Henri Boyé 3 Novembre 2011

Le stockage de l’énergie électrique

.

**1 Introduction**

L’électricité est sans doute le vecteur énergétique à la fois le plus commode à utiliser et le plus difficile à stocker. Le réseau électrique mutualise l’ensemble des moyens de production pour fournir en énergie électrique tous les consommateurs raccordés à ce réseau.

A tout instant, le gestionnaire du réseau doit équilibrer la demande des abonnés et la production en énergie, puisque, d’une part, l’électricité ne peut pas se stocker directement et que, d’autre part, un excès de demande peut conduire à des coupures ou à un décrochage de centrales.

Le stockage a toujours été le point faible dans la chaîne de distribution de l’énergie électrique entre les centres de productions (centrales électriques) et les centres de consommation : usines, collectivités diverses, activités tertiaires, particuliers… Il résulte de cette insuffisance que 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 développement de nouvelles solutions de production d’électricité d’origine renouvelable, lesquelles sont souvent intermittentes (solaire ou éolien), relance la problématique du stockage dans les Pays de Méditerranée. L’envoi sur le réseau d’énergie électrique provenant de sources intermittentes solaires et éoliennes rendra le réseau particulièrement instable si l’on ne peut amortir ses oscillations par un stockage et un déstockage d’énergie. Dans cette perspective nouvelle d’exploitation, il importe de trouver des solutions pour stocker l’énergie électrique et améliorer le comportement dynamique du réseau.

Cependant, stocker l’électricité devient presque incontournable : pour faire face à l’intermittence des ENR et assurer la continuité du service, mais également pour lisser les pointes de consommation et minimiser la puissance installée (optimisation du parc existant). A noter que le stockage est d’autant plus rentable qu’il écrête le haut de la pointe.

**2 Un état de l’art des solutions de stockage**

*Nous donnons ci-après un état de l’art des recherches actuelles réalisées dans ce domaine et une analyse des technologies de stockage qui pourraient être envisagées dans les pays PSEM.*

On sait stocker l’énergie mécanique, l’énergie thermique, l’énergie chimique, mais les lois de la physique nous apprennent qu’on ne peut stocker l’énergie électrique que de façon indirecte.

Diverses solutions de stockage existent : volants d’inertie, batteries, STEP (Station de Transfert d’Electricité par Pompage), Air comprimé (CAES), Thermique, Hydrogène. Aucune de ces solutions n’est entièrement satisfaisante à elle seule, en raison de la quantité de stockage proposée ou de l’inadéquation au site naturel. Tout l’art d’un gestionnaire de réseau d’électricité consiste donc à équilibrer l’offre et la demande locale en jouant sur l’interconnexion entre régions ou pays par des lignes à très haute tension (comme Espagne/Maroc) et sur la capacité de mise en route rapide de certains générateurs d’électricité en complément ou en compensation d’autres.

Notons aussi que les besoins et les technologies de stockage d’énergie différent suivant qu’ils sont centralisés et massifs, ou décentralisés et de quantité modeste.

**2.1. Les différents besoins de stockage d’électricité**

**Sont à distinguer deux grands types de besoins de stockage :**

**- centralisés et massifs,** cas de la gestion sur le réseau de transport, de l’énergie électrique produite par les centrales, afin d’équilibrer en temps réel la production et les demandes variables journalière, hebdomadaire, saisonnière, et, en plus, dans le futur, de la sécuriser face aux fluctuations d’une production importante et nécessairement intermittente d’énergie électrique d’origine renouvelable.

**- décentralisés et de quantité modeste** (applications stationnaires précises, alimentation électrique sans coupure possible, stockage pour pallier localement l’intermittence d’une source d’énergie renouvelable) ou répondant à des applications mobiles (transports).

Les équipements nécessitant de stocker de l’énergie peuvent se répartir en plusieurs classes d’applications, déterminées par les quantités d’énergie mises en jeu.

**-Les applications portables** correspondent à des énergies inférieures à quelques kWh, pour assurer le plus possible d’autonomie (la plus grande durée de fonctionnement possible) des appareils portables, en général électriques : téléphones, P.C., outils divers pour toutes sortes d’usages professionnels et de loisirs.

**-Les applications mobiles** nécessitent une autonomie d’énergie comprise entre quelques dizaines et quelques centaines de kWh durant l’ensemble du trajet, dans les transports aériens, terrestres et maritimes, à bord de véhicules motorisés en tout genre et pour tous usages. Ceci est une contrainte forte pour les véhicules électriques (poids des batteries, capacité limitée) sauf nouveaux vecteurs énergétiques (électricité ou hydrogène).

**-Les applications stationnaires** concernent aujourd’hui les équipements de production de l’énergie électrique alimentant un réseau de transport. Le stockage de l’énergie électrique a deux objectifs : économique (recherche du coût minimum de l’énergie électrique) et technologique (équilibre de la production et de la consommation de l’énergie). Les quantités d’énergie mises en jeu dépassent les centaines de MWh.

Dans le futur, le stockage concernera aussi les **équipements locaux, ou décentralisés, de production d’énergie électrique à partir de sources renouvelables (éoliennes et solaires),** qui seront isolés ou connectés à un réseau électrique (dans le but de pallier l’intermittence aléatoire ou journalière de l’énergie produite). Les quantités d’énergie mises en jeu sont de l’ordre de quelques MWh.

Le stockage de l’énergie électrique produite est le seul moyen de gérer en temps réel, avec la sécurité maximale, la production d’énergie électrique sur un réseau de transport.

Ainsi, il serait particulièrement intéressant de pouvoir stocker l’énergie produite en période de sous charge programmée des centrales, pour la restituer à la demande en période de surcharge.

Bien que le stockage direct de l’énergie électrique ne soit pas possible, on sait par contre la stocker de façon indirecte, pour la recréer à la demande. L’encadré suivant rappelle les principes en la matière.

**2.2. Le stockage indirect de l’énergie électrique**

Les lois de la physique empêchent de stocker directement l’énergie électrique (comme on stocke le pétrole, le gaz, le charbon, l’eau), mais on peut la transformer en d’autres formes d’énergie potentielles stockables : mécanique, électrochimique, thermique, etc., par des conversions dont certaines sont réversibles (c'est-à-dire capables, par transformation inverse, de recréer de l’énergie électrique).

Citons en particulier **la conversion réciproque énergie mécanique / énergie électrique;** elle est toujours à l’origine de la production d’énergie dans les centrales hydrauliques.

Citons aussi les **conversions électrochimiques** de charges et de décharges dans les batteries électrochimiques.

Du fait de cette possibilité de réversibilité de conversion on peut stocker indirectement de l’énergie électrique que l’on utilise quand on en a besoin (au rendement près des deux conversions successives et éventuellement en-deçà d’une limite en nombre de cycles de conversions/reconversions possibles, dans les batteries).

**2.3. Le stockage : un moyen temps réel de fournir l’énergie électrique au coût minimum**

L’énergie électrique fournie au réseau provient de centrales de types différents : nucléaires dans certains pays, hydrauliques au fil de l’eau, hydrauliques de lacs, thermiques au charbon qui produisent l’énergie électrique de base, STEP (ou centrales hydrauliques de pompage à stockage d’eau gravitaire, thermiques à turbines à gaz, thermiques à turbines à gaz en cogénération chaleur électricité, champs d’éoliennes qui produisent l’énergie électrique intermédiaire et l’énergie de pointe, solaire. Chaque type de centrale a un prix de revient du kWh différent.

**Rappel de Principes de gestion de réseaux ;**

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 produite par ces diverses centrales avec la quantité d’énergie consommée : du fait d’une demande fluctuante, le prix de revient de l’électricité fluctue donc 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 centrales éligibles, la configuration optimale de centrales à mettre en production et de celles à tenir en réserve.

Toutes 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 que, d’autre part, la quantité de CO2 rejetée dans l’atmosphère est nulle.

**Fluctuation de la production face aux fluctuations de la demande et avantages du Stockage**

La demande en énergie électrique alternative sur le réseau de distribution fluctue au long du cycle quotidien : elle est plus faible la nuit (heures creuses) que le jour (heures pleines, pointe). Elle varie également suivant les jours de la semaine (travaillés ou non), suivant les saisons et la météo (en particulier en hiver et en été, usages de chauffage et climatisation).

Les courbes journalières de consommation montrent, à certaines heures, des pointes de demande considérables par rapport à la fourniture de base (de 1 à 5).

On va donc essayer de stocker de l’énergie pendant les heures creuses, surtout durant les week-ends, et la déstocker pendant les heures pleines des jours de semaine.

En Europe, les STEP existantes facilitent la gestion de la production de l’énergie électrique grâce à leur souplesse et leur relative rapidité de marche, soit en pompage, soit en turbinage. Néanmoins ce stockage centralisé ne suffit pas à lui seul pour passer les pointes variables de demande d’énergie électrique : il est alors nécessaire de démarrer ou de mettre en régime variable des centrales thermiques au charbon, au fuel et au gaz, qui rejettent des gaz à effet de serre et, souvent, doivent en plus fonctionner en surcharge pour fournir l’énergie pendant la durée des pointes de consommation.

La variation de charge des centrales a des conséquences négatives sur leur bon fonctionnement, techniques (usures prématurées d’équipements dues aux fatigues alternées) et financières (entretien important et surdimensionnement en puissance des équipements à prévoir à l’origine). Une restitution sur le réseau d’énergie électrique stockée pendant des heures creuses permet en grande partie d’éviter cette succession de démarrages et d’arrêts ou de marches en surcharge de centrales.

***2.4.COMMENT BIEN STOCKER L’ÉNERGIE ÉLECTRIQUE POUR L’EXPLOITER SUR LE RÉSEAU ? TYPES ET FACTEURS DE MÉRITE DES STOCKAGES D’ÉNERGIE ET DE PUISSANCE RÉVERSIBLES***

**Procédés de stockage réversibles possibles**

Différents procédés usuels sont qualifiés de réversibles, c'est-à-dire qu’ils sont capables, à la demande, de transformer de l’énergie électrique en une énergie intermédiaire potentielle, puis de la reconvertir ultérieurement en énergie électrique.

### Les moyens de stockage d’électricité à grande échelle sont destinés à un fonctionnement au niveau du réseau pour les systèmes intermittents. Il s’agit de stockage d’énergies supérieures à 50 ou 100 MWh pour la production d’énergie électrique sur le réseau de transport, principalement sous trois formes :

-Hydraulique gravitaire (STEP)

-Gaz comprimé (CAES)

-Énergie thermique

**-le stockage d’air comprimé** et sa détente dans des turbines à gaz sans étage de compression, pour la fabrication d’électricité (CAES) ;

**-le stockage d’énergie thermique** (fluides divers dont la vapeur d’eau, les els fondus..) et sa restitution dans une turbine comme précédemment.

**2.5 Etat de l’Art**

Les deux technologies expérimentées de façon industrielle sont les STEP, en France et en de nombreux endroits dans le monde, et les CAES, en Allemagne et aux USA. Nous citerons aussi le stockage chimique par batteries, le stockage thermique, qui s’applique au solaire thermodynamique, le stockage par volant d’inertie, et l’Hydrogéne

**A Les stations de transfert d’énergie par pompage (STEP)**

**L’énergie hydroélectrique** est une forme générale de stockage massif d’énergie, associée à un réservoir ou à un lac artificiel en amont. En effet, l’énergie potentielle de la masse d’eau est transformée à la demande et rapidement 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.

Par contre si l’on doit rendre réversible et dynamique le stockage de l’énergie, par exemple pour gérer l’impact sur le réseau des déséquilibres de consommation d’énergie aux heures pleines et aux heures creuses, il faut utiliser d’autres technologies, comme **le stockage d’eau par gravité associé à des centrales hydrauliques de pompage (STEP)** ;

Le pompage-turbinage est une technologie éprouvée, connue depuis la fin du 19ème siècle, et qui permet de stocker de grandes quantités d'énergie électrique par l'intermédiaire de l'énergie potentielle de l'eau.

Utilisant cette technique, les stations de transfert d'énergie par pompage (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 de transfert d’énergie par pompage (STEP) est une installation de stockage hydraulique gravitaire. Elle 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. (schémas ci-après)



Le principe de fonctionnement des STEP est simple : pendant les heures creuses (au coût de l’énergie minimum) on remonte l’eau par pompage, pour la turbiner aux heures de pointe (coût de l’énergie maximum). L’intérêt est de pomper et de turbiner quand le rapport entre le coût marginal en période de pointe et le coût marginal en période creuse est supérieur à une certaine valeur, qui dépend des rendements en pompe et en turbinage. Le seul rapport de prix de revient entre heure pleine et heure creuse atteint des valeurs de l’ordre de 5.

Pour restituer 1 kWh sur le réseau il faut consommer 1,25 kWh en turbinage et 1,65 kWh en pompage /turbinage. La durée de stockage est quelconque, les débits de pompage avoisinent les 50 m3/s, et de turbinage les 75 m3/s. Le rendement est proche de 70 à 75 %.

**Exemples de STEP**

C’est en 1933 sur le lac Noir, dans les Vosges, qu’a été construite la première centrale de pompage. Seuls des sites avec de bons dénivelés peuvent être équipés : montagne ou falaises en bord de mer : en France, les STEP de Grand’Maison (1400 MW en pompage et 1800 MW en turbinage avec 400 GWh stockés), Montézic (4x220 MW), Revin (4x180 MW), Le Cheylas (2x240 MW) ; en Belgique, dans les Ardennes, la STEP de Coo-Trois Ponts de 1060 MW. Quelques sites sont encore susceptibles d’être équipés, dans les Alpes et dans les Pyrénées, pour une puissance totale de quelques milliers de MW.

Par extension, une usine à marée motrice (comme celle de la Rance) peut aussi être considérée comme une STEP, basée sur le jeu des marées et le dénivelé des hauteurs d’eau.

**Les STEP sont une technologie éprouvée et écologique,** matériels classique robuste, grande disponibilité.

**Chaque projet est spécifique, selon l**es sites à équiper et les investissements correspondants.

La distance par rapport aux grands centres de consommation, en particulier de ceux qui provoquent des pics de consommation, nécessite un transport d’énergie électrique sur d’assez grandes distances, il faut donc en tenir compte dans le bilan global.

**B Le stockage d’énergie sous forme d’air comprimé**

**(CAES, Compressed Air Energy storage)**

Dans les CAES, de l’air est comprimé aux heures creuses par un turbocompresseur accouplé à la turbine à gaz, puis est stocké dans des cavités souterraines. Aux heures de pointe, l’air comprimé est co-alimenté en gaz dans la chambre de combustion d’une turbine à gaz (éventuellement du type cogénération chaleur/électricité). Ce Système hybride gaz + électricité consiste à stocker de l’air comprimé dans des cavernes souterraines.

On réalise une cavité dans un dôme de sel en y envoyant de l’eau pour se débarrasser du sel, afin d’y stocker de l’air comprimé. Dans la technologie air comprimé classique, on réchauffe cet air dans la détente et on turbine l’air chaud. Ainsi 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 0,75 kWh d’électricité en pompage, et brûler 1,22 kWh de gaz. La durée de stockage est de quelques heures.



Schéma de CAES en cavité souterraine



**Exemples de CAES** Les CAES sont expérimentés depuis 1979 essentiellement en Allemagne. 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 ; aux USA près de Cleveland, le CAES de Norton délivre 2700 MW, grâce à de l’air stocké sous 110 bars dans des carrières de calcaire à 570 m de profondeur.

**Avantages des CAES : localisation et rendement** Cette solution éprouvée a pour avantage de pouvoir être délocalisée 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, c**es installations exigent une consommation d’énergie électrique pour la compression, puis une consommation de gaz dans la turbine avec émission de gaz à effet de serre. Certes elles consomment moins de gaz, et rejettent moins de CO2 que des turbines à gaz classiques, mais cela doit nécessairement être pris en compte dans les bilans.

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.

**C STOCKAGE PAR BATTERIES ÉLECTROCHIMIQUES**

Les exemples type de stockage électrochimique réversible sont les batteries électrochimiques (par définition rechargeables) et les piles (non rechargeables), 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. Si la régénération des éléments initiaux sous l’effet du passage d’un courant électrique est possible (recharge), on parle de batterie. Dans le cas contraire, on parle de pile, jetable car non réutilisable.

Les facteurs de mérite des batteries sont les suivants : 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), où elles sont souvent utilisées comme batteries de démarrage. La majorité de ces batteries (95 %) sont de type plomb-acide, mais d’autres technologies sont développées (cadnium nickel, lithium – ion…).

Les batteries actuelles présentent trois points faibles dans les applications (comme l’alimentation des voitures électriques) : 1’l’insuffisance de l’énergie massique, un nombre de cycles de charges/décharges trop faible pour la durée de vie des applications qui les utilisent, et surtout un temps de recharge trop grand. En outre les batteries et les piles (particulièrement) posent un problème de recyclage en fin de vie.

**Batteries de secours de réseau électrique.**

Des batteries prototypes de très grande puissance ont été développées pour secourir des réseaux électriques locaux, dans les gammes de 10 à 100 MWh. Compte tenu du caractère encore expérimental de ces productions, elles sont en nombre très limité. Ce type de batterie pourrait être utilisé pour faire du stockage journalier nuit/jour.

(Les procédés les plus connus sont les batteries Redox-flow et le procédé Regenesys de Innogy à circulation d’électrolyte liquide.)

**Les batteries électrochimiques** ont connu des expériences à grande échelle. Il y a eu plusieurs grandes batteries de stockage d’électricité, notamment une à Berlin pour soutenir le réseau local pendant la période où Berlin était isolé politiquement. Aussi en Alaska, avec 1000 tonnes de batterie cadmium-nickel fournissant 40 MW pour 7 minutes (4,7 MWh) ou bien 27 MW pendant 15 minutes (6,7 MWh).

Dans **les batteries à circulation**, on stocke l’énergie sous forme liquide. On a une cellule d’électrolyse avec une membrane de séparation avec d’un coté du bromure, et du vanadium de l’autre côté. Quand on électrolyse, on transforme le bromure en brome qui va rester dissous dans le liquide. De l’autre côté, on réduit le vanadium et, inversement pendant le déstockage. Plusieurs couples sont utilisés : zinc-brome, sodium-brome, vanadium-brome, brome-polysulfure. (Allemagne, en Irlande : l’installation de Little Bardford avec ses deux fois 1800 m3 d’électrolyte).

 ***D LE STOCKAGE IN****ERTI****EL*** *(***énergie cinétique accumulée dans un volant d’inertie)**

Ce stockage est relatif à une utilisation locale d’énergie électrique, stationnaire ou mobile. Il se fonde sur la conversion instantanée de l’énergie mécanique en énergie électrique et, réciproquement, conversion dont les machines électriques sont naturellement le siège suivant qu’elles sont génératrices (si elles sont entraînées) ou motrices (si elles sont entraînantes). L'énergie est stockée sous forme d'[énergie cinétique](http://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_cin%C3%A9tique) par la rotation d'un disque lourd (volant d’inertie). Pour accumuler l'énergie, un moteur accélère le disque. Pour utiliser l'énergie, on freine le disque qui en ralentissant libère l'énergie. En pratique, pour le stockage d'énergie électrique, le générateur peut être le moteur (le même engin électrique peut faire office de moteur ou de frein/générateur), accouplé sur une même ligne d’arbre à une ou deux machines électriques tournantes. Il n’y a pas de limites de puissance autres que celles de la faisabilité dimensionnelle de chaque partie tournante et de la ligne d’arbre. Les moteurs et les alternateurs (dimensionnés suivant les applications) ont une puissance variant entre quelques kW et quelques MW, pour une vitesse de rotation de quelques 50 000 tours/min à quelques 1 000 tours/min.

La puissance massique stockée dépend du matériau constituant le volant, choisi pour sa résistance à la force centrifuge : 1700 W/kg pour l’acier fretté, 2800 W/kg pour un verre époxy, 3700 W/kg pour un kevlar époxy. Le nombre de cycles de charges/décharges peut être très élevé, limité par les contraintes de fatigue. Le frottement doit être minimal pour éviter les déperditions. C'est possible en plaçant le volant dans le vide et sur des paliers à lévitation magnétique, systèmes rendant la méthode chère. De plus grandes vitesses de volant permettent une plus grande capacité de stockage, mais exigent des matériaux ultra résistants pour résister à l'éclatement et éviter les effets explosifs d'une panne du système, où le disque se transformerait en [projectile](http://fr.wikipedia.org/wiki/Projectile)...)

En pratique, ce type de stockage est d'un usage très courant mais il se limite principalement aux [volants d'inertie](http://fr.wikipedia.org/wiki/Volant_d%27inertie) au sein des moteurs et des appareils de production d'énergie de puissance limitée ; ils y opèrent un lissage à très court terme pour régulariser la fourniture d'énergie. C'est notamment le cas de tous les moteurs thermiques, surtout des moteurs turbo Diesel dont les à-coups sont importants.

**E Stockage d’électricité sous forme thermique**

**La solution thermique** ne dépend pas de contraintes géographiques, contrairement aux solutions gravitaire et à air comprimé.

Exemple de stockage par chaleur sensible stockage thermique à Krems en Autriche, 50.000 m3 d'eau, 2 GWh 

Dans le stockage 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 directement proportionnelle au volume, à l'élévation de température et à la [capacité thermique](http://fr.wikipedia.org/wiki/Capacit%C3%A9_thermique) du matériau de stockage. Ce type de stockage n'est limité que par la différence de température disponible, les déperditions thermiques du stockage (liée à son [isolation thermique](http://fr.wikipedia.org/wiki/Isolation_thermique)) et l'éventuel [changement d'état](http://fr.wikipedia.org/wiki/Changement_d%27%C3%A9tat) que peut être amené à subir le matériau de stockage ([fusion](http://fr.wikipedia.org/wiki/Fusion_%28physique%29) ou [vaporisation](http://fr.wikipedia.org/wiki/Vaporisation)).

Un exemple de stockage de chaleur sensible : **Le stockage de l'énergie excédentaire produite par les centrales solairesle jour, afin d'être utilisée le soir et la nuit** (exemple : chauffage urbain de la ville de Krems sur le Danube, voir photo).

Cette technique est utilisée dans des [centrales solaires thermiques](http://fr.wikipedia.org/wiki/Centrale_solaire_thermodynamique), telles les trois centrales d'[Andasol](http://fr.wikipedia.org/wiki/Centrale_solaire_d%27Andasol%22%20%5Co%20%22Centrale%20solaire%20d%27Andasol) en Espagne qui peuvent stocker chacune 0,35 [GW.h](http://fr.wikipedia.org/wiki/Kilowatt-heure) dans des réservoirs de sels chauffés à 390°C.

**Andasol 1**, située près de [Guadix](http://fr.wikipedia.org/wiki/Guadix) en [Andalousie](http://fr.wikipedia.org/wiki/Andalousie) ([Espagne](http://fr.wikipedia.org/wiki/Espagne)), a démarré en [novembre](http://fr.wikipedia.org/wiki/Novembre) [2008](http://fr.wikipedia.org/wiki/2008) et génère une puissance-crête de 50 MWe, en solaire thermodynamique à sels fondus. La chaleur est transférée vers un fluide caloporteur constitué d'un mélange de sels fondus composé de 60 % de nitrate de sodium et de 40 % de nitrate de potassium atteignant une température finale de 400 °C. Un circuit secondaire est utilisé pour le transfert la chaleur vers un générateur de vapeur haute pression, entrainant un groupe turbine + alternateur. Cette unité de stockage thermique qui absorbe une partie de la chaleur produite durant la journée afin de la restituer la nuit ou durant les périodes nuageuses, doublant ainsi pratiquement le nombre d'heures opérationnelles dans le cours d'une année. Le réservoir thermique plein représente une réserve de 1 010 MW.h de chaleur, soit une réserve suffisante pour actionner la turbine durant 7,5 heures à pleine charge lorsqu'il pleut ou après le coucher du soleil (à la pointe). Les capacités thermiques consistent en 2 réservoirs de 36 mètres de diamètre sur 14 de haut stockant 28 500 tonnes de sels.

**Avec la centrale espagnole Gemasolar, inaugurée en Octobre 2011**, le solaire thermique à concentration espère franchir un nouveau pallier et produire de l'électricité en continu grâce au stockage de l'énergie thermique emmagasinée en journée. 



**Gemasolar revendique d’être le premier stockage sur 24h**. Inaugurée le 4 octobre 2011, la centrale Gemasolar, à Fuentes de Andalucia,près de Séville en Andalousie, est basée sur la technologie solaire thermique à concentration, avec un stockage renforcé. 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***](http://www.actu-environnement.com/ae/news/step-enr-smart-grid-13701.php4) ***sur 24 heure****s*. D’une puissance de 19,9 MW, elle devrait produire 110 GWh par an. 2.650 héliostats, (miroirs de 110 m2 avec trackers) suivent la course du soleil, répartis sur 185 hectares, et font converger les rayons solaires vers un réceptacle au sommet d'une tour de 140 mètres pour atteindre une température de 900°C. La chaleur est transmise aux sels fondus qui sont portés à 565°C et produisent, via un échangeur thermique, la vapeur alimentant une turbine couplée à un alternateur. Le solde de l'énergie non utilisée en journée peut être stocké dans un réservoir pour alimenter l'échangeur thermique de nuit, et ainsi produire de l'électricité de jour comme de nuit.

En juillet 2011, la centrale a réussi pour la première fois à produire de l'électricité pendant 24 heures sans interruption. Une production électrique en continu ou « en base », à partir de l'énergie solaire est visée. La centrale est dimensionnée pour pouvoir fournir de l'électricité pendant 15 heures sans rayonnement solaire, c'est-à-dire de nuit ou lorsque l'ensoleillement est limité par la nébulosité, et elle devrait assurer son rôle à raison de 6.500 heures par an, soit quelque 270 jours complets.

Ces projets solaires pilote avec stockage ont encore un caractère de démonstration. Le surcoût pour le stockage d’électricité solaire est notable, mais relativement moins élevé, avec la technologie des centrales à tours et à sels fondus ; et il est important de progresser pour réduire les coûts dans le stockage solaire.

**F L’utilisation de l’hydrogène comme stockage indirect**

Rappelons que dans les années 1980, une production de masse d’hydrogène avait été envisagée pour stocker de façon indirecte l’énergie électrique. L’idée consistait à profiter des heures creuses de consommation pour faire fabriquer par les centrales nucléaires de l’hydrogène par électrolyse de l’eau.

Ce projet a été rapidement abandonné pour des raisons économiques et technologiques (à l’époque on ne savait pas reconvertir l’hydrogène en énergie électrique sans utiliser de piles à combustibles).

Aujourd’hui on sait brûler l’hydrogène dans des centrales électriques spécialement équipées, et l’hydrogène stocké peut être considéré comme un stockage indirect de l’électricité.

(Cependant, même si des piles à combustibles parviennent à être développées pour les applications stationnaires et pour les transports, d’autres méthodes semblent aujourd’hui plus efficaces et plus économiques que l’électrolyse pour produire en masse de l’hydrogène : par exemple les diverses dissociations thermiques possibles de la vapeur d’eau ou l’électrolyse de l’eau à haute température.)

**G Le tableau suivant résume les différentes technologies** :

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Hydraulique | Air comprimé | Batteries électrochimiques | Batteries à circulation | Thermique |
| Forme d’énergie | Gravitaire | Air comprimé | Chimique | Chimique | chaleur |
| Densité d’énergie | 1 kWh/m3 pour unechute de 360 m | 12 kWh par m3 de caverne à 100 bars  | Batterie au plomb 33 kWh/tBatterie Li-ion 100 kWh/t | 33 kWh/m3 | 200 kWh/m3 |
| Capacité réalisable | 1 000-100 000 MWh | 100-10 000 MWh | 0,1-10 MWh | 10-100MWh | 1000-100 000 MWh |
| Puissanceréalisable | 100-1000 MW | 100-1000 MW | 0,1-10 MW | 1-10 MW | 1-10 MW |
| Rendement électrique | 65 %-80 % | 50 % avec l’apportde gaz naturel | 70 % | 70 % | 60 % |
| Installations existantes | 100 000 MWh1000 MW | 600 MWh290 MW | 40 MWh10MW | 120 MWh15 MW |  |
| Remarques | Sites avec retenued’eau | Sites avec cavernes | Métaux lourds | Produits chimiques | A évaluer |

**H Comparaisons entre STEP et CAES**

Ces deux solutions éprouvées, de l’Hydraulique et de l’air comprimé, semblent à première vue complémentaires puisque les STEP conviennent mieux aux régions montagneuses ayant des lacs en altitude ou plus simplement à des régions accidentées permettant de creuser des bassins surélevés au dessus d’un ruisseau, et que les CAES s’adaptent mieux aux régions à fortes densités humaine et industrielle qui sont à l’origine des demandes de pointes d’énergie.

Dans toutes les comparaisons chiffrées que l’on pourrait être amené à faire entre CAES et STEP, on ne doit pas oublier de confronter les résultats avec ceux que l’on obtiendrait avec des turbines à gaz TAC en cogénération chaleur/électricité, alimentées de façon continue en gaz, qui présentent trois avantages majeurs sur les STEP et CAES (rapidité de réponse, rendement élevé), et n’ont pas de problème de stockage de gaz, mais un inconvénient majeur : le prix de revient du kWh !

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, sur les investissements, les coûts d’exploitation, les quantités d’énergie à stocker, les durées de stockage et de production, etc.

EDF (ainsi que d’autres électriciens européens) en tant que producteur, estime que, sur tous les scénarios étudiés y compris pour les productions de pointe, les STEP présenteraient un bilan économique global plus favorable que les CAES malgré un investissement plus important, en tenant compte des coûts d’exploitation liés à l’absence de combustible et à un nombre d’heures de fonctionnement plus élevé (2400 heures /an contre 1200 pour un CAES). Pour EDF, derrière les STEP viendraient plutôt les TAC que les CAES dans la plupart des scénarios.

**3 Application aux Pays PSEM**

Dans les Pays PSEM, la courbe de charge électrique est souvent très contrastée (pointe du soir élevée, faible utilisation de l’électricité aux heures creuses.)

Le stockage de l’électricité pour le lissage de la consommation est donc a priori particulièrement justifié dans les PSEM.

Et le développement d’ENR à grande taille, envisagé à hauteur de 20 000 MW à l’horizon 2020 dans le PSM Plan Solaire Méditerranée, augmente la problématique et parait de nature à justifier économiquement une importante puissance de stockage, peut-être d’environ 10 000 MW en ordre de grandeur pour les PSEM.

Cas du Stockage au Maroc

Les besoins en stockage du Maroc peuvent être évalués à partir de la courbe de charge, le stockage permettant de faire face à la pointe. Ces besoins paraissent être de plus de 1000MW en puissance aujourd’hui, et ils devraient fortement augmenter avec la mise en œuvre du PSM, (Plan Solaire Marocain), qui prévoit 2000 MWe de centrales solaires sur quatre sites.

**Le stockage par STEP au Maroc.**

Du point de vue STEP et parmi les pays cibles retenus, le Maroc présente un potentiel très intéressant grâce à son relief (Montagne de l’Atlas, hauteurs dans le Rif). La technologie de stockage d’électricité actuellement privilégiée au Maroc (car la plus compétitive) est la STEP (Station de Transfert d’Electricité par Pompage).

Il existe déjà la STEP d’AFOURER

**Afourer** : dans la province d’Azilal, la STEP double d’AFOURER a été construite en 2001-2005. Elle délivre 463 MW grâce à deux stations de pompage/ turbinage, chacune à deux veines d’eau, ainsi que deux lacs supérieurs, situés à 800 mètres au dessus de la centrale hydraulique d’AFOURER (92 MW) et de son bassin sur l’Oued El Abid (ce bassin irrigue la région de Beni Mellal).

D'une puissance totale de 463 MW pour un productible annuel moyen de 800 MWh, cette STEP permet d'optimiser l’exploitation du parc de production en utilisant les capacités disponibles pour répondre à la forte demande d'énergie en pointe la nuit. Entre 22h et 7h du matin, lorsque la demande en électricité est faible, l'eau est ainsi pompée grâce à des turbines réversibles pour être stockée sous forme d'énergie potentielle dans un bassin supérieur, et elle est ensuite turbinée pour produire de l'électricité quand la demande est maximale. Cette STEP, mise en service en 2005, a nécessité un investissement de 1 600 millions de dirhams (141 Millions d’euros). Elle a été financée grâce à des emprunts octroyés par la Banque Européenne d'Investissement (BEI) et par le Fonds Arabe de Développement Economique et Social.

Après Afourer, il est prévu une deuxième STEP dans la région d’Agadir : **la STEP d’Abdelmoumen de 300 MW.**

Il y a aussi un projet de l’ONE (Office national d’Electricité) au nord du Pays, (région de Tanger/Tétouan), et un autre projet de STEP proposé à l’époque par EDF utilisant la mer méditerranée comme bassin inférieur. Ces STEPs auraient chacune des puissances comprises entre 200 et 400 MW.

Le Maroc peut donc atteindre à moyen terme une puissance installée de plus de 1000 MW en STEP.

Toutefois, étant donné les contraintes environnementales inhérentes aux STEP, ces dernières ne permettront probablement pas de satisfaire l’intégralité des besoins en stockage du Maroc et dans le pays voisins interconnectés.

Dans un système électrique, à service rendu égal c’est le stockage le moins couteux qui est recherché.

La meilleure forme de stockage est celle qui est la moins coûteuse à service donné : d’où la primeur des STEP aujourd’hui. Le plus souvent, quand la géographie et le relief le permettent, ce sera par un stockage basé sur des STEP que la meilleure rentabilité devrait être obtenue.

**Stockage solaire au Maroc.**

D’un point de vue économique, le stockage solaire ne devrait s’imposer de lui-même qu’une fois les capacités d’accueil des STEP saturées.

Pour l’heure, le stockage solaire n’est impulsé que par les appels d’offre lancés par le Maroc, (via MASEN, premier appel d’offres pour la centrale de Ouarzazte,) ceux-ci imposant aux centrales solaires une durée minimale de stockage pour faire face à la pointe et mieux gérer l’intermittence de cette source d’énergie.

Les perspectives pour le stockage solaire paraissent se situer dans un futur relativement proche (2020) et dans les technologies les moins coûteuses à service énergétique rendu identique. Une part importante des centrales du Plan Solaire Marocain est prévue avec un stockage intégré à la centrale solaire (ce qui influe en l’état actuel de la technologie, plutôt vers des centrales solaires à concentration à tour et à sels fondus). Le lobby des constructeurs pousse à cette technologie.

Cependant, **il est possible que d’autres techniques solaires sans stockage intégré (notamment Photovoltaïque) avec un stockage par le réseau électrique et par des STEP, puissent être globalement plus compétitives.**

Une analyse technico économique parait donc à mener, pour les pays PSEM, en tenant compte de leurs spécificités, et notamment les contraintes géographiques particulières requises pour les STEP, qui justifie pour chaque projet des études de sites approfondies. Des sites de nouvelles STEP sont déjà à des niveaux d’étude avancés.

Les autres techniques de stockage, paraissent moins bien adaptées aux pays PSEM, et plus couteuses (notamment le CAES par air comprimé en cavité souterraine, où les batteries chimiques de grande taille, pour lequel il n’y a d’ailleurs pas de projets connus à ce jour).

**En conclusion,**

Le stockage de masse de l’énergie électrique pourrait être un des composants importants des systèmes électriques du futur. De nouvelles technologies sont en cours d’investigation un peu partout dans le monde (STep, Compressed Air Energy Storage CAES-).

 La présence de capacités de stockage significatives dans un système électrique modifierait fondamentalement ses règles d’exploitation et réduirait ses coûts marginaux de production. Le stockage pourrait également favoriser le développement des EnR, source d’énergie naturellement dispersée, intermittente et difficilement prévisibles. Il permettrait une pénétration plus importante des EnR en améliorant la sûreté du système*.*

En particulier, les centrales solaires à concentration prévoient de plus en plus un stockage thermique pour déplacer la production électrique en dehors des heures d’ensoleillement, en particulier vers les heures de pointe de consommation. Les centrales thermodynamiques à sels fondus, comme Andasol et Gemasolar, paraissent les mieux adaptés et les lus compétitives pour le stockage solaire.

Du point de vue des technologies traditionnelles que sont les sites de pompages-turbinage (STEP), et parmi les pays cibles retenus, le Maroc présente un potentiel très intéressant grâce à son relief. Il existe déjà la STEP d’AFOURER qui est en fonctionnement avec une puissance de 350 MW, et plusieurs autres sites sont au stade d’étude avancée.

Le Maroc, bénéficiant du relief le plus propice, peut-il devenir un « château d’eau » des PSEM, assurant une fonction de stockage à grande échelle, (un peu comme la Suisse en Europe) ?