait, il est important de rappeler ici qu'un système de stockage ne produit pas d'électricité – c'est au contraire un consommateur net : en l'absence de

¹⁰⁶ www.homerenergy.com

toute autre ressource, il faut donc une capacité de stockage très importante pour accumuler des réserves en prévision d'épisodes de faible ensoleillement.

Ces deux observations interrogent la situation actuelle des DOM-COM français, et nuancent l'objectif de l'autonomie énergétique intégrale basée sur le renouvelable.

En revanche, les meilleurs résultats sont obtenus lorsque le fonctionnement du générateur diesel s'effectue en régime optimal :

- couplé à un système de stockage, le générateur diesel ne subit pas de fluctuations autour de son régime nominal ;
- couplé à un système PV+stockage, le générateur est soit en fonctionnement nominal, soit à l'arrêt: il s'agit là de la meilleure situation en termes d'efficacité et de consommation de fuel.

7. Mécanismes de constitution des réserves primaire et secondaire

	France	Espagne	Italie	Roumanie	Pays-Bas	Norvège	Finlande	Suède	Autriche	Belgique	Hongrie	République Tchèque	Royaume-Uni	Allemagne	Suisse	Danemark (Est)
Réglage primaire de fréquence	Participation obligatoire et prix régulé	Participation obligatoire et non rémunérée	Participation obligatoire (contrats annuels avec les unités > 50 MW) et prix régulé	Appels d'offre tri-annuels	Appels d'offre hebdo ou J-1 ou UJ	Actuellement : Participation obligatoire et non rémunérée A partir de 2010 : Appels d'offres hebdo	Appels d'offre annuels	Appels d'offre annuels	Appels d'offre annuels (90 %) Appels d'offre hebdo ou J-1 ou UJ (10 %)	Appels d'offre mensuels (obligation de répondre)	Appels d'offre mensuels	Appels d'offre mensuels	Appels d'offre mensuels			
Réglage secondaire de fréquence	Participation obligatoire et prix régulé	Appels d'offre hebdo ou J-1 ou UJ	Appels d'offre hebdo ou J-1 ou UJ	Participation obligatoire et prix régulé	Appels d'offre annuels (capacité) Appels d'offre hebdo ou J-1 ou UJ (activation)	Pas de réglage secondaire	Pas de réglage secondaire	Pas de réglage secondaire	Actuellement : Contrats bilatéraux A partir de 2010 : Appels d'offres hebdo	Appels d'offre annuels (capacité) Appels d'offre hebdo ou J-1 ou UJ (activation)	Appels d'offre annuels Appels d'offre hebdo ou J-1 ou UJ	Appels d'offre annuels (90 %) Appels d'offre hebdo ou J-1 ou UJ (10 %)	Pas de réglage secondaire	Appels d'offre mensuels	Appels d'offre mensuels	Pas de réglage secondaire
Légende : Pay as bid (Appels d'offre) Prix régulé Non rémunéré																

Figure 100. Mécanismes de constitution des réserves primaire et secondaire en Europe - source : UFE

8. Projets Super Grid

Face aux limitations des interconnexions entre deux pays voisins, l'Union européenne envisage de passer d'une vision bilatérale des interconnexions, à une approche continentale du réseau électrique : ce sont les projets de **Super Grid**, du nom de ces autoroutes de grand transport de l'électricité qui parcourraient l'Europe pour compenser les déséquilibres locaux, en reliant en particulier les grandes productions du Nord de l'Europe (éoliennes offshore en mer du Nord, hydraulique norvégien), aux centres de consommation du Sud.

Ils s'appuient en particulier sur l'initiative des pays du Nord de l'Europe en faveur d'un réseau éolien offshore intégré (*the North Seas Countries' Offshore Grid Initiative* – NSCOGI – dont la déclaration d'intention a été signée fin 2009 par l'Allemagne, la Belgique, le Danemark, la France, l'Irlande, le Luxembourg, les Pays-Bas, le Royaume-Uni, et la Suède)¹⁰⁷ qui permettrait d'acheminer la production des champs éoliens offshore vers le continent. Les réservoirs hydrauliques norvégiens pourraient en particulier, grâce à ce réseau, stocker l'excédent de production éolienne.

Il est estimé qu'un tel réseau accueillant 80 GW d'éoliennes offshore en 2030 nécessite un budget de 75 Md€ à 90 Md€, hors renforcement des systèmes électriques terrestres.

Ce gigantesque projet Super Grid, d'un montant global de près de 1000 milliards d'euros, inclurait également l'importation de productions renouvelables depuis la rive Sud de la Méditerranée, à travers des câbles sous-marins, en s'articulant avec :

➤ *Le projet MEDGRID –*

Le Plan Solaire Méditerranéen (PSM) prévoit le déploiement d'ici 2020 de 20 GW d'énergies renouvelables au Sud et à l'Est de la Méditerranée, dont 5 GW destinés à l'exportation vers l'Union européenne.

Dans ce cadre, EDF a poussé le lancement de l'initiative MEDGRID qui vise à étudier la faisabilité technico-économique et industrielle des interconnexions requises.

16 autres partenaires européennes (dont l'Agence Française du Développement, Alstom, Areva, CDC Infrastructure, REE, RTE, Siemens, Suez-Inéo, Terna) et 4 associés des pays du Sud l'ont rejointe.

Le montant requis par le PSM est estimé à 45 Md€, dont 6 Md€ pour les seuls réseaux.



Figure 101.

Schéma de principe pour les lignes transméditerranéennes

- source : CRE

¹⁰⁷ Le réseau offshore intégré a été proposé par la Commission européenne dans la *Second Strategic Energy Review* de novembre 2008. L'initiative a été identifiée comme une des six actions prioritaires en matière d'infrastructures énergétiques de l'Union européenne

➤ *Le projet DESERTEC*

Ce projet concurrent de Medgrid, initié par les allemands Siemens et Deutsche Bank, a pour but de constituer un réseau électrique interconnecté en Afrique du Nord et au Proche-Orient, relié par câble sous-marin à l'Espagne, à la Sicile et à la Grèce.

L'électricité, produite par une trentaine de centrales solaires à concentration déployées dans les déserts du Nord de l'Afrique, pourrait ainsi couvrir 15% de la consommation européenne en 2025, et la demande des pays du Maghreb et du Machrek.

Le coût du projet est estimé à 400 Md€ sur 40 ans, dont 45 Md€ pour construire 20 lignes à courant continu haute tension (HVDC) de 5 GW chacune.

L'aboutissement de l'idée d'un Super Grid est cependant encore lointaine tant les difficultés, au-delà des colossaux besoins en financement, sont nombreuses.

Techniquement, il s'agira de réussir à faire cohabiter le réseau en courant continu haute tension (HVDC) du Super Grid avec les réseaux nationaux en courant alternatif, ce qui nécessitera en particulier, en nombre, de coûteux convertisseurs.

En termes d'organisation, il faudra réunir les conditions d'une coopération régionale¹⁰⁸ :

- pour délivrer les autorisations d'implantation de l'infrastructure sur les différents territoires ;
- pour un partage des coûts d'investissement ;
- pour une exploitation harmonisée du réseau Super Grid ;
- pour une régulation harmonisée sur le réseau Super Grid.

En particulier, se posera la question de la définition de la structure et du mécanisme pour une forme de TURPE à l'échelle européenne, avec cette spécificité, à traiter du point de vue douanier, que des flux Nord-Sud importants et récurrents pourront transiter par certains pays « intercalés » sans y être jamais consommés.

¹⁰⁸ L'ACER (*Association for the Cooperation of Energy Regulators*), Association européenne des régulateurs, lancée en 2011 et basée à Ljubljana en Slovénie, aura sur ces sujets un rôle de premier plan à jouer.

Remerciements

- Nous tenons à exprimer ici nos plus vifs remerciements à nos encadrants :

M. Thierry WEIL, Ingénieur général des Mines,

Délégué général de La Fabrique de l'industrie et Professeur à Mines ParisTech, Centre d'économie industrielle (CERNA), Equipe de recherche sur le Management de l'innovation et de la technologie (ERMIT),

a été notre pilote durant cette année.

Son recul et ses orientations nous ont été indispensables.

M. Jérôme ADNOT,

Professeur à Mines MarisTech, Centre Energétique et Procédés (CEP),

nous a très précieusement éclairés de ses conseils techniques et de sa connaissance du monde de l'énergie.

- Ces travaux ont donné lieu à une présentation devant le Collège des Commissaires de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), présidé par **M. Philippe DE LADOUCETTE**.

Nous tenons à remercier le Collège de la CRE pour son accueil et ses remarques, qui nous ont permis d'affiner notre analyse.

Nos remerciements particuliers vont aussi à Cécile GEORGE et Antoine DEREUDDRE qui nous ont accompagnés tout au long du projet.

- L'Association Technique Environnement Energie (ATEE) nous a fait l'honneur de nous convier à son colloque du 20 octobre 2011 : « Stockages d'énergie, quelles perspectives ? ». Cette rencontre a parfaitement lancé nos travaux : nous remercions vivement **M. Patrick CANAL**, de l'ATEE, pour sa précieuse invitation.

- Nos rencontres et nos échanges avec des personnalités qualifiées du monde de l'énergie nous ont permis de bâtir notre réflexion.

Nous tenons à leur adresser nos sincères remerciements, pour nous avoir accordé de leur temps, et avoir ainsi contribué à l'aboutissement de notre mémoire.

Liste des contributeurs

Administration et organismes publics

Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC – Ministère de l'Ecologie, du Développement durable, de l'Energie, des Transports et de la Mer)

Jean-Luc DELPEUCH, Conseiller du Directeur général

Pierre FONTAINE, Sous-Directeur Energies Renouvelables et Systèmes Electriques

Richard LAVERGNE, Chargé de mission auprès du Directeur général

Florian LEWIS, Adjoint au Chef du bureau Réseaux de Transport et de Distribution

Clémentine MARCOVICI, Chef du bureau Production électrique

François PERFEZOU, Adjoint au Chef du bureau de la Production électrique

Axel STRANG, Chargé de Mission « Filières Vertes »

Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME)

Daniel CLEMENT, Directeur de la Recherche

David MARCHAL, Chef de Service Adjoint Réseaux et Energies Renouvelables

Commission de Régulation de l'Energie

Antoine DEREUDDRE, Direction de l'accès aux réseaux électriques

Cécile GEORGE, Directrice de l'accès aux réseaux électriques

Blaise RAPIOR, Chef du département Surveillance des Marchés de gros

Edouard ROBLOT, Département Dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs

Clément SERRE, Département Dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs

Direction Générale de la Compétitivité, de l'Industrie et des Services (DGCIS – Ministère de l'Economie et des Finances, Ministère du Redressement productif)

Bruno LEBoulLENGER, Chef du bureau des technologies de l'énergie

Commissariat Général à l'Investissement (CGI – Premier Ministre)

Ivan FAUCHEUX, Directeur du programme « Energie – Economie circulaire »

Caisse des Dépôts et Consignations (CDC)

Anne-Sophie CARRESE, Directrice d'investissements, CDC Entreprises

Gilles SCHANG, Directeur d'investissements, CDC Entreprises

Conseil d'Analyse Stratégique (CAS – Premier Ministre)

Jean SYROTA, ancien Président de la Commission Energie et de la CRE

Conseil général de l'Economie, de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies (CGEIET – Ministère de l'Economie et des Finances)

Gilles BELLEC

Fabrice DAMBRINE, haut fonctionnaire au développement durable

Philippe HIRTZMAN, Président de la section « Sécurité et Risques », Président du Conseil d'Administration de l'INERIS

Marie-Solange TISSIER, chef du service du CGEIET

Claude TRINK

Centre national de la recherche scientifique (CNRS)

Thierry GAUDIN, Président de Prospective 2100
Jean-Marie TARASCON, Professeur, Laboratoire de réactivité et de chimie des solides (LRCS), CNRS / Université de Picardie Jules Verne, Amiens

Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies alternatives (CEA)

Laurent ANTONI, Chef du laboratoire pour l'intégration des générateurs électrochimiques, Département Electricité et Hydrogène pour le transport, CEA-LITEN
Françoise CHARBIT, Manager stratégie et programmes, CEA-LITEN
Marion PERRIN, Chef du laboratoire « Stockage d'électricité » à l'INES
Thierry PRIEM, Responsable programme Hydrogène et Pile à Combustible

Institut français du pétrole et des énergies nouvelles (IFP- énergies nouvelles)

Olivier APPERT, Président
Jean-Fabrice BERTRAND, Direction de la Stratégie
Patrick-Paul DUVAL, Direction de la Stratégie

Mines ParisTech

Jérôme ADNOT, Professeur au CEP
Pierre-Noël GIRAUD, Professeur d'économie
Brice LAURENT, Doctorant au centre de sociologie de l'innovation
Benoît LEGAIT, ancien Directeur
Thierry WEIL, Professeur associé au CERNA

Consulat général de France à San Francisco (Ministère des Affaires étrangères)

Pauline CAUMON, Adjointe pour la science et la technologie
Thomas DESCHAMPS, Attaché pour la science et la technologie
Sébastien ROUIF, Analyste véhicules électriques

Instances élues

Conseil de Paris

François VAUGLIN, Conseiller de Paris (XI^{ème} arrondissement), Vice-Président de la Commission Urbanisme et Logement du Conseil de Paris, rapporteur à l'Autorité environnementale du Conseil général de l'environnement et du développement durable

Organismes internationaux

Agence International de l'Énergie (AIE)

Claude MANDIL, ancien Directeur exécutif
Expert auprès de divers gouvernements et organismes internationaux,
Président du Conseil d'Administration des amis du CGEMP (Paris-Dauphine),
Vice-Président de la Commission Énergie 2050

Commission européenne – Direction générale de l'Énergie

Jean-Marie BEMTGEN, Project Officer, Energy Technologies - Research Coordination
Christophe SCHRAMM, Policy Officer,
Marché intérieur, réseaux & initiatives régionales

Electric Power Research Institute – Palo Alto, Californie

Dan RASTLER, Program Manager,
Power Delivery & Utilization – Energy Storage & Distributed Generation

European Association for Storage of Energy (EASE)

Bernard DELPECH, Président / Deputy Executive Vice-President, EDF R&D

Entreprises de production, transport, distribution ou services en énergie

Aerowatt

Denis LEFEBVRE, Directeur technique

Air Liquide

François FUENTES, Directeur technique R&D
Marianne JULIEN, Directrice Programme Horizon Hydrogène Energie, Présidente de
l'Association Française de l'Hydrogène et des Piles à Combustible (AFHYPAC)
Eric PRADES, Directeur Hydrogène Energie

Electricité de France (EDF)

Yves BAMBERGER, Conseiller scientifique du Président Directeur général
Gauthier DELILLE, Ingénieur-Chercheur en Systèmes Electriques, Département
Economie, Fonctionnement et Etudes des Systèmes Energétiques, EDF R&D
Stéphane DUPRE LA TOUR, Directeur de la centrale nucléaire de Cattenom
Grégory FAYET, Chef du projet Economie et Régulation du Stockage, EDF R&D
Frédéric JOUVE, Directeur Industrie et Technologies, Direction des Energies
Renouvelables Groupe
Stéphane LASCAUD, Chef de projet senior, Groupe batteries et gestion d'énergie,
EDF R&D
Bernard MAHIOU, Directeur Finances et Développement, EDF SEI
Michel MATHEU, Responsable du Pôle « Economie, régulation, affaires
institutionnelles », Direction des Energies Renouvelables Groupe
Thomas PERROTIN, Evaluation des coûts, Division Ingénierie Nucléaire
Laurent TORCHEUX, Chef de groupe, Batteries et gestion d'énergie, EDF R&D

Electricité réseau distribution de France (ErDF)

Jérémy BOUBERT, Département Tarif, Direction Finances
Pierre MALLET, Directeur Innovation et Stratégie technique

E.On

Gunther SCHNEIDER, Directeur stratégie, développement du marché, E.On France

GDF-Suez

Bruno BENSASSON, Comité Exécutif, responsable Stratégie-Développement durable
Emmanuel PUCHALA, Chef de Programme Stockage d'Energie,
Direction Recherche & Innovation, CRIGEN
Jean-Paul REICH, Directeur Scientifique, Direction Recherche & Innovation

Pacific Gas & Electricity (PG&E – Californie)

François-Xavier RONGERE, R&D and Innovation Manager, Gas Operations

Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Sébastien HENRY, Directeur Dép. Expertise Système, Direction R&D et Innovation
Olivier HERZ, Directeur Dép. Régulation Tarif Trajectoires Financières Filiales
Clotilde LEVILLAIN, Directrice du Dispatching national
Cyril MOUNIER, Dispatcheur, Système Electrique Rhône Alpes Auvergne

Total

Yann LAOT, Manager Stockage d'énergie & Smart Grid, Scientific & Technological Intelligence, Total Gas & Power

Voltalis

Pierre BIVAS, Président Directeur général

Equipementiers et fabricants de solutions de stockage

Alstom

Benjamin BAILLY, Manager Stratégie et Développement
Pierre POTIER, Directeur commercial France, Alstom Power
Olivier TELLER, Directeur de Produit STEP, Alstom Power

Areva

Alain BUCAILLE, Conseiller du Président, Futur de l'Energie et Stratégie
Gilbert CAZENOBE, Société générale pour les techniques nouvelles
Nathalie COLLIGNON, Direction Recherche et Innovation
Jérôme GOSSET, Président Directeur général d'Helion
Mehdi MOUSSAVI, Direction Recherche et Innovation

EOLFI

Frédéric GUYARD, Directeur technique
Bogdan POPESCU, stagiaire du Corps des Mines

McPhy

Pascal MAUBERGER, Président du directoire

SAFT

Patrick DE METZ, Directeur des Affaires environnementales et gouvernementales
Michael LIPPERT, Manager Marketing, Biz. development, BU Stockage d'énergie

Schneider Electric

Claude RICAUD, senior vice-president Power innovation

Constructeurs automobiles

Bolloré

Didier MARGINEDES, Directeur général de BATSCAP

Renault

Olivier BEAUDE, doctorant du Laboratoire des Signaux et Systèmes, Université Paris XI – Supélec
Grégoire CASOETTO, Pilote synthèse métiers batteries

Bureaux d'études et investisseurs privés

Cleantech Horizon Consulting

Michael SALOMON, Président Directeur général

Demeter Partners

Grégoire ALADJIDI, Directeur d'investissement, Branche capital-risque

Associations françaises

Association Entreprises pour l'Environnement

Claire TUTENUIT, Déléguée générale

Association Nationale de la Recherche et de la Technologie (ANRT)

Denis RANDET, Délégué général

Laurent ZIBELL, Directeur de FutuRIS

Association Technique Energie Environnement (ATEE)

Patrick CANAL, Délégué général des Clubs Cogénération et Stockage d'Energies

Union Française de l'Electricité (UFE)

Jean-Jacques NIEUVIAERT, Conseiller Economie et Marché

The Shift Project (Jean-Marc Jancovici)

Léo BENICHOU, Chargé de Mission

Ressources documentaires

Articles, rapports, présentations

Politique énergétique

1. *Histoire de l'énergie nucléaire de 1895 à nos jours*, Alain Malleuvre, 2007
2. *Les filières industrielles stratégiques de l'économie verte*, CGDD, Mars 2010
3. *Rapport Energies 2050*, Jacques Percebois et Claude Mandil, Février 2012
4. *Energy Technology Perspectives 2010, Scenarios & Strategies to 2050*, AIE, 2010
5. *Electricité 2030 : Quels choix pour la France*, UFE, 2011
6. *Principales décisions que le Parlement et le Gouvernement devront prendre dès l'été 2012 pour que la France puisse atteindre les objectifs de sa politique énergétique*, Rapport au Premier Ministre, Roland Blum, 2012
7. <http://www.challenges.fr/economie/20120111.CHA9001/qui-equipera-les-cotes-francaises-d-eoliennes.html>
8. *Sustainable Energy Without Air*, David JC McKay, FRS, 2009

Système électrique

9. *Rapport Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique*, Serge Poignant et Bernard Sido, Avril 2010
10. Loi 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité
<http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000750321>
11. Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité,
<http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000023174854&dateTexte=&categorieLien=id>
12. *Rapport sur la mise en place du mécanisme d'obligation de capacité prévu par la loi NOME*, RTE, Octobre 2011
13. *Marché de capacité : éclairage sur 7 paramètres clés du futur mécanisme français*, E-Cube Consultant Strategy, Mai 2011
14. <http://www.boursier.com/actions/actualites/news/poweo-la-centrale-electrique-de-pont-sur-sambre-menacee-de-faillite-474710.html?sitemap>
15. *Bilan électrique 2011*, RTE
16. *Bilan prévisionnel de l'équilibre Offre-Demande d'électricité en France*, Edition 2012, RTE
17. *Schéma décennal de développement du réseau*, Version projet du 15/11/2011, RTE
18. <http://www.la-fabrique.fr/Publication/paying-too-much-for-energy-the-true-costs-of-our-energy-choices>
19. *Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques*, Sénat, Conférence de presse du 18 juillet 2012
20. *Optimisation Amont-Aval*, Cours de Mines ParisTech, Thomas Perrotin, EDF, Septembre 2011
21. *La Vague de froid de février 2012*, RTE
22. *Retour sur un coup de froid*, Enerpresse n°10540 du 26 mars 2012
23. *Paying too much for energy ? The true costs of our energy choices*, La Fabrique de l'Industrie
<http://www.la-fabrique.fr/Publication/paying-too-much-for-energy-the-true-costs-of-our-energy-choices>

Réseaux électriques

24. *Rapport annuel sur la qualité de l'électricité, Résultats 2010*, RTE
- 24b. *The Spanish Electricity System (Summary)*, 2011, REE
25. *Rapport d'information de M. Jean Proriol, député, sur la sécurité et le financement des réseaux de distribution d'électricité*, Assemblée Nationale, Avril 2011
26. *Microgrids*, Kim Massey et Peter McNutt, NREL, Avril 2011
27. *Supergrids*, Cour de Mines ParisTech, Optionnaires Machines, Septembre 2011
28. *Smart Grids: from innovation to deployment*, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social committee and the committee of the regions, Avril 2011
29. *Le projet Linky*, Audition de Pierre Mallet, ErDF, Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Technologiques – « Energies alternatives : gestion de l'intermittence et maturité des technologies », Novembre 2011
30. *Decentralized Storage : Impact on future distribution grids*, Eurelectric, Janvier 2012
31. *Smart Grids development towards 2020 and beyond*, Pierre Mallet, ErDF, InnoGrid2020+, Février 2012
32. *Gestion et utilisation des interconnexions électriques – Rapport 2008*, CRE, Juillet 2009
33. *Evolution du mix : les réseaux en première ligne – Décryptages n°28*, CRE, Janvier-Février 2012

Généralités sur le stockage de l'électricité

34. *Le stockage de l'énergie*, sous la coordination de Pierre Odru, Dunod, 2010
35. *Les systèmes de stockage d'énergie – Feuille de route stratégique*, ADEME, Avril 2011
36. *L'hydrogène énergie et les piles à combustible – Feuille de route stratégique*, ADEME, Avril 2011
37. *Rapport sur l'industrie des énergies décarbonées en 2010 – Edition 2011*, Ministère de l'Ecologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie
38. *Soutenir la compétitivité de la filière française des systèmes électriques intelligents et du stockage de l'énergie*, Rapport final du groupe de travail « Systèmes électriques intelligents et stockage de l'énergie » (SEISE) du Comité stratégique des éco-industries (COSEI), Juillet 2011
39. *Electric Energy Storage Technology Options_ A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits*, sous la direction de Dan Rastler, Electric Power Research Institute, Décembre 2010
40. *Energy storage for the electricity grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide. A Study for the DOE Energy Storage Systems Program*. Sous la direction de Jim Eyer et Garth Corey, Sandia, Février 2010
41. *Contribution du Stockage à la Gestion Avancée des Systèmes Électriques : Approches Organisationnelles et Technico-économiques dans les Réseaux de Distribution*, thèse de doctorat de Gauthier Delille à l'Ecole Centrale de Lille, sous la direction de Bruno François, Novembre 2010
42. *Construction d'une offre de services du stockage pour les réseaux de distribution dans un contexte réglementaire dérégulé*, Gauthier Delille et Bruno François, Ecole centrale de Lille, Gilles Malarange, EDF R&D, dans l'European Journal for Electrical Education, Décembre 2009
43. *Electricity Storage : Making Large-Scale Adoption of Wind and Solar Energies a Reality*, Cornelius Pieper and Holger Rubel, Boston Consulting Group, Mars 2010
44. *Revisiting Energy Storage : There Is a Business Case*, Cornelius Pieper and Holger Rubel, Boston Consulting Group, February 2011

45. *Electricity storage in the power sector*, Strategic Energy Technologies Information System (SETIS), Commission européenne
<http://setis.ec.europa.eu/newsroom-items-folder/electricity-storage-in-the-power-sector-technology-information-sheet>
46. *Le stockage d'énergie : enjeux, solutions techniques et opportunités de valorisation*, ENEA Consulting, Mars 2012
47. *The future of Energy Storage – Meeting the Challenge : A snapshot of Asia*, White Paper, Energy Storage Forum, Janvier 2010
48. *Stockage stationnaire : enjeux et perspectives*, Cours à l'ENSTA, Andrei Nekrassov, EDF R&D, Janvier 2011
49. *Energy storage : a competitive way to achieve a very low carbon generation mix ?*, EDF R&D, Printemps de la recherche, 2009
50. *Optimal storage location and layout in power supply systems*, F.J. Adamek, ETH Zürich, Conseil International des Grands Réseaux Electriques (CIGRE), Congrès 2010
51. *Electricity storage: How to facilitate its deployment and operation in the EU?*, J. Vasconcelos et al., FSR, Mai 2012

Energies renouvelables

52. *Renewables Global Status Report 2011*
53. *L'intégration des EnR, un défi pour le système électrique*, CRE, Décryptages n°27, Novembre-Décembre 2011
54. *Electricity Storage and Renewables for Island Power, A Guide for Decision Makers*, IRENA, Mai 2012
55. *Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie*, B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Courtecuisse, B. François, S. Plumel, J. Deuse, Centre National de Recherche Technologique (CNRT FUTURELEC), Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille (L2EP), Ecole des Hautes Etudes d'Ingénieur (HEI), Ecole Centrale de Lille, Supélec, Suez – Tractebel
56. *Blowing in the wind – measuring and managing the costs of renewable generation in Europe*, Frontier Economics, Décembre 2009
57. *Le stockage des énergies intermittentes*, CLEFS CEA, n°50/51, Hiver 2004-2005
58. *Eole en stock*, ParisTech Review, Janvier 2012
http://www.paristechreview.com/2012/01/23/eole-en-stock/?utm_campaign=NL+19+-+022012+-+Europe+FR&utm_medium=email_eCircle&utm_source=europe_fr
59. *Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest*, Hubert Flocard et Jean-Pierre Pervès, Sauvons le Climat, Mars 2012
60. *The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation*, Paul Denholm, Erik Ela, Brendan Kirby, and Michael Milligan, NREL, Janvier 2010
61. *Rural Electrification with renewable energy : Technologies, quality standards and business models*, Alliance for Rural Electrification, Juin 2011
62. *Rapport de la concertation avec les acteurs concernés par le développement de la filière photovoltaïque*, Jean-Michel Charpin et Claude Trink, Février 2011
63. *La déroute du photovoltaïque européen : cherchez l'erreur*, André Gauron, La Fabrique de l'industrie, Avril 2012
http://www.la-fabrique.fr/Point_de_vue/la-deroute-du-photovoltaïque-europeen-cherchez-l-erreur
64. *Crise du solaire allemand: quelle politique de soutien public ?*, ParisTech Review, Avril 2012,
<http://www.paristechreview.com/2012/04/13/crise-solaire-allemand/#.T6pjEe01aWA.mailto>

65. *L'Allemagne bat le record de production d'énergie solaire*, Audrey Garric, Blogs Le Monde, Mai 2012,
<http://ecologie.blog.lemonde.fr/2012/05/29/lallemagne-bat-le-record-de-production-denergie-solaire/#xtor=RSS-32280322>

Réglementation autour du stockage

66. *Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 6 mars 2012 sur la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité*, CRE, Mars 2012
67. *Understanding ancillary services as a necessary step to develop a European energy storage business case*, Clean Horizon Consulting, 2012
<http://www.cleanhorizon.com/blogs/understanding-ancillary-services-as-a-necessary-step-to-develop-a-european-energy-storage-business-case/>
68. *Fiche de synthèse Services Systèmes*, UFE, Octobre 2009
69. *Rémunération des Services Système*, Position des Producteurs de l'UFE
70. *Can massive electricity storage applications reach EU 27 market(s) ?*, S. Galant, T. Pagano, E. Peirano, A Vaféas, Florence School of Regulation, Septembre 2011
71. *Electricity storage: How to facilitate its deployment and operation in the EU?*, Jorge Vasconcelos, Sophia Ruester, Xian He, Eshien Chong, Jean-Michel Glachant, FSR, Mai 2012
72. *Europe Needs Hydro Pumped Storage ; Five Recommendations*, Eurelectric, Mai 2012

International

73. *Opportunities for Electricity Storage in Deregulating Markets*, Frank Graves, Thomas Jenkin, Dean Murphy, The Electricity Journal, 1999
74. *Période d'essai pour les systèmes de stockage stationnaire en Californie*, Pauline Caumon, Bulletins Electroniques Etats-Unis 232, Janvier 2011
<http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/65629.htm>
75. *Le développement des énergies renouvelables est à l'œuvre en Californie, honneur au soleil*, Pauline Caumon, Bulletins Electroniques Etats-Unis 278, Février 2012
76. *Electricity Storage Activities in the United States Electricity Grid*, DOE – Electricity Advisory Committee, Mai 2011
77. *Electricity Storage : Status, Prospects and Challenges*, Richard Cowart, FSR, Septembre 2011
78. *Batteries de véhicule électrique : en route pour une seconde vie stationnaire ? - Réflexions sur le concept et cartographie du sujet aux Etats-Unis* - Pauline Caumon, Mission scientifique du Consulat général de France à San Francisco, Décembre 2011
79. *La Smart Grid en Californie : acteurs et enjeux* - Mission scientifique du Consulat général de France à San Francisco, Arnaud Souillé, Novembre 2010
80. *Batteries pour véhicules du futur* - Mission scientifique du Consulat général de France à San Francisco, Tom Boeken, Thomas Deschamps, Octobre 2010
81. *Frequency Regulation Compensation in the Organized Wholesale Markets*, FERC, Octobre 2011
82. *Compensating ancillary services: "Pay for Performance", or what European TSOs could be learning from US ISOs*, Michael Salomon, Clean Horizon Consulting, 2012
<http://www.cleanhorizon.com/blogs/compensating-ancillary-services-“pay-for-performance”-or-what-european-tsos-could-be-learning-from-us-isos7/>
83. *Energy Storage R&D in Japan – Background Report*, British Embassy in Tokyo, Science and Innovation Section, May 2011
84. *Etat de la R&D dans le domaine des batteries pour véhicules électriques au Japon*, J. Pluchet et P. Destruel, Ambassade de France au Japon – Service pour la Science et la Technologie, Octobre 2010

85. *La micro-cogénération à pile à combustible : Une réalité commerciale au Japon*, Stéphane HODY - GDF SUEZ
86. *Séminaire franco-japonais Hydrogène-énergie*, Marianne JULIEN, Juin 2012
87. *2050 : 100% - Energy target 2050 : 100% renewable electricity supply*, Umwelt Bundes Amt, Juillet 2010
88. *Germany: Lead Market for Energy Storage & Fuel Cell Systems*, Germany Trade & Invest, Mai 2010
89. *Le stockage chimique de l'énergie : développement d'une filière hydrogène ou renforcement de la filière méthane ?*, Edith Cheznel, Ambassade de France à Berlin, Janvier 2012
90. *Hydrogène et Stockage chimique de l'énergie en Allemagne : projets et partenaires*, Ambassade de France à Berlin, Janvier 2012
91. *Germany to investigate the potential of converting wind power to hydrogen as an energy source*, European Hydrogen Association, Avril 2012
<http://www.h2euro.org/uncategorized/germany-to-investigate-the-potential-of-converting-wind-power-to-hydrogen-as-an-energy-source>
92. *Le futur du stockage d'énergie*, Carlos Haertel, Centre international de recherche de GE Energy, Garching, Allemagne, Enerpresse n°10555, Avril 2012
93. *The future role for energy storage in the UK – Main Report*, Energy Research Partnership (ERP), Juin 2011

Technologies

94. *Energy storage systems – Characteristics and comparison*, H. Ibrahim et al., Wind Energy Research Laboratory, Université du Québec, Renewable and Sustainable Energy Review 12 (2008)
95. *La production d'effacement*, Pierre Bivas, Président-directeur général de Voltalis, séance de l'Ecole de Paris du 12 janvier 2011
96. *Technologies-clés 2015*, Ministère du Redressement productif, 2010
97. *Storage technologies for the grid*, Ronnie Belmans, FSR, Septembre 2011
98. *La voiture de demain : carburant et électricité*, Conseil d'Analyse Stratégique, Rapport de la mission présidée par Jean Syrota, Juin 2011
99. *Batteries du futur pour véhicules électriques : Ecosystème californien en 2010*, Thomas Deschamps, Tom Boeken, Consulat général de France à San Francisco, Octobre 2010
100. *Eurobat White paper – Importance of Battery Energy Storage for Renewable Energy Supply*, Novembre 2011
101. *NGK's Sodium Sulfur (NAS) Battery – The Vendor's Perspective on Barriers & Issues Encountered in US Deployment*, California Energy Commission, April 2009
102. *Science – Material for Grid Energy*, Science, 18 novembre 2011
103. *Envia Systems hits 400 Wh/kg target with Li-ion cells; could lower Li-ion cost to \$180/kWh*, Green Car Congress, Février 2012,
www.greencarcongress.com/2012/02/envia-20120227.html
104. *Zinc-Air Battery With 30-Year Life Could Revolutionize Grid Energy Storage, Boost Wind & Solar Adoption*, TreeHugger, Janvier 2012,
<http://www.treehugger.com/renewable-energy/zinc-air-battery-could-revolutionize-grid-energy-storage-wind-solar-energy.html>
105. *Pumped hydroelectric storage*, Chi-Jen Yang, Duke University, 2011
106. *Unleashing the potential of the Norwegian hydro resource to provide a regional service to the UCTE system*, Statkraft – ENARD, Octobre 2009
107. *Expérience d'EDF dans l'exploitation des STEP*, X. Ursat et al., EDF – SHF, Novembre 2011
108. *Energy storage : options for more flexibility by large scale storage*, RWE – SHF, Novembre 2011

109. *Avce Pumped Storage Power Plan, Slovenia* – SHF, Novembre 2011
110. *Electricity storage – Country case : Spain*, J. Alba, FSR, Septembre 2011
111. *Rapport sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France*, Fabrice Dambrine, Mars 2006
112. *Quel potentiel hydroélectrique dans votre région ?*, UFE – Salon des Maires et des collectivités locales, Novembre 2011
113. *Evolution of Pump Storage Technology*, ALSTOM
114. *Dix questions à Jean Dhers sur le stockage de l'énergie électrique*, Académie des Technologies, Décembre 2006
115. *Grandes manœuvres autour des barrages français*, La Croix, 7 février 2011, <http://www.cercletalleyrand.org/wp-content/uploads/2011/04/LA-CROIX-07022011.pdf>
116. *Catching the maximum market value of the electricity storage – technical, economic and regulatory aspects*, Xian He, Georg Zachmann, Laboratoire d'Analyse économique des Réseaux et des Systèmes énergétiques, Septembre 2009
117. *CAES : Executive summary*, Dr Robert B. Schainker, EPRI, Août 2010
118. *Advanced Adiabatic CAES for the Integration of Wind Energy*, C. Bullough et al., European Wind Energy Conference, November 2004
119. *Lessons from Iowa: Development of a 270 Megawatt Compressed Air Energy Storage Project in Midwest Independent System Operator – A Study for the DOE Energy Storage Systems Program*, Sandia Report, Janvier 2012
120. *Analysis of Hydrogen and Competing Technologies for Utility-Scale Energy Storage*, D. M. Steward, NREL, Février 2010
121. *Trouver des applications dès aujourd'hui pour une technologie de demain*, F. Touvard, Axane (groupe Air Liquide), Séance de l'Ecole de Paris du 26 septembre 2007
122. *Pour une hybridation entre la manière américaine et la manière française*, Richard Schomberg, EDF, Séance de l'Ecole de Paris du 17 octobre 2007
123. *Stockage de l'énergie solaire : la Corse innove*, Le Figaro, Janvier 2012 <http://www.lefigaro.fr/sciences/2012/01/10/01008-20120110ARTFIG00418-stockage-de-l-energie-solaire-la-corse-innove.php>
124. *Utilisation des supercondensateurs pour le stockage de l'énergie embarquée : applications transport*, H. Gualous et al., 2005
125. *Smart Grid development towards 2020 and beyond*, Pierre Mallet, ErDF, Innogrid 2020+, Février 2012
126. *ErDF : le projet Linky*, Audition de Pierre Mallet, ErDF, 21 novembre 2011, Office Parlementaire des Choix Scientifiques et Technologiques
127. *Decentralized storage : impact on future distribution grids*, Eurelectric, Janvier 2012
128. *Beacon Power, Smart Energy Matrix – 20 MW Frequency Regulation Plant*
129. *Improvement of Methods for Reconstructing Water Heating Aggregated Load Curves and Evaluating Demand-side Control Benefits*, J. Adnot, Ecole des Mines de Paris.
130. *Eléments technico-économiques sur le stockage à base d'hydrogène et sur la méthanation*, E. Beeker, Janvier 2012

Colloques et conférences

- « Le stockage de l'énergie en batteries », EDF R&D, 13 octobre 2011
- « Le stockage d'énergies : quelles perspectives ? », ATEE, 20-21 octobre 2011
- « L'énergie au 21^{ème} siècle », Prospective 2100, 7 décembre 2011
- « Smart grids », Association Amicale des Ingénieurs des Mines, 20 décembre 2011
- « Salon des Energies Renouvelables », AFHYPAC, 5 avril 2012
- « Electricity Storage », Eurelectric, 25 Avril 2012
- « Energy Storage Forum », Europe 2012, Rome, Juin 2012
- « Forum de la CRE : le stockage de l'électricité », CRE, 19 juin 2012
- « L'électricité se stocke ! », Association Amicale des Ingénieurs des Mines, 5 juillet 2012

Sites Internet

Site Internet de la CRE : www.cre.fr

Site Internet de RTE

clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/courbes.jsp

Site Internet de l'European Network Transmission System Operators for Electricity

www.entsoe.eu

Site Internet du Ministère de l'Ecologie, du développement durable, de l'Energie

www.developpement-durable.gouv.fr

Site Internet du Ministère du Redressement productif

www.redressement-productif.gouv.fr

Site Internet de *Pike Research* : www.pikeresearch.com

Site Internet de l'*US Department of Energy* : energy.gov

Site Internet de la Mission scientifique du consulat général de France à San Francisco

sf.france-science.org/stockage/

Site Internet de l'*European Association for Storage of Energy* (EASE)

www.ease-storage.eu

Site Internet de l'*US Electricity Storage Association* (ESA) : www.electricitystorage.org

Site Internet de la KEMA : www.kema.com

Site Internet de Clean Horizon Consulting : www.cleanhorizon.com/blogs/