

Le 24 juin 2013

Le stockage de l'énergie électrique

Panorama des technologies

Henri Boyé

Membre permanent du CGEDD

Coordonnateur du Collège Energie et Climat

Introduction

Parmi les différentes formes d'énergie (thermique, mécanique, chimique...), c'est surtout à l'énergie électrique que l'on pense aujourd'hui en évoquant la problématique du stockage de l'énergie. L'électricité est utilisée de plus en plus largement partout dans le monde car c'est un très bon vecteur énergétique qui peut se convertir sous d'autres formes d'énergie avec de bons rendements et être transportée sans pertes significatives sur de longues distances.

Dans tout système électrique, les échanges d'énergie se font à flux tendus, grâce à une gestion en temps réel permanente de la production que l'on aligne sur la demande d'énergie pour maintenir le réseau à l'équilibre. Le stockage fait partie des techniques utilisées pour parvenir à cet équilibre mais il a toujours constitué un point faible dans la chaîne d'alimentation en énergie électrique allant des centres de productions (centrales électriques) aux centres de consommation : usines, collectivités diverses, activités tertiaires, particuliers... Longtemps considéré comme très difficile du fait même de la nature de l'électricité, le stockage de l'énergie électrique est aujourd'hui rendu possible grâce au perfectionnement des convertisseurs et des technologies.

Le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable, souvent intermittente (solaire ou éolien), pose problème au gestionnaire du réseau électrique car ce type de production ne permet pas de garantir à lui seul l'équilibre offre/demande nécessaire au bon fonctionnement des réseaux et engendre un risque réel d'instabilité. La question du stockage de l'électricité est donc d'actualité car pour permettre le développement et l'insertion des énergies renouvelables à une échelle importante, il faut trouver des solutions pour stocker l'énergie électrique.

Stocker l'énergie électrique permet d'en disposer lorsque la production est interrompue ou insuffisante. Le stockage permet d'assurer la continuité du service, de faire face aux pointes tout en minimisant la puissance de production installée. D'une manière plus générale, la mise en œuvre de moyens de stockage permet de rendre plusieurs types de service :

- Secours : garantir la sécurité du réseau électrique ;
- Lissage de charge : permettre une meilleure gestion du parc de production ;
- Contrôle de la qualité : assurer en permanence la fourniture d'un signal de qualité ;
- Contrôle de la production d'EnR : optimiser la production, améliorer la rentabilité. A noter que le stockage est d'autant plus rentable qu'il écrête le haut de la pointe de consommation.

Pour approfondir le sujet du stockage de l'énergie, on peut l'aborder par deux approches différentes : à partir des applications nécessitant un stockage d'énergie ou à partir des technologies permettant un tel stockage. La correspondance entre ces deux approches s'exprime en termes de puissance, d'énergie et de temps de déstockage.

On peut aussi classer les stockages en deux catégories, suivant que les stockages sont centralisés - dans ce cas ils sont directement connectés au réseau et associés à la production ou au transport d'énergie - ou bien décentralisés et alors directement associés à l'utilisation de l'énergie électrique.

Les stockages centralisés sont en règle générale massifs et sont utilisés pour la gestion du réseau de transport afin d'équilibrer en temps réel la production et les demandes variables de façon journalière, hebdomadaire ou saisonnière et, dans le futur, pour sécuriser la production face aux fluctuations d'une production importante et nécessairement intermittente d'énergie électrique d'origine renouvelable.

Les stockages décentralisés sont de dimensions plus modestes et viennent en appui d'applications stationnaires précises, alimentation électrique sans coupure, stockage pour pallier localement l'intermittence d'une source d'énergie renouvelable, ou répondent aux exigences particulières des applications mobiles dans les transports.

Dans la suite de cet article nous avons choisi l'approche par technologie en allant vers les applications, sachant que d'autres articles du présent dossier partent quant à eux des applications. On se limitera aux stockages dont l'impact, direct ou indirect, sur la gestion des réseaux est significatif, sans aborder par conséquent le problème des stockages décentralisés de très faible capacité pour les moyens informatiques portables, les téléphones, l'outillage, etc.

Considérations générales sur le stockage

Aperçu sur les technologies

Différentes technologies plus ou moins matures existent pour stocker l'énergie électrique. Elles consistent pour la majeure partie à convertir l'électricité sous une autre forme d'énergie plus facilement stockable. Les modes de stockage direct de l'énergie électrique, tels que les bobines supraconductrices, sont très limités mais on sait stocker l'énergie mécanique, l'énergie thermique et l'énergie chimique avec des performances et des coûts qui dépendent de la solution considérée. Suivant la taille du stockage et la forme d'énergie stockée, la technologie sera plus ou moins apte à remplir une fonction donnée. Les principales solutions de stockage d'électricité sont présentées ici selon la forme d'énergie stockée.

Parmi les solutions qui peuvent être envisagées, nous nous intéresserons plus particulièrement aux STEP (station de transfert d'électricité par pompage), aux stockages par air comprimé (Compressed air energy storage ou CAES), aux volants d'inertie, aux batteries, aux stockages thermiques, à l'hydrogène et aux stockages électromagnétiques. Aucune de ces solutions n'est entièrement satisfaisante à elle seule, en raison notamment de la capacité de stockage offerte ou de l'inadéquation au site naturel. Le savoir-faire du gestionnaire de réseau d'électricité consiste à équilibrer l'offre et la demande locale en jouant sur l'interconnexion entre régions ou pays par des lignes à très haute tension mais aussi sur la capacité de mise en route rapide de certains générateurs d'électricité dont les stockages font partie en complément ou en compensation d'autres.

Principes de gestion des réseaux

Le stockage est un moyen, mobilisable en temps réel, de fournir l'énergie électrique au coût minimum. L'énergie électrique fournie au réseau provient de centrales de différents types :

- centrales nucléaires, dans certains pays, hydrauliques au fil de l'eau, hydrauliques de lacs, thermiques au charbon, tous moyens qui produisent l'énergie électrique de base ;
- STEP ou centrales hydrauliques de pompage à stockage d'eau gravitaire, centrales thermiques à turbines à gaz, thermiques à turbines à gaz en cogénération chaleur/électricité, tous moyens appelés de façon préférentielle en pointe ;
- champs d'éoliennes et centrales solaires qui produisent de l'énergie électrique de base aussi bien que de pointe mais de façon intermittente.

Chaque type de centrale a un prix de revient du kWh différent.

Le premier principe de gestion de l'énergie électrique sur le réseau est de parvenir à **équilibrer exactement, en temps réel, la quantité d'électricité délivrée par les diverses centrales**, y compris par les stockages, avec la puissance et la quantité d'énergie requises ; du fait d'une demande fluctuante, le prix de revient de l'électricité varie à chaque instant suivant la configuration des centrales en production effective.

Le second principe de gestion est de **faire en sorte que le prix de revient de l'électricité soit toujours le plus bas possible** : dans ce but, le gestionnaire du réseau doit choisir en temps réel, parmi l'ensemble des moyens de production éligibles, la configuration optimale à mettre en production et celle à tenir en réserve.

Les centrales hydrauliques et plus spécialement les centrales de pompage du fait de leur réversibilité, présentent beaucoup d'intérêt en tant que réserves potentielles d'énergie facilement accessibles et ajustables, d'autant que le prix de revient du kWh produit est plus faible que celui des centrales au gaz puisque, d'une part il n'y a pas de prix de combustible à payer et d'autre part, la quantité de CO₂ rejetée dans l'atmosphère est nulle.

Les technologies de stockage de l'électricité

Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)

L'énergie hydroélectrique est une forme de stockage massif d'énergie, associée à un réservoir ou à un lac artificiel situé en amont. L'énergie potentielle de la masse d'eau peut être transformée rapidement et à la demande en énergie cinétique puis en énergie électrique dans des turbines et alternateurs hydrauliques. Elle dépend de l'hydrologie, c'est-à-dire des quantités de pluie et de neige qui tombent sur le bassin versant, et de la configuration géographique des lieux.

Le pompage-turbinage est une technologie éprouvée de valorisation de l'énergie hydraulique, connue depuis la fin du 19^e siècle, qui permet de stocker de grandes quantités d'énergie électrique par l'intermédiaire de l'énergie potentielle de l'eau. Utilisant cette technique, les STEP permettent d'éviter le gaspillage d'énergie pendant les heures creuses (nuit, week-end) et de pallier à l'intermittence de la production électrique du secteur éolien et solaire. Une station STEP est une installation de stockage hydraulique gravitaire qui comprend nécessairement un lac supérieur et une retenue d'eau inférieure, entre lesquels est placée l'usine hydroélectrique réversible de turbinage/pompage. L'usine est reliée au lac supérieur par des ouvrages d'adduction d'eau

(conduites forcées, éventuellement cheminées hydrauliques d'équilibre) et vers la retenue inférieure par des canalisations (figure 1).

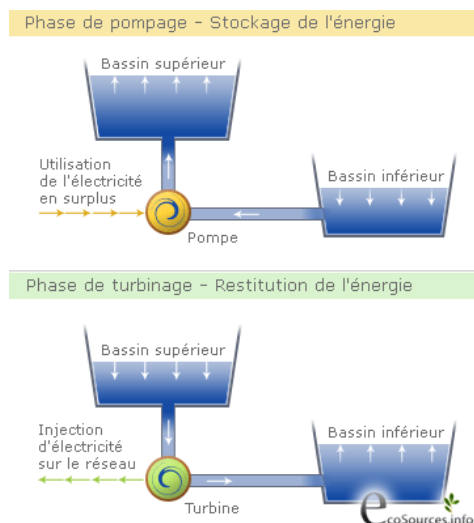


Figure 1 : Principe de fonctionnement des phases de pompage pour stocker l'énergie et de turbinage pour produire de l'électricité – Source : Ecosources.info.

Pendant les heures creuses (où le coût de l'énergie est minimum), on remonte l'eau par pompage pour la turbiner aux heures de pointe (où le coût de l'énergie est maximum). L'intérêt est de pomper et de turbiner quand le rapport entre la valorisation marginale en période de pointe et la valorisation marginale en période creuse est supérieure à une certaine valeur qui dépend des rendements de pompage et de turbinage. Le rapport de ces valorisations entre heures pleines et heures creuses peut atteindre des valeurs de l'ordre de 5. La durée de stockage est quelconque ; les débits de pompage avoisinent typiquement les $50 \text{ m}^3/\text{s}$ et de turbinage les $75 \text{ m}^3/\text{s}$. Pour le rendement des STEP il faut distinguer la turbine/pompe (qui peut avoir un rendement de 85 % à l'optimum) de la centrale proprement dite qui fonctionne sur une gamme plus large et donc dans des gammes de rendements moins bons : ceux-ci peuvent être proches de 70 à 75 % pour une installation complète.

La taille importante des installations permet de stocker de grandes quantités d'énergie, jusqu'à plusieurs jours de production en fonction de la taille des réservoirs, et de disposer d'importantes capacités de puissance mobilisables en quelques minutes : de quelques dizaines de MW à plusieurs GW en fonction de la hauteur d'eau.

La technologie des STEP est éprouvée et « écologique » : matériels classiques, robustes et d'une grande disponibilité. Chaque projet est spécifique, selon les sites à équiper et selon la géographie. La distance par rapport aux grands centres de consommation nécessite un transport d'énergie électrique sur d'assez grandes distances ; il faut donc en tenir compte dans le bilan global. Le plus souvent, quand la géographie et le relief le permettent, c'est par un stockage basé sur des STEP que la meilleure rentabilité en matière de stockage peut être obtenue. Ceci explique que la primeur soit donnée aux STEP dans beaucoup de réseaux électriques et dans le réseau français en particulier.

Quelques exemples de STEP

C'est en 1933 en France, sur le lac Noir, dans les Vosges, qu'a été construite la première centrale de pompage. De nombreux sites de montagne ont depuis lors été équipés : en France, les STEP de Grand'Maison (1 700 MW), Montézic (4x220 MW), Revin (4x180 MW), Le Cheylas (2x240 MW) ; en

Titre de l'article sur toutes les pages impaires sauf la première page

Belgique, dans les Ardennes, la STEP de Coe-Trois Ponts (1 060 MW), au Maroc la STEP d'Afourer et le projet de la STEP d'Abdelmoumen.

En tant que forme innovante de STEP, il faut citer les projets de création d'îles artificielles en forme d'anneaux qui permettraient de "stocker" l'énergie produite par des champs d'éoliennes. En Belgique, une île pourrait être créée à 3 km au large de la ville voisine de Wenduine et s'étendrait sur un diamètre de 2,5 km, à 10 mètres au-dessus du niveau de la mer.

Les STEP peuvent également être installées en façade maritime, avec la mer comme retenue inférieure et une retenue amont aménagée au sommet d'une falaise ou constituée par une digue. Il existe aujourd'hui une STEP marine à Okinawa au Japon et, en France, EDF SEI a des projets à la Réunion, la Guadeloupe et en Martinique (figure 2)

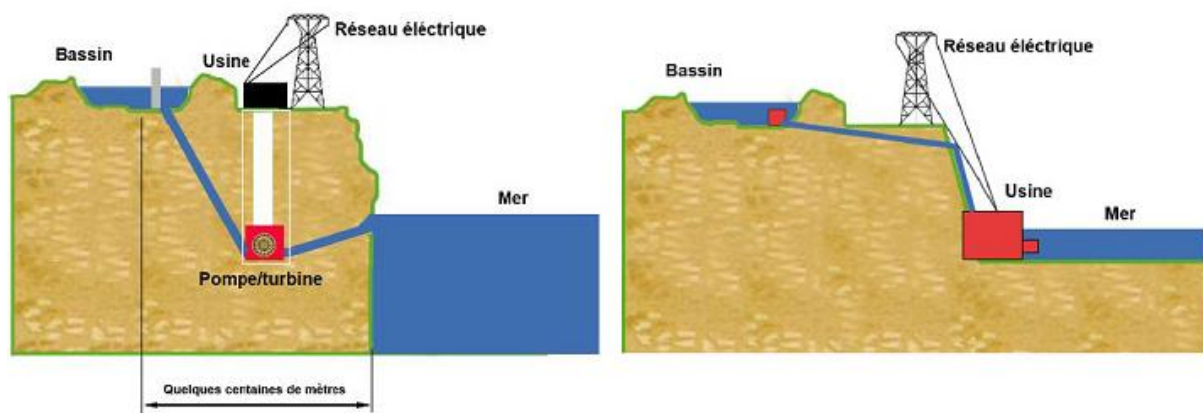


Figure 2 : Schéma de principe d'une STEP marine. Source : EDF SEI.

Stockage d'énergie sous forme d'air comprimé (CAES: Compressed Air Energy storage)

Il existe différents types de CAES ainsi qu'il est exposé en détail dans l'article de Jacques Ruer du présent dossier. Dans le schéma le plus simple, de l'air est comprimé aux heures creuses par un turbocompresseur accouplé à une turbine à gaz, et est stocké dans des cavités souterraines. Aux heures de pointe, l'air comprimé peut être utilisé pour mettre en mouvement une turbine produisant de l'électricité. La détente de l'air s'accompagne d'une baisse de température que l'on peut compenser par un apport en gaz dans la chambre de combustion d'une turbine à gaz (éventuellement du type cogénération chaleur/électricité). Il est également possible de récupérer la chaleur dégagée lors de la compression de l'air et de la stocker, pour la restituer lors de la détente, dans un stockage de chaleur sous haute pression. Ce principe conduit au concept de stockage adiabatique ou ACAES.

L'air comprimé est usuellement stocké dans des cavernes souterraines, par exemple dans des dômes de sel aménagés par injection d'eau. Dans la technologie air comprimé classique où l'on réchauffe l'air lors de la détente avant de turbiner l'air chaud, on obtient plus d'électricité lors de la restitution qu'il n'en a été consommé pendant la compression, mais on consomme du gaz combustible dans le processus. Pour restituer 1 kWh sur le réseau, il faut consommer typiquement 0,75 kWh d'électricité en pompage et brûler 1,25 kWh de gaz. La durée de stockage peut être de quelques heures.

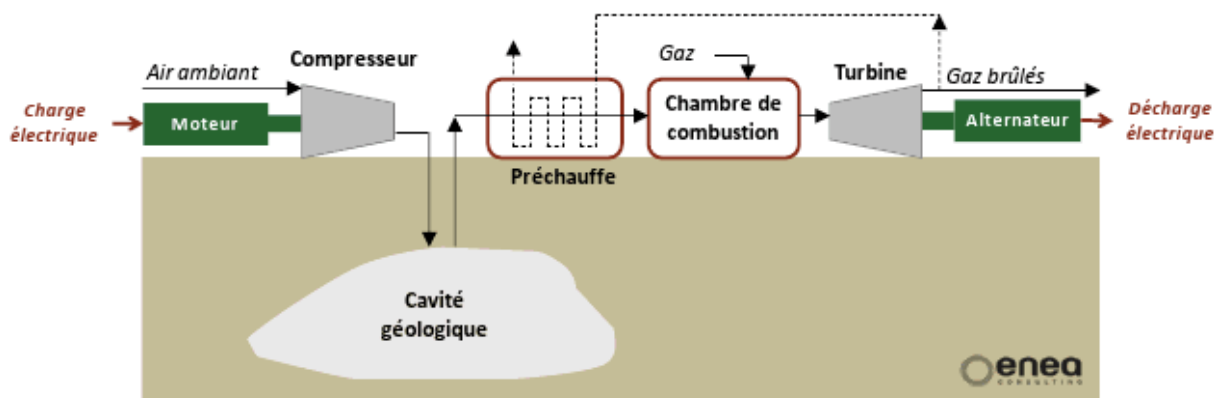


Figure 3 : Principe de CAES en cavité souterraine fonctionnant en cycle ouvert - Source : Enea.

Exemples de CAES

Les CAES sont expérimentés depuis 1979 en Allemagne et aux USA. Deux installations font référence :

- en Allemagne près de Brême, l'usine de Huntorf délivre 290 MW avec une autonomie de deux heures, grâce à de l'air stocké sous 70 bars dans deux cavernes salines de 310 000 m³ situées à 500 m de profondeur. Au début, le site fut construit dans le but d'avoir une source d'énergie de réserve dont le temps de réponse était de l'ordre de quelques minutes. Aujourd'hui, il est toujours utilisé de façon ponctuelle, essentiellement pour couvrir les besoins urgents, en attendant que les centrales à gaz ou au charbon ne soit en régime (souvent après 3-4 heures). Une deuxième application provient du développement des éoliennes au Nord de l'Allemagne et sert à compenser les variations de cette ressource afin d'offrir un courant plus stable.
- Aux USA, le plus grand projet de CAES du monde est à Norton (près de Cleveland, Ohio). Sa puissance est de l'ordre de 2 700 MW, comportant neuf unités de production (compresseurs - turbines), fonctionnant avec de l'air comprimé sous 110 bars. Le réservoir de stockage est une caverne, dans des carrières de calcaire à 570 m de profondeur.

Avantages des CAES : localisation et rendement.

La solution CAES a pour avantage de pouvoir être mise en œuvre au voisinage des centres de consommation et d'utiliser des turbines à gaz en cogénération chaleur/électricité, à haut rendement et à faible production de gaz à effet de serre, pouvant être mises en œuvre rapidement. Par contre, ces installations exigent de l'énergie électrique pour la compression, puis du gaz dans la turbine, avec émission de gaz à effet de serre. Elles exigent aussi une surveillance permanente ainsi qu'un entretien spécialisé des turbines et de l'étanchéité du réservoir de stockage de l'air comprimé.

Comparaisons des STEP et des CAES

On ne peut pas faire de comparaison dans l'absolu entre les STEP et les CAES. La comparaison n'a de sens qu'au travers de scénarios de référence portant sur des objectifs d'utilisation précis, prenant en compte les investissements, les coûts d'exploitation, les quantités d'énergie à stocker, les durées de

stockage et de production, etc. En France, EDF, en tant que producteur, estime que, sur tous les scénarios étudiés y compris pour les productions de pointe, les STEP présentent un bilan économique global plus favorable que les CAES malgré un investissement plus important, du fait de coûts d'exploitation moins importants liés à l'absence de combustible et à un nombre d'heures de fonctionnement plus élevé (2 400 heures/an contre 1 200 pour un CAES).

Stockage inertiel : énergie cinétique accumulée dans un volant d'inertie

Un volant d'inertie stocke l'énergie électrique sous forme d'énergie cinétique via la rotation d'une masse lourde portée à des vitesses très élevées ($>8\,000$ tr/min) en quelques minutes. Sans apport de courant la masse continue de tourner même si plus aucun courant ne l'alimente. Pour accumuler l'énergie, un moteur électrique accélère le disque ; pour utiliser l'énergie on freine le disque qui en ralentissant libère l'énergie. Le rendement du système est optimisé grâce aux paliers magnétiques et au confinement sous vide. On distingue les volants d'inertie lents (disques en acier) et les volants d'inertie rapides (disques en composite). L'électricité étant stockée dans le volant d'inertie sous forme d'énergie cinétique, elle pourra être restituée en utilisant un moteur comme génératrice électrique, entraînant la baisse progressive de la vitesse de rotation du volant d'inertie.

Les systèmes de stockage par volant d'inertie ont une très forte réactivité et une grande longévité. Ils peuvent absorber de très fortes variations de puissance sur de très grands nombres de cycles. La durée de vie importante d'un volant d'inertie (plus de 20 ans) et son pouvoir de restitution notable (1 MW restituable sur une heure) en font un système de stockage de courte durée intéressant, bien adapté pour des applications de régulation, d'optimisation énergétique d'un système et d'amélioration de la qualité du courant (diminution des microcoupures et des coupures brèves, etc.). Le rendement est élevé puisque 80 % de l'énergie absorbée pourront être restitués. Le temps de réponse est très court, de l'ordre de la milliseconde, ce qui permet d'utiliser ce type de stockage pour la régulation de fréquence sur un réseau. La technologie est fiable et demande peu d'entretien. L'inconvénient majeur est la durée de stockage qui est limitée à une quinzaine de minutes.

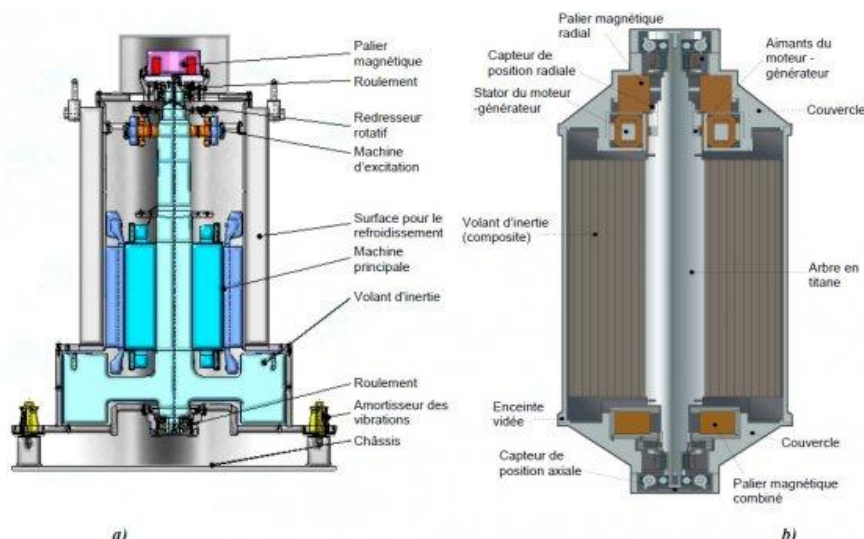


Figure 4 : Schéma de systèmes de volants d'inertie. a) Système à volant lent ; b) Système à volant rapide - Source : Thèse G.-O. CIMUCA, ENSAM Lille 2005

Batteries électrochimiques

Généralités

L'énergie électrique peut également être stockée par voie électrochimique. On distingue deux principaux systèmes de stockage : les piles, non rechargeables, dont l'usage n'est pas réversible, et les accumulateurs, pouvant être rechargés à travers des réactions électrochimiques inverses, qui fournissent de l'énergie électrique à un circuit extérieur sous forme de courant continu en basse tension, en transformant progressivement leurs éléments chimiques internes suivant une réaction d'oxydation/réduction aux électrodes. En fin de transformation (décharge), le stockage énergétique est vidé.

Les facteurs de mérite des batteries sont le nombre de cycles de charge/décharge supportés avec un niveau de dégradation acceptable de l'électrolyte, la puissance massique, l'énergie massique, la durée de la recharge, la plage de température de fonctionnement et évidemment le coût.

Les batteries sont pour l'essentiel utilisées dans les transports terrestres, notamment dans l'automobile comme batteries de démarrage. La majorité de ces batteries (95 %) sont de type plomb-acide, mais d'autres technologies ont été développées telles que les accumulateurs cadmium-nickel et lithium-ion ainsi que les batteries à circulation ou « flow batteries » utilisant différents couples électrolytiques¹.

L'utilisation des batteries électrochimiques dans les réseaux a fait l'objet d'expériences à grande échelle. Plusieurs grandes batteries de stockage d'électricité ont été installées, notamment une à Berlin pour soutenir le réseau local pendant la période où Berlin était isolé politiquement. En Alaska, une batterie nickel-cadmium de 1 000 tonnes a fourni 40 MW pendant 7 minutes (4,7 MWh) et 27 MW pendant 15 minutes (6,7 MWh).

Dans les batteries à circulation, on stocke l'énergie sous forme liquide. Plusieurs couples sont utilisés : zinc-brome, sodium-brome, vanadium-brome, brome-polysulfure. De tels systèmes se mettent en route en Allemagne mais aussi en Irlande : installation de Little Bardford avec deux fois 1 800 m³ d'électrolyte.

Batteries au plomb

Très utilisé dans l'industrie automobile comme source d'énergie pour l'allumage, ce type d'accumulateur relève d'une technologie mature. Connues depuis plus de 100 ans, ces batteries demeurent compétitives sur de nombreux plans, à commencer par leur coût et leur autonomie. On en distingue deux types : les accumulateurs au plomb ouvert et les accumulateurs à recombinaison de gaz. Les premiers ont une durée de vie plus importante allant de 5 à 15 ans. Ils sont moins chers et moins sensibles à la température que les seconds qui ne nécessitent aucun entretien et émettent de très faible quantité de gaz. Technologie la moins chère du marché, ces accumulateurs ont l'inconvénient d'offrir un faible nombre de cycles charge/décharge (500 à 1 000 cycles) et une capacité massique assez faible (de l'ordre de 30 à 40 Wh/kg). L'installation la plus importante a une capacité de 40 MWh et une puissance de 10 MW. Elle se situe à Chino en Californie. Le rendement du stockage est de l'ordre de 70 %.

¹ Le lecteur pour se référer au flash-info sur le sujet dans ce numéro.

Batteries lithium-ion²

Les batteries lithium-ion utilisent la circulation d'ions Li^+ d'une électrode négative en graphite vers un oxyde de métal de transition (manganèse ou dioxyde de cobalt) pour générer un courant lors de la décharge. L'avantage de cette technologie est la densité d'énergie massique et volumique qu'elle offre (160 Wh/kg) supérieure de plus de cinq fois à celles de batteries classiques au plomb. Par ailleurs, ces batteries subissent une auto-décharge relativement faible par rapport à d'autres accumulateurs et nécessitent peu de maintenance. Elles constituent donc une voie prometteuse notamment en ce qui concerne le stockage de très courte durée destiné à lisser la production d'électricité ou à améliorer la disponibilité de l'alimentation. Cependant leur coût élevé est un élément pénalisant leur compétitivité. De même, la recyclabilité et l'élimination en fin de vie sont d'autres axes d'études présentant des marges de progrès notables.

Batteries sodium -soufre

L'accumulateur sodium-soufre (NaS) fonctionne avec des électrodes liquides. Pour cela, il doit être maintenu à une température comprise entre 290 °C et 350 °C. Les électrodes, siège des réactions électrochimiques, sont en sodium et en soufre liquide. L'électrolyte séparant les deux électrodes est constitué de céramique, ce qui garantit une bonne conduction des ions. La durée de vie peut atteindre 15 ans et plus de 4 000 cycles en conditions non critiques (décharges inférieures à 80 %)

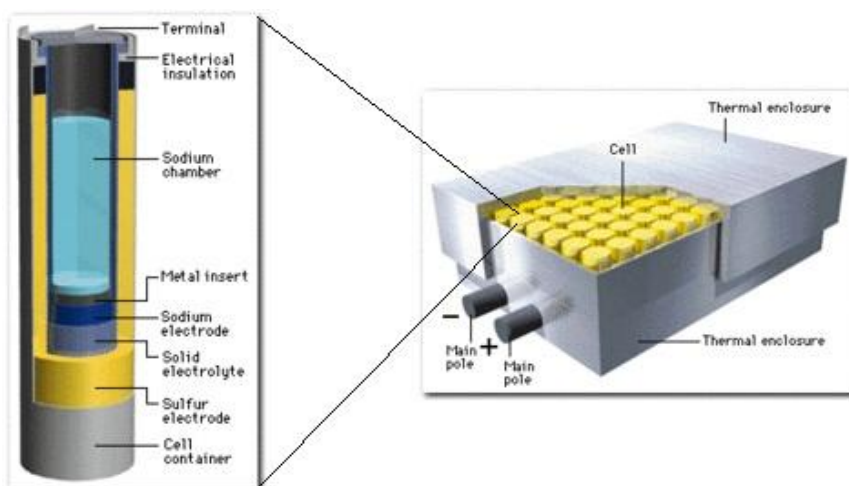


Figure 5 : Schéma de principe des éléments sodium-soufre et de leur assemblage en batterie. Source : NGK Insulator.

La filière sodium-soufre peut être utilisée pour de grandes capacités (plusieurs MW), ce qui permet d'y recourir pour des systèmes de stockage en soutien aux réseaux électriques. Des batteries NaS ont été installées sur l'île de la Réunion (1 MW), au Texas (4 MW) et de nombreuses applications existent au Japon (plusieurs centaines de MW). La technologie NaS faisant appel à des matériaux largement disponibles et peu onéreux (sulfure de sodium, alumine, aluminium) est une solution attractive pour le stockage d'énergie dans les batteries fixes, en charge de la régulation des réseaux ou de l'optimisation du fonctionnement des centrales sur des périodes de plusieurs heures. Cette technologie est mise en œuvre par NGK au Japon, qui affirme pouvoir accroître la puissance de ses batteries pour en réduire la taille et le prix au watt. Les classements des divers types de batteries en

² On se référera sur ce sujet à l'article de Marion Perrin dans le présent dossier.

termes de coûts et de disponibilité des matériaux de base classent fréquemment le couple sodium-soufre en N°1 toutes catégories.

Le véhicule électrique comme moyen de stockage.

Par l'utilisation de leurs batteries, l'arrivée des véhicules électriques (VE) constitue un élément nouveau dans la gestion du réseau électrique en tant que possible moyen de stockage. Une voiture est inutilisée 95 % de son temps de vie et l'utilisation moyenne d'un véhicule électrique nécessitera moins de 80 % de la capacité de la batterie pour les trajets quotidiens. Il apparaît donc envisageable d'utiliser l'électricité stockée pour l'injecter sur le réseau pendant les périodes où le véhicule est branché au réseau électrique afin de faire face aux pics de demande ou, inversement et plus facilement, de charger la batterie du véhicule en heures creuses. Il s'agit du concept du « vehicle-to-grid », ou V2G, qui consiste à utiliser les batteries des véhicules électriques comme une capacité de stockage mobile.

Pour un parc d'un million de VE branchées (le plan du gouvernement français prévoit un total de 2 millions de VE à l'horizon 2020), la capacité de stockage pourrait atteindre 10 GWh. Les véhicules électriques pourraient donc représenter une capacité additionnelle de stockage d'énergie appréciable, sous réserve que cet usage soit technologiquement et économiquement pertinent : contrairement au stockage de masse de l'énergie, cette utilisation de la batterie nécessite des cycles de charge et décharge très rapides et nombreux, ainsi qu'une très forte densité d'énergie. Par ailleurs, l'état du système électrique devra être pris en compte lors de la charge ou de la décharge du véhicule.

Stockage électromagnétique par inductances supraconductrices (SMES)

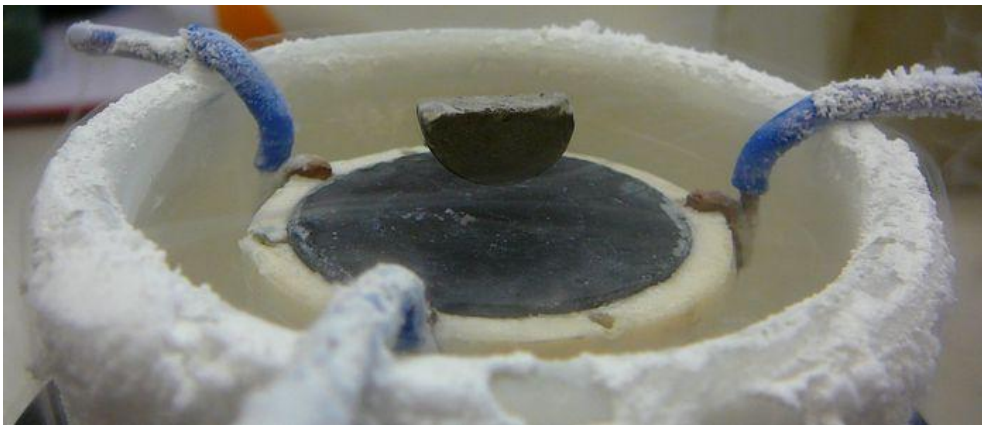


Figure 6 : Bobine supraconductrice – Source : Inf'OSE 2011 - Mars 2012.

SMES est l'acronyme anglais de **Superconducting Magnetic Energy Storage**. Dans un tel système, l'énergie électrique est stockée via un courant électrique envoyé dans une bobine de fil supraconducteur (sinon l'énergie est dissipée par l'effet Joule en quelques millisecondes) refroidie en dessous de sa température critique. Le courant reste emprisonné dans l'enroulement et circule presque indéfiniment grâce aux pertes quasi-nulles. Le SMES constitue ainsi une réserve d'énergie électromagnétique qui peut être récupérée en un temps très court en plaçant la bobine aux bornes d'un circuit à alimenter. L'énergie stockée variant comme le carré du courant, le recours à la supraconductivité permet de faire circuler de forts courants pour y stocker de grandes quantités d'énergie.

Le principe de cette utilisation d'un enroulement supraconducteur pour stocker de l'énergie magnétique a été proposé pour la première fois par un chercheur français d'EDF, M. Ferrier, en 1970³.

SMES pour les réseaux électriques

Suivant la quantité d'énergie stockée, on peut distinguer trois familles d'utilisations possibles pour les SMES sur un réseau électrique :

- les alimentations sans interruption (énergie stockée de l'ordre de quelques kWh) ;
- le lissage de la production ou de la consommation à l'échelle locale (énergie stockée de 1 à 100 MWh) ;
- la stabilisation des réseaux en modulant la transmission de puissance (Flexible AC Transmission Systems, énergie stockée supérieure à 100 MWh).

Pour ces applications, le SMES apporte des avantages réels par rapport aux solutions conventionnelles :

- un rendement élevé de la conversion d'énergie (supérieur à 85 %) ;
- un temps de réponse très court ;
- une grande durée de vie (grand nombre de cycles de charge/ décharge possible).

La taille des SMES est modulable et permet d'obtenir des capacités comprises. Leur implantation ne se heurte pas à des contraintes particulières.

Cependant, le coût des investissements constitue un énorme frein au développement de cette technologie car les matériaux supraconducteurs et les dispositifs de cryogénie sont encore excessivement chers. De plus, la consommation d'énergie pour le refroidissement de la bobine supraconductrice grève fortement le rendement global de l'installation. Les installations sont principalement des pilotes de démonstration qui se situent aux Etats-Unis, avec un début d'industrialisation.

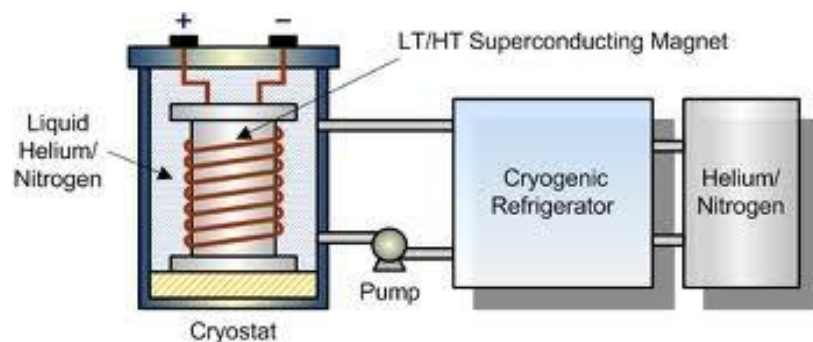


Figure 7 : Schéma de fonctionnement d'un SMES - Source : Intech

Les SMES auront-ils un rôle important à jouer sur les réseaux électriques de demain ? Cela dépendra du coût de cette technologie ; il faudrait voir baisser sensiblement le coût des supraconducteurs et de la cryogénie dont il conviendrait également d'améliorer les performances.

³ Energy Storage in a Superconducting Winding (Stockage d'énergie dans un enroulement supraconducteur).

Super-condensateurs

Apparu dans les années 2000, les super-condensateurs sont des composants dédiés au stockage de puissance plutôt qu'à celui d'énergie. Ils se présentent sous la forme de cellules élémentaires dans lesquelles le stockage est de type électrostatique. Cela permet d'obtenir des puissances massiques élevées, de l'ordre de 10 kW/kg, supportant de 500 000 à 1 million de cycles de charge/décharge. Le principe des super-capacités repose sur la création d'une double couche électrochimique par l'accumulation de charges électriques à l'interface entre une solution ionique (électrolyte) et un conducteur électronique (électrode). A la différence des batteries, il n'y a pas de réaction d'oxydoréduction. Un dépôt de charbon actif sur un film en aluminium permet d'obtenir une surface importante et donc une forte capacité. Les électrodes baignent dans un électrolyte aqueux ou organique. Les charges électriques sont stockées à l'interface électrode-électrolyte. Le temps de réponse est de quelques secondes.

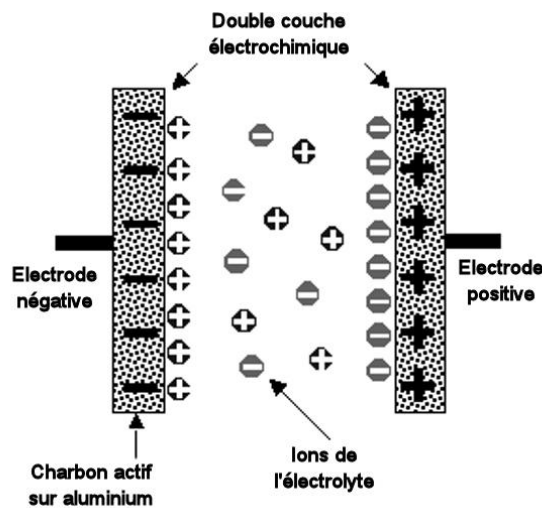


Figure 8 : Schéma de principe d'un supercondensateur électrolytique double couche – Source : Wikipédia.

Stockage d'électricité sous forme thermique

Dans les **stockages d'énergie par chaleur sensible**, l'énergie est stockée sous la forme d'une élévation de température du matériau de stockage. La quantité d'énergie stockée est alors directement proportionnelle au volume, à l'élévation de température et à la capacité thermique du matériau de stockage. Cette solution ne dépend pas de contraintes géographiques, contrairement aux solutions gravitaire et à air comprimé. Elle vient généralement en appui de systèmes purement thermiques tels que le stockage thermique équipant le chauffage urbain de la ville de Krems sur le Danube (figure 9).



Figure 9 : Stockage par chaleur sensible stockage thermique à Krems en Autriche, 50.000 m3 d'eau, 2 GWh – Source : Wikipédia.

Ces stockages thermiques peuvent cependant venir en appui de systèmes électriques. La technique du stockage par chaleur sensible est en particulier utilisée dans les centrales solaires thermodynamiques à concentration (CSP, Concentrated Solar Power). L'énergie excédentaire produite le jour par les centrales est stockée dans des réservoirs de sels fondus portés à haute température (350 à 400 °C) et est récupérée le soir et la nuit pour assurer un lissage de la production. En Espagne, Les trois centrales d'Andasol peuvent ainsi stocker chacune 0,35 GWh. A la centrale Gemasolar, près de Séville, en Andalousie, le solaire thermique à concentration produit de l'électricité en continu grâce au stockage de l'énergie thermique emmagasinée dans la journée. Elle utilise des sels fondus (un mélange de nitrate de potassium et nitrate de sodium fondu) et est dimensionnée pour stocker l'énergie et lisser la production électrique sur 24 heures⁴. Dans le plan solaire marocain, la première centrale d'Ouarzazate 1 comporte aussi du stockage. Le surcoût lié au stockage d'électricité d'origine solaire est d'un coût relativement modéré avec la technologie des centrales à tours et à sels fondus ; il reste important de progresser pour réduire le montant.



Figure 10 : Centrale Gemasolar près de Séville en Espagne.

⁴ Voir REE 2011-5 – Dossier Les grands projets solaires du pourtour méditerranéen.

Stockage d'énergie grâce à l'hydrogène

Les systèmes de stockage d'énergie grâce à l'hydrogène utilisent un électrolyseur intermittent. Pendant les périodes de faible consommation d'électricité, l'électrolyseur décompose de l'eau en oxygène et en hydrogène, selon l'équation $2 \text{H}_2\text{O} = 2\text{H}_2 + \text{O}_2$. Ce gaz est ensuite stocké, sous forme liquide, comprimée ou solide, par formation dans ce dernier cas de composés chimiques, généralement des hydrures métalliques. Il existe ensuite trois moyens différents de réinjecter de l'électricité sur le réseau à partir de l'hydrogène ainsi stocké :

- alimenter une pile à combustible, ce qui suppose que l'hydrogène soit traité pour atteindre un niveau de pureté ;
- synthétiser du gaz naturel selon le procédé de la méthanation et, soit l'injecter directement dans le réseau de gaz existant⁵, soit l'utiliser pour alimenter une centrale à gaz « classique », produisant de l'électricité ;
- enfin utiliser l'hydrogène directement dans une centrale à gaz spécialement conçue à cet effet.

Ces technologies sont assez prometteuses puisque l'hydrogène a une densité énergétique très élevée et permettrait ainsi de stocker d'importantes quantités d'énergie. Mais pour l'heure, elles souffrent de plusieurs inconvénients : un faible rendement du processus qui est au mieux de l'ordre de 30 %, un prix élevé, une puissance limitée et une faible durée de vie des générateurs électrochimiques.

Des travaux de R&D sont encore en cours. Un pilote de démonstration de 200 kW et 1,75 MWh a récemment vu le jour en Corse, sur le site de Vignola, près d'Ajaccio, dans le cadre du projet MYRTE « Mission hydrogène renouvelable pour l'intégration au réseau électrique », qui vise à gérer de manière optimale la production d'une centrale photovoltaïque de 560 kW. Le projet MYRTE a pour objectif de développer un système et une stratégie de pilotage visant à améliorer la gestion et la stabilisation du réseau électrique en zone insulaire, afin de dépasser le seuil des 30 % dans les zones non interconnectées.

AREVA a développé une solution de stockage et de gestion énergétique à base d'hydrogène : la Greenergy BoxTM. Ce concept industriel innovant, composé d'un électrolyseur et d'une pile à combustible, permet le stockage d'hydrogène et d'oxygène obtenus par électrolyse de l'eau en période de faible demande d'énergie et leur recombinaison pour produire de l'électricité lors des pics de consommation.

Comparaison des différentes technologies de stockage

Le tableau 1 compare, sur le plan technique, les performances de stockage et résume les principaux points évoqués dans tout au long de cet article.

⁵ Il est également possible de réinjecter de l'hydrogène directement dans le réseau de gaz, dans de faibles proportions (voir Flash Info dans la REE 2012-5 sur la construction en Allemagne d'une usine « power to gas »).

	Hydraulique	Air comprimé	Batteries électrochimiques	Batteries à circulation	Thermique
Forme d'énergie	Gravitaire	Air comprimé	Chimique	Chimique	chaleur
Densité d'énergie	1 kWh/m ³ pour une chute de 360 m	12 kWh par m ³ de caverne à 100 bars	Batteries au Pb : 33 Wh/kg Batteries Li-ion : 100 Wh/kg	33 kWh/m ³	200 kWh/m ³
Capacité réalisable	1 000-100 000 MWh	100-10 000 MWh	0,1-10 MWh	10-100MWh	1000-100 000 MWh
Puissance réalisable	100-1 000 MW	100-1000 MW	0,1-10 MW	1-10 MW	1-10 MW
Rendement électrique	65 %-80 %	50 % avec l'apport de gaz naturel	70 %	70 %	60 %
Installations existantes	100 000 MWh 1 000 MW	600 MWh 290 MW	40 MWh 10 MW	120 MWh 15 MW	
Remarques	Sites avec retenue d'eau	Sites avec cavernes	Métaux lourds	Produits chimiques	A évaluer

Tableau 1 : Comparaison sur le plan technique des principales formes de stockage.

L'étude comparative des différentes solutions de stockage implique également une analyse économique, avec pour chaque technologie évaluation de leur coût d'investissement décliné en termes de puissance et d'énergie et de leurs coûts d'opération. Les structures de coût sont sensiblement différentes selon les technologies. Les STEP sont très capitalistiques tandis que les batteries ont des coûts élevés de remplacement. Pour comparer les coûts réels des diverses solutions, il est également nécessaire d'intégrer les paramètres d'usage (durée de vie, fréquence de sollicitation)

Le tableau 2 compare les différentes technologies de stockage de l'électricité, en capacité, puissance, délais de réaction, et coûts des investissements.

Technologie	Capacité disponible	Gamme de puissance	Temps de réaction	Efficacité	Durée de vie	CAPEX puissance (€/kW)	CAPEX énergie (€/kWh)
STEP	1–100 GWh	100MW – 1 GW	s - min	70–85 %	>40ans	500–1 500	70–150
CAES	10MWh –10 GWh	10–300 MW	min	50 % (1 ^{ère} gen.) 70% (AA-CAES)	>30ans	400–1 200	50–150
Hydrogène et Pile à Combustible	10kWh –10 GWh	1 kW – 10 MW	s - min	25–35 %	5–10 ans	6 000	<500
Batteries Sodium-Soufre	<100MWh	<10 MW	ms	75–85 %	2 000–5 000 cycles	500–1 500	150–500
Batteries Lithium-Ion	<10 MWh	<10 MW	ms	85–95 %	2 000–10 000 cycles	1 000–3 000	300–1 200
Batteries Red-Ox Flow	<100MWh	<10 MW	ms	65–80 %	2 000–12 000 cycles	500–2 300	100–400
Volants d'inertie	5–10 kWh	1–20 MW	ms	>90%	100 000 cycles	500–2 000	2 000–8 000
SMES	1–10 kWh	10kW – 5 MW	ms	>90%	20–30 ans	300	>10000
Super condensateurs	1–5 kWh	10kW – 5 MW	ms	90–95 %	500 000 cycles	100–500	10 000–20 000

Tableau 2 : Comparaison technico-économique de différentes technologies de stockage. Les valeurs présentées sont des ordres de grandeur. Source : ENEA mars 2012.

Enfin les technologies ne sont pas toutes aujourd'hui au même **niveau de maturité technologique**. Nous reproduisons ci-dessous (figure 11) un tableau résumé de la maturité des principales technologies de stockage stationnaire d'électricité (source ENEA Consulting). Les coûts d'investissement sont fournis à titre indicatif, avec des incertitudes encore significatives, vu le caractère encore émergent de la filière et le manque de retour d'expérience.

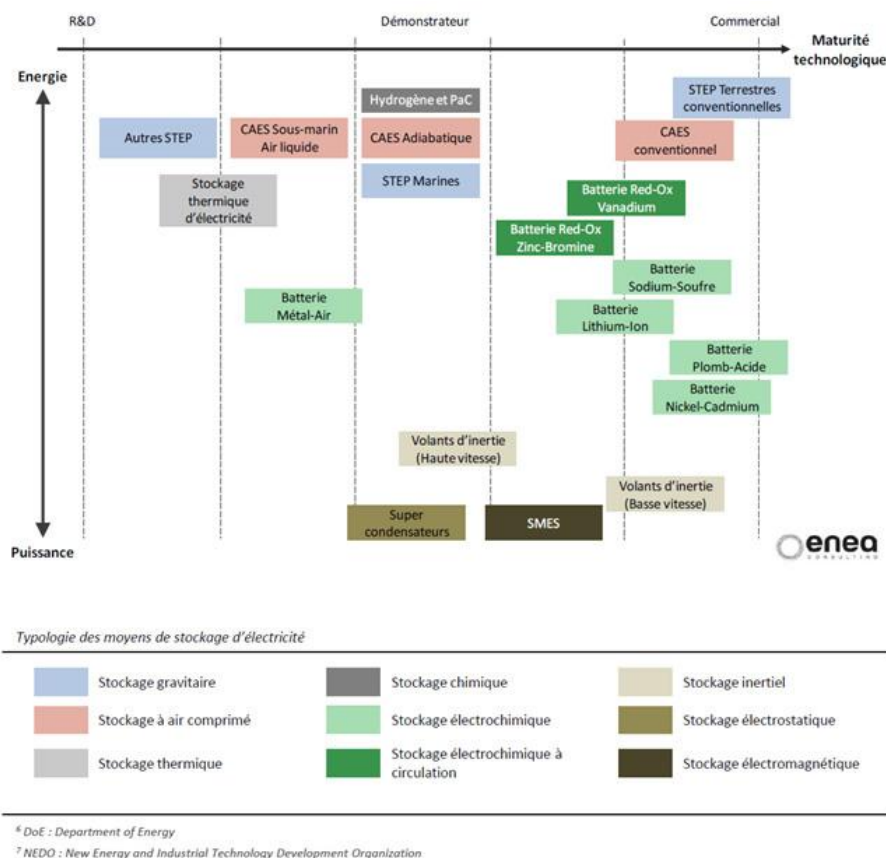


Figure 11 : Niveau de maturité des différents moyens de stockage d'électricité – Source : ENEA.

Conclusion

Il existe un grand nombre de technologies de stockage de l'électricité. Chacune a ses spécificités en termes de taille, de puissance délivrée, de coût, de nombre de cycles et donc de durée de vie, de densité énergétique, de maturité technologique et bien des interrogations se posent quant au choix de la technologie la plus adaptée aux besoins.

La plupart des technologies industrielles de stockage d'électricité sont de grande taille et centralisées. Le stockage décentralisé (au niveau du consommateur) est aussi d'un grand intérêt : possibilité d'ilotage (sûreté), meilleur dimensionnement du réseau, plus grande acceptation des ressources fluctuantes... (Citons les appels à manifestation d'intérêt sur le stockage d'énergies lancé par l'ADEME). Il faut bien sûr prendre en compte les spécificités énergétiques, en France et dans chaque situation, et le caractère encore expérimental de plusieurs filières industrielles de stockage, face à l'extension des réseaux, les centrales de pointe et même l'effacement.

Le développement des énergies renouvelables intermittentes va amener un besoin croissant en dispositifs de régulation des flux d'énergie et de la puissance disponible sur le réseau. Ce marché,

encore émergent aujourd'hui, devrait exploser d'ici quelques décennies et des solutions innovantes de stockage d'énergie semblent en bonne posture pour percer.

Abstract

Energy storage is a challenging and costly process, as electricity can only be stored by conversion into other forms of energy (e.g. potential, thermal, chemical or magnetic energy). The grids must be precisely balanced in real time and it must be made sure that the cost of electricity is the lowest possible. Storage of electricity has many advantages, in centralized mass storages used for the management of the transmission network, or in decentralized storages of smaller dimensions. This article presents an overview of the storage technologies: mechanical storage in hydroelectric and pumped storage power stations, compressed air energy storage (CAES), flywheels accumulating kinetic energy, electrochemical batteries with various technologies, traditional lead acid batteries, lithium ion, sodium sulfur (NaS) and others, including vehicle to grid, sensible heat thermal storage, superconducting magnetic energy storage (SMES), super-capacitors, conversion into hydrogen... The different technologies are compared in terms of cost and level of maturity. The development of intermittent renewable energies will result in a growing need for mechanisms to regulate energy flow and innovative energy storage solutions seem well positioned to develop.

L'auteur

Henri Boyé est membre du Conseil Général de l'Environnement et du Développement Durable (CDEDD), coordonnateur du Collège énergie et climat, spécialiste en énergies renouvelables. Il a été en poste au ministère de l'Industrie, en nucléaire, économies d'énergie, innovation. Puis à EDF à l'international, directeur Afrique et Méditerranée, délégué général au Maroc, président de TEMASOL. Il est diplômé de l'école Polytechnique et de l'ENPC, ingénieur du corps des ponts, eaux et forêts.