

Le stockage massif de l'énergie

La transition écologique et énergétique apparaît pour tous comme nécessaire pour satisfaire les besoins d'une population mondiale croissante en respectant les contraintes environnementales. Cette évolution sera fondée sur un mix énergétique durable et dans ce cadre, l'utilisation des énergies renouvelables devrait s'intensifier dans les prochaines décennies pour répondre à l'augmentation de la demande d'énergie électrique mondiale. Ainsi, l'AIE (Agence internationale de l'énergie) prévoit que 40 % de l'électricité proviendra des énergies renouvelables avant 2050. Parmi ces énergies renouvelables, certaines ont une production irrégulière et intermittente, et le stockage d'énergie est une des solutions pour accroître leur déploiement au sein d'un réseau électrique efficace et intelligent.

Le stockage de l'énergie

Le stockage de l'énergie concerne principalement le stockage de l'électricité et celui de la chaleur.

Le stockage de l'électricité vise à répondre à quatre problématiques principales : la récupération de la production d'énergie excédentaire par rapport à la demande du moment, la fourniture d'énergie pour compenser l'insuffisance due au caractère intermittent de l'offre, la fourniture d'énergie pour alimenter un pic de demande occasionnel et la fourniture d'énergie en cas de défaillance du système électrique ou de mauvaise qualité du réseau local.

Le stockage de la chaleur est avant tout destiné au chauffage et à la climatisation des bâtiments, de la maison individuelle au quartier ou au village.

À ce jour, le stockage direct de l'énergie électrique n'étant pas possible, l'électricité est convertie en énergie potentielle qui est stockée puis récupérée et retransformée pour être utilisable. En revanche, la chaleur peut être stockée directement via un matériau spécifique ou transformée, en énergie chimique par exemple.

La nature du stockage est multiple et fonction du temps de décharge, de la puissance et de la durée requises. Le stockage peut être à usage fixe ou centralisé, on parle alors de stockage stationnaire, mais il peut être aussi mobile, il est alors qualifié d'embarqué (moyens de

transport, appareils électroniques, etc.). On différencie aussi le stockage en fonction de sa capacité (quantité de charge électrique disponible) : le stockage est dit de faible capacité lorsque celle-ci est de l'ordre du kWh et de forte capacité si elle est supérieure à 10 MWh. Dans ce cas, on parle de stockage massif de l'énergie.

Les technologies actuelles de stockage et leur état de maturité

Les technologies de stockage massif de l'énergie se déclinent selon quatre catégories :

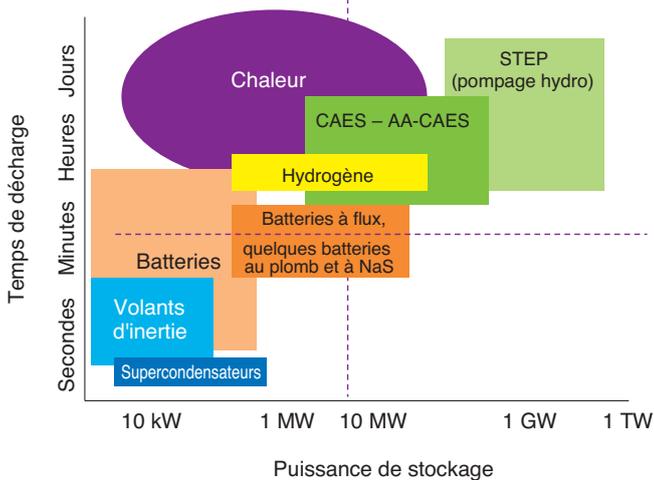
- énergie mécanique (potentielle ou cinétique) : stockage gravitaire par pompage (STEP), stockage par air comprimé (CAES), volants d'inertie ;
- énergies électrochimique et électrostatique : batteries, condensateurs, superconducteurs ;
- énergies thermique et thermochimique : chaleur sensible ou chaleur latente, énergie par sorption ;
- énergie chimique : hydrogène, méthanation, etc.

La figure 1 montre que les technologies permettant la gestion de fortes puissances sur des périodes longues concernent principalement les STEP, les CAES et la chaleur. Le stockage massif de l'énergie est majoritairement du stockage stationnaire mais quelques batteries mobiles peuvent aussi stocker des quantités d'énergie

Le stockage massif de l'énergie

de l'ordre de quelques dizaines de MWh. Ces batteries sont utilisées comme réserve d'énergie à la différence des batteries UPS (*Uninterruptible Power Systems*) qui livrent une brève impulsion en régime continu (pour mettre en route un générateur de secours par exemple).

Fig. 1 – Les différentes technologies de stockage en fonction de leur puissance et du temps de décharge (autonomie)



Source : IFPEN d'après diverses sources

Le stockage de l'hydrogène commence également à être utilisé hors piles à combustible pour véhicules. D'autres technologies émergent notamment pour le stockage d'électricité sous forme de chaleur ; elles seront brièvement abordées dans ce panorama des technologies de stockage massif d'énergie, mais les volants d'inertie, les condensateurs et les batteries "réserves de puissance" en sont par définition exclus.

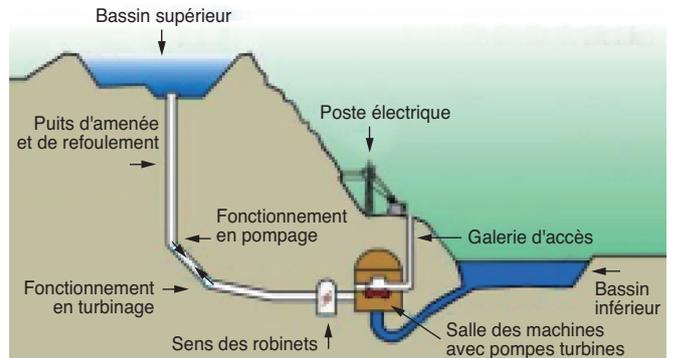
Mode de stockage mécanique

Station de transfert d'énergie par pompage (STEP)

Ce système de stockage repose sur le principe de l'énergie gravitaire. Il représente près de 99 % des capacités de stockage massif d'énergie installées dans le monde avec près de 400 STEP pour une capacité totale d'environ 125 GW.

Ce système, lié à l'énergie hydraulique, fonctionne sur le principe de deux retenues d'eau à des hauteurs différentes et est souvent couplé avec un barrage. Lorsque l'électricité est produite en excès, l'eau du bassin inférieur est pompée via une conduite forcée vers le bassin supérieur, qui devient un réceptacle d'énergie potentielle. Lorsque le besoin se fait ressentir, une partie du réservoir supérieur, est vidée et par gravité, l'eau passe dans une turbine qui produit l'électricité. C'est un système réversible qui associe pompe et turbine (fig. 2).

Fig. 2 – Schéma de fonctionnement d'une STEP



Source : EnerGeek 2011

La STEP est une technologie mature nécessitant néanmoins des installations conséquentes et un contexte géographique spécifique. Elle est en plein essor dans les régions montagneuses du monde entier, notamment en Asie, où est prévu un doublement de la capacité d'ici à 2020, et en Europe, où plus de dix projets sont actuellement en développement. Plusieurs projets consistent également à convertir un barrage hydroélectrique existant en STEP.

D'autres approches géographiques sont également à l'étude comme l'installation de STEP en bord de mer avec un réservoir positionné au-dessus d'une falaise, l'utilisation du dénivelé créé lors d'une extraction minière à ciel ouvert, la création d'îles ou de digues artificielles en offshore, ou encore la construction de digues en liaison avec des dépressions topologiques terrestres. Un cas opérationnel de STEP en bord de mer existe à Okinawa au Japon depuis 15 ans, le dénivelé de la falaise étant d'environ 100 m et la puissance fournie de l'ordre de 100 MW.

Stockage par air comprimé classique (CAES, *Compressed Air Energy Storage*)

Le principe du CAES repose sur l'élasticité de l'air : l'air est d'abord comprimé via un système de compresseurs, à très haute pression (100 à 300 bar) pour être stocké dans un réservoir (cavités souterraines par exemple). Pour récupérer cette énergie potentielle, l'air est détendu dans une turbine qui entraîne un alternateur. Comme l'air se réchauffe pendant sa compression, la chaleur à la sortie du compresseur peut être récupérée via des échangeurs et stockée afin d'être utilisée pour réchauffer la turbine.

Deux types de stockage à air comprimé sont à considérer : le CAES et le stockage par air comprimé adiabatique avancé (AA-CAES).

Le stockage massif de l'énergie

CAES classique

Le système fonctionne pratiquement comme une centrale à gaz sauf que les phases de compression et de détente sont séparées et décalées dans le temps. Ce système met en œuvre une turbine à gaz ; la chaleur produite n'est pas stockée mais seulement récupérée et le stockage de l'air comprimé se fait dans des cavernes souterraines.

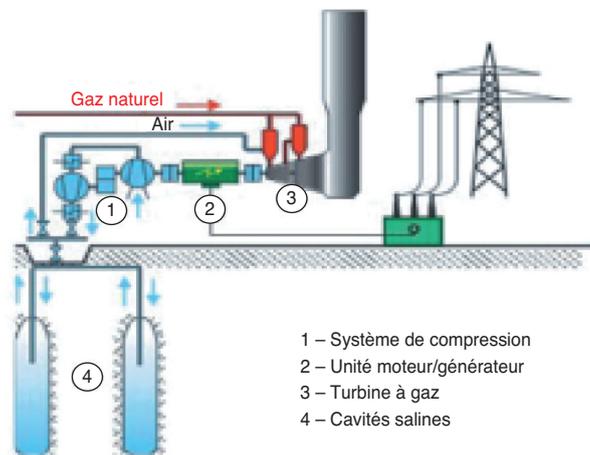
Deux installations liées à des cavités salines existent à ce jour : la première à Huntorf en Allemagne, qui fonctionne depuis 1978 (fig. 3), et la seconde à McIntosh en Alabama, depuis 1991.

Tableau 1
Caractéristiques des deux installations CAES

	Huntorf	McIntosh
Cavités salines	2 cavités de 150 000 m ³ chacune, situées entre 650 et 800 m de profondeur	1 cavité de plus de 500 000 m ³ située entre 450 et 750 m de profondeur
Puissance/durée	290 MW pendant 2 à 3 h	110 MW pendant 26 h
Pression dans la cavité	45 à 70 bar	45 à 75 bar

Source : IFPEN d'après diverses sources

Fig. 3 – Les principaux composants de l'installation d'Huntorf



Source : KU Mohmeyer et R. Scharf, 2001

En tenant compte des besoins énergétiques nécessaires au fonctionnement du système, le rendement d'une installation CAES classique est de l'ordre de 50 %.

Outre des cavités salines, d'autres sites géologiques de stockage sont envisageables et étudiés tels que d'anciennes mines, des roches poreuses et même des aquifères. Plusieurs projets ont été lancés aux USA notamment en liaison avec des fermes éoliennes, comme par exemple

un projet au Nebraska qui envisage un stockage à 3 000 pieds dans un grès poreux, ainsi que deux projets au Kansas. Le projet en Iowa qui envisageait un stockage dans un aquifère vient d'être arrêté car le site prévu n'est pas conforme aux attentes.

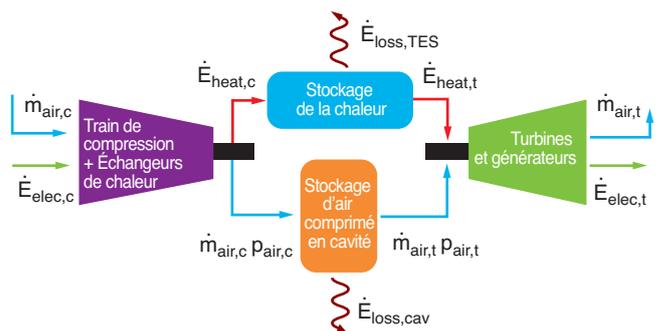
Des études sont également en cours pour s'affranchir de la contrainte géologique en considérant un stockage de plus faible volume dans des réservoirs en acier, ou dans des pipelines en surface ou légèrement enterrés (aux USA également).

Advanced Adiabatic CAES (AA-CAES)

Un système A-CAES (*Adiabatic*⁽¹⁾ CAES) a été étudié à la *Technical University of Clausthal* en Allemagne mais jamais expérimenté. Il visait à améliorer le système CAES classique en évitant la perte de chaleur à la sortie des compresseurs en stockant l'air chaud directement dans le réservoir. Mais il n'existe pas de tel réservoir capable de supporter à la fois une forte pression et une forte température (de l'ordre de 600 °C), et sans perte de chaleur pendant le stockage.

Le principe du AA-CAES reprend cette idée, mais propose que les deux énergies thermique et de compression soient stockées dans deux réservoirs spécifiques (fig. 4). La chaleur nécessaire pour réchauffer l'air comprimé pour sa détente est apportée par cette réserve et le système s'affranchit ainsi des apports en gaz comme dans le CAES classique.

Fig. 4 – Principe du AA-CAES



Source : F. De Samanlego Steta, 2010

La pression dans le réservoir d'air comprimé froid est de l'ordre de 200 bar et la température dans le réservoir de stockage de chaleur voisine de 600 °C.

Comme pour le CAES classique, d'autres environnements de stockage que les cavités salines peuvent être envisagés.

(1) Un processus est dit adiabatique lorsque les deux systèmes qui le composent n'échangent pas de chaleur entre eux

Le stockage massif de l'énergie

Ce procédé peut être adapté à tous les types de besoins et de sources énergétiques et peut être complémentaire à tout système énergétique qui produit des surplus en périodes creuses.

Un projet est en cours en Allemagne (projet ADELE) qui devrait permettre de fournir 80 MW sur 5 h en continu à partir d'énergie éolienne.

Enfin, on peut noter l'émergence au stade de la recherche du concept de stockage d'énergie hydropneumatique (HPES), qui reprend le principe de l'accumulateur hydraulique à piston.

Mode de stockage électrochimique

Ce mode de stockage, dont le principe repose sur la conversion de l'énergie chimique en énergie électrique, concerne principalement les batteries (raccourci pour "batterie d'accumulateurs" en série), piles et accumulateurs.

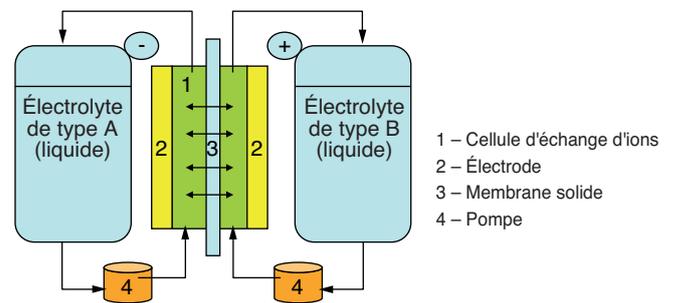
Les batteries utilisées comme réserve massive d'énergie peuvent délivrer une puissance pendant quelques heures ou sur plusieurs jours et résister à un certain nombre de cycles de charge/décharge. Leur utilisation se situe plutôt à l'échelle d'un bâtiment ou d'une petite collectivité où elles permettent d'optimiser la gestion de sources d'énergie renouvelables, solaire ou éolienne (ou autre), notamment pour le lissage de la charge journalière en stationnaire. Quelques batteries au plomb peuvent répondre à ce besoin, de même que des batteries au sodium ou lithium-ion, mais ce sont surtout les batteries à flux qui font l'objet d'études pour le stockage massif à ce jour.

En effet, la notion de durée de vie liée au nombre de cycles de charge/décharge entre en ligne de compte pour l'utilisation des batteries en stationnaire : les batteries à flux peuvent revendiquer plus de 10 000 cycles, contre quelques centaines pour les batteries au plomb, voire quelques milliers pour les nouvelles batteries sodium (NaS et Zebra). Les systèmes de stockage électrochimique sont généralement composés d'un ensemble de batteries qui cumule la puissance de chaque unité ; leur attractivité repose sur leur flexibilité et leur réactivité.

Batteries à flux

Ces batteries permettent le stockage des couples électrochimiques (électrolytes à l'état liquide) à l'extérieur de la batterie. Les électrolytes circulent à travers une cellule d'échange d'ions dont les deux compartiments sont séparés par une membrane solide (fig. 5).

Fig. 5 – Principe d'une batterie à flux



Source : IFPEN d'après diverses sources

Les électrolytes peuvent également fonctionner comme liquides caloporteurs, facilitant ainsi la régulation de température, alors que les batteries conventionnelles dépendent d'une conduction passive de la chaleur, conduisant à des températures élevées à l'intérieur des cellules.

Plusieurs types de batteries à flux sont ou ont été étudiés mais deux seulement sont actuellement opérationnels.

Batteries Zn-Br

Ces batteries sont fondées sur le couple zinc/brome (Zn^{2+}/Br^{-}). Plusieurs démonstrateurs ont été réalisés (par exemple un système de 400 kWh réalisé à partir de modules de base de 50 kWh à Akron, Michigan) et quelques installations commerciales sont aujourd'hui opérationnelles.

Cependant, la nature corrosive du brome et la formation de dépôts solides de zinc constituent un frein important à leur mise en œuvre.

Batteries Vanadium-Redox Flow (VRB)

Le stockage de l'énergie est assuré par les couples redox⁽²⁾ de vanadium dans une solution d'acide sulfurique, V^{2+}/V^{3+} dans l'électrolyte négatif et V^{4+}/V^{5+} dans l'électrolyte positif.

Un des avantages de cette technologie réside dans l'absence de contamination possible d'un compartiment électrolytique à l'autre puisqu'il s'agit du même composant chimique.

Plusieurs installations sont en service à ce jour comme celle de King Island en Tasmanie, qui fonctionne depuis 2003 avec une batterie de capacité moyenne de 200 kW/4 h ou de 400 kW/10 s en période de pointe, ou encore comme l'unité de stockage associée à la ferme éolienne de Tomamae Villa au Japon, d'une capacité de 4 MW/90 min, en service depuis 2005.

(2) Réaction chimique d'oxydo-réduction par échanges d'électrons

Le stockage massif de l'énergie

Batteries sodium pour stockage stationnaire

En ce qui concerne ce type de batteries, la R&D est aujourd'hui en plein essor et les installations se multiplient. Rappelons que ces batteries fonctionnent à ce jour à haute température (de l'ordre de 300 °C) puisque les électrodes sont sous forme liquide.

Batteries sodium/soufre (NaS)

Les électrodes liquides sont des formes ioniques de sodium (pôle négatif) et de soufre (pôle positif), l'électrolyte solide intermédiaire est une céramique d'alumine bêta (de sodium) et la température nécessaire est comprise entre 290 et 390 °C. Plus de 190 systèmes sont aujourd'hui installés au Japon, dont le plus performant a été mis en service en 2008 en liaison avec la ferme éolienne de Rokkasho et affiche une puissance de 34 MW. Une installation expérimentale de 1 MW de puissance, développée par EDF et NGK, a été construite fin 2009 à la Réunion pour soutenir le réseau électrique de l'île en période de pointe.

Batteries sodium/chlorure de nickel (Zebra)

Le concept de base a été défini dès 1985 à l'université de Pretoria (Zebra, *Zeolite Battery Research Africa Project*) ; il met en jeu une électrode positive, mélange de Ni-NaCl, avec une électrode liquide auxiliaire, le NaAlCl₄. Ces batteries sont encore limitées aux applications mobiles, mais un système de 100 kWh a été testé en Ontario (par Halton Hills Hydro) avec un rendement de 84 %.

Batteries lithium-ion "avancées"

Le fonctionnement de la batterie lithium-ion repose sur l'échange réversible de l'ion lithium entre une électrode positive et une électrode négative. La R&D s'intensifie sur des batteries Li-ion stationnaires de capacité compatible avec le stockage temporaire d'énergie renouvelable. Ainsi, on peut citer à titre d'exemple le projet européen STORE visant à mettre en service en 2013 un système de stockage (produit par Saft) capable de restituer 1 MW/3 h sur l'île espagnole de Grande Canarie.

Le plus important démonstrateur à ce jour se trouve en Chine, à Zhangbei ; il a été mis en service fin 2011 et allie un système de batteries Li-ion (produit par BYD) d'une capacité de 20 à 36 MW sur 4 à 6 h avec une production éolienne de 100 MW et une production solaire de 40 MW.

Mode de stockage thermique

Le stockage de chaleur concerne principalement le chauffage (ou la climatisation) des bâtiments, qui représente près de 50 % de la consommation énergétique en Europe.

Les sources de chaleur proviennent en premier lieu du solaire pour lequel le stockage permettrait de réduire les effets de son intermittence et du décalage entre les périodes les plus productives (le jour/l'été) par rapport aux périodes de plus grandes demandes (le soir/l'hiver). Il est également possible de stocker la chaleur produite par certaines industries en corollaire de leur activité principale (centrales à gaz ou d'incinération par exemple).

Tout matériau possède la capacité de libérer ou de stocker de la chaleur via un transfert thermique ; ce transfert peut être par chaleur sensible, c'est-à-dire par changement de la température du matériau — la chaleur est alors emmagasinée dans le matériau —, ou par chaleur latente, c'est-à-dire par changement de phase du matériau, généralement changement solide/liquide d'un matériau pour lequel la variation volumique est faible.

Le stockage de la chaleur peut aussi se faire par voie thermo-chimique (ou sorption) via des procédés mettant en œuvre des réactions chimiques réversibles qui permettent de séparer un produit sous l'effet d'une source de chaleur. Les deux (ou plus) composants sont alors stockés séparément sans perte thermique et la chaleur est restituée lorsqu'ils sont remis en présence en reformant le produit initial.

Chaleur sensible

Le stockage sensible de grande capacité concerne surtout le stockage saisonnier en réservoirs, que ce soit en réservoirs souterrains dans des aquifères naturels (nommés ATES pour *Aquifer Thermal Energy Storage*), dans des roches ou en souterrain (appelés UTES ou BTES pour *Underground ou Borehole Thermal Energy Storage*) ou encore dans des cuves en surface ou plus ou moins enterrées.

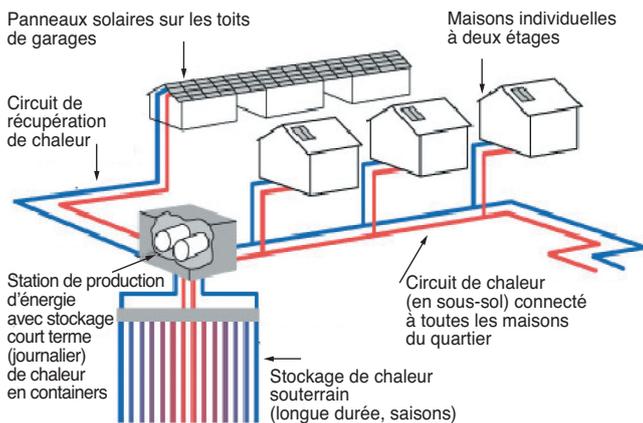
L'inertie thermique est un des facteurs clés des matériaux de stockage étudiés tels que des sables, des bétons ou des céramiques. La capacité des matériaux à supporter de très hautes températures constitue un autre facteur déterminant.

Quelques ATES existent déjà, comme celui de Neubrandenburger Stadtwerke en Allemagne, mis en service en 2004 et mettant en œuvre un stockage de 4 MW de puissance, à une température entre 60 et 80 °C dans un aquifère à une profondeur de 1 200-1 300 m, en relation avec une centrale à gaz et à vapeur. Plusieurs projets structurants sont en cours ; le programme ECES (*Energy Conservation through Energy Storage*) de l'AIE est probablement le plus actif (15 projets en cours), mais des actions sont également lancées en Europe (programmes de l'EERA, *European Energy Research Alliance*) et en France (projets ANR-Ancre, suite au projet Geostocal).

Le stockage massif de l'énergie

Les exemples d'UTES ou de BTES sont assez nombreux notamment en Norvège ou au Canada, comme par exemple le *Drake Landing Solar Community* (DLSC) dans l'Alberta qui alimente en hiver un quartier de plus de 50 maisons grâce à de la chaleur solaire stockée en été (fig. 6).

Fig. 6 – Exemple de BTES



Source : www.inhabitat.com/a-unique-solar-powered-community-in-canada

Une autre voie en cours d'étude est le stockage de chaleur lié aux centrales solaires thermodynamiques, qui consistent à concentrer le rayonnement solaire sur un récepteur permettant de chauffer à haute température un fluide caloporteur qui, directement ou après stockage, va activer un générateur d'électricité via une turbine. Le type de fluide caloporteur est généralement un sel fondu, mais des projets sont en cours pour identifier d'autres fluides comme par exemple des verres fondus (projet Halotechnics, programme HEATS, USA).

Chaleur latente

Les matériaux à changement de phase (MCP) qui présentent des opportunités intéressantes pour le stockage de chaleur latente sont de plusieurs types : métaux, matériaux organiques (acides gras et paraffines) ou inorganiques (sels hydratés). Ces matériaux sont souvent utilisés dans les matériaux de construction pour tempérer les bâtiments.

Il n'existe pas à ce jour d'installations de stockage de grande capacité basées sur ce principe mais de nombreux projets sont en cours, en particulier aux USA, comme par exemple le projet *Metallic Composites Phase-Change Materials for High-Temperature Thermal Energy Storage* conduit au MIT sur les nanomatériaux fondus.

Stockage thermochimique

Par rapport aux deux voies précédentes, les procédés mis en œuvre ici sont plus complexes : séparation des produits au stockage, mise en contact des réactants à la

restitution, possibilité de changements de phase lors du cyclage. Les réactions de sorption semblent les plus adaptées à la climatisation des bâtiments et des applications existent ; la société suédoise ClimateWell, par exemple, propose un système commercial de climatisation/stockage par absorption à trois phases utilisant une solution saturée de LiCl en contact avec du LiCl solide.

Plusieurs pilotes ont été réalisés comme le système allemand à partir d'hydratation/déshydratation de zéolite ou de gel de silice. En France, le projet ANR Prossis vise à étudier un procédé de stockage intersaisonnier utilisant les propriétés d'hydratation/déshydratation de LiBr, jusqu'à la cristallisation.

Mode de stockage chimique : l'hydrogène

Au-delà de ses applications comme carburant, l'hydrogène, vecteur énergétique, pourrait constituer une source de chaleur et d'électricité pour les bâtiments ou les lieux difficilement reliés au réseau. En cas de surproduction, l'électricité excédentaire servirait à produire de l'hydrogène qui pourrait être stocké et reconverti en électricité au moment du besoin.

À l'heure actuelle, plusieurs projets portent sur des systèmes de stockage d'hydrogène de grande capacité (réservoirs de stockage tampon ou réservoirs souterrains) entre sources d'énergies intermittentes et réseaux électriques. Ainsi, la plateforme MYRTE récemment installée en Corse illustre ce principe : elle est constituée d'une centrale photovoltaïque d'une puissance installée de 560 kW reliée à un électrolyseur qui convertit l'électricité en hydrogène pendant les heures creuses ; cette énergie est ensuite restituée via une pile à combustible qui reconvertit l'hydrogène et l'oxygène en électricité pendant les heures de forte consommation.

Des recherches sont également en cours sur le stockage par sorption dans des solides où l'hydrogène est produit par décomposition d'hydrures. Un consortium européen vient d'être lancé sur ce sujet (projet INGRID, dont McPhy Energy est le leader) pour la construction et l'exploitation d'une installation de stockage d'énergie de 40 MWh raccordée au réseau électrique dans la région des Pouilles en Italie, où l'hydrogène est stocké sous forme d'un alliage d'hydrure de magnésium (MgH_2) solide.

L'hydrogène produit pourrait également être injecté dans le réseau gazier (technologie *Power to Gas*) bénéficiant ainsi de l'infrastructure gazière existante. Des études sont en cours sur la possibilité d'injecter plus de 10 % d'hydrogène dans les réseaux gaziers.

Le stockage massif de l'énergie

Quelques technologies alternatives nouvelles de stockage d'électricité sous forme de chaleur

Thermo-Electrical Energy Storage (TEES)

Le TEES est une technologie alternative de stockage reposant sur des cycles thermodynamiques, étudiée principalement par ABB Research Ltd. Le système consiste à convertir de l'électricité produite en excès en énergie thermique pendant la phase de charge, à stocker cette chaleur via un fluide circulant, puis à reconverter en électricité pendant la phase de décharge.

Pumped Heat (ou Thermal) Electricity Storage (PHES ou PTES)

La technologie PHES, mise au point par Saipem, repose également sur la thermodynamique ; elle s'apparente à une "super" pompe à chaleur réversible qui comprime de l'argon et le fait circuler dans deux conteneurs externes de graviers de températures différentes (800 °C et - 70 °C). Un projet de 20 M\$ pour la réalisation d'un démonstrateur au Royaume-Uni a été signé en juin 2012.

La technologie PTES, étudiée notamment dans le projet SETHER soutenu par l'ANR, est équivalente et repose sur un cycle thermodynamique au cours duquel de l'énergie électrique est emmagasinée sous forme de chaleur sensible dans des matériaux réfractaires portés à haute température, puis restituée au moment du besoin.

Les verrous technologiques ou les besoins en R&D

De façon générale, les technologies actuelles ont toutes besoin d'améliorations significatives pour développer un marché à un taux de rentabilité compétitif. Les principaux sujets de recherche portent sur les procédés de fabrication et de mise en œuvre, les matériaux (contenant et contenu), le rendement global, l'autodécharge et les pertes, la durée de vie et le vieillissement, la sécurité, la localisation et le lien avec le réseau (approche système).

STEP

Si on peut considérer les STEP en région montagneuse à un niveau mature, des recherches sont toujours nécessaires pour optimiser les pompes-turbines (diminuer les pertes, vitesse variable) et les infrastructures.

L'utilisation de cette technologie en bord de mer doit encore faire l'objet de recherches, pour limiter la corrosion par l'eau salée entre autres. En outre, des études

sont aussi à conduire pour identifier les meilleurs sites potentiels, et évaluer les besoins en génie civil et les impacts sur l'environnement.

CAES

Des recherches sont en cours pour améliorer le fonctionnement du système de compression sous haute pression et haute température. Concernant le réservoir de stockage de la chaleur, la nature et les caractéristiques du container comme du milieu caloporteur sont critiques, notamment pour limiter les pertes. La tenue mécanique et la conductivité des matériaux pour les échangeurs sont aussi à améliorer.

La turbine de détente, quant à elle, doit bien adapter la contrainte de variation de pression, par exemple à la haute température.

Des progrès sont également attendus sur l'étanchéité et la stabilité des cavités des systèmes AA-CAES. Les possibilités de stockage autres qu'en souterrain restent aussi à explorer.

Procédés électrochimiques

Dans ce domaine, les progrès sont principalement attendus au niveau des matériaux et des composés chimiques utilisés notamment en liaison avec la thermique. De nouveaux procédés de fabrication et de mise en œuvre sont également étudiés, ainsi que des avancées sur la gestion de la batterie elle-même (gestion des réserves d'électrolytes entre autres) pour augmenter la durée de vie, l'autonomie et le recyclage du système.

Les problématiques environnementales et de sécurité sont également à prendre en compte car les batteries contiennent des solvants polluants ou des terres rares (le lithium), et le sodium fondu à 300 °C ou les batteries Li-ion peuvent se révéler dangereuses.

Stockage de chaleur

Les principaux axes de recherche portent sur les matériaux, dont il convient de diversifier l'offre, d'augmenter la durée de vie et d'améliorer les propriétés thermophysiques (haute température, rendement). La diminution du volume d'encombrement et la réduction des pertes entre stockeurs et échangeurs constituent deux autres voies d'évolution.

Stockage d'hydrogène

Dans ce domaine, les attentes portent d'abord sur la production propre d'hydrogène. Concernant le stockage, les recherches concernent l'élaboration de nouveaux concepts et de nouveaux matériaux avec le maximum de

Le stockage massif de l'énergie

Tableau 2

Synthèse des principales caractéristiques des technologies de stockage massif d'énergie

	Puissance (MW)	Capacité (MWh)	Temps de décharge (en heures)	Temps de réaction	Efficacité (%)	Nombre de cycles	Durée de vie (en années)	CAPEX €/kWh
STEP	30 - 2 000	1 000 à 20 000	6 - 24	< 10 mn	70 à 85	13 000 et +	> 40	50 à 150
CAES	10 - 300	120 à 1 800	5 - 24	< 10 mn	50 - 70	13 000 et +	> 35	50 à 150
Chaleur sensible	4 - 100	40 000	6 - 12		75	10 000 et +		50 à 150
Chaleur latente	10	100			85		> 15	
Batteries NaS	1 - 50	< 200	6 - 7	< 1 sec	75 - 85	< 4 500	15	200 à 550
Batteries Li-ion avancées	1 - 50	< 100	0,2 - 4	< 1 sec	85 - 95	10 000 ?		500 à 1 500
Batteries à flux Vanadium	0,2 - 5	< 200	Quelques secondes à 5h	< 1 sec	70 - 80	14 000 ?	10 à 20	100 à 500
Hydrogène	10 - 1 000	10 à 10 000 ?	Quelques heures	< 1 sec	40 ?	?	25	< 1 000 ?

Sources : AIE 2010, ESA 2009, EPRI 2010, Visiongain 2012 et analyses IFPEN

sécurité et à un coût acceptable ; citons deux exemples de projets ANR en cours que sont le stockage de l'hydrogène dans les solides à pression ambiante et le stockage sous haute pression (350-700 bar).

Comparaison technico-économique des différents types de stockage

Chaque technologie a ses propres caractéristiques qu'il convient de comparer en fonction de l'usage souhaité.

En effet, aucun procédé n'est par définition mieux qu'un autre ; chacun peut répondre aux besoins locaux ou nationaux en fonction de plusieurs facteurs que sont bien sûr la technique mais aussi la sécurité, les émissions de CO₂, la localisation géographique et la proximité de la source d'énergie, la surface d'encombrement, la liaison avec le réseau en place, la gestion complète du cycle de vie... et les coûts d'investissement et de fonctionnement.

Pour 1 kWh d'électricité stocké, les coûts opératoires se situent aux environs de 0,11 € pour les STEP et 0,12 € pour les technologies de CAES installées⁽³⁾.

Aujourd'hui et à court terme, ces coûts sont donc encore élevés en comparaison des coûts européens moyens de l'ordre de 0,05 à 0,07 €/ kWh pour une centrale à gaz naturel ou au charbon. Mais des techniques de stockage

opérationnelles et compétitives pourraient arriver à maturité au moment où la prévalence des énergies intermittentes commencera à rendre leur usage indispensable, soit au-delà de 2025. Précisons qu'à ce jour, il n'existe aucun business model permettant de traiter plus largement de l'économie du stockage de l'énergie ; ils dépendront du type de stockage et de son insertion dans la chaîne entre production et utilisateurs.

Un marché de moyen-long terme

De nombreux paramètres vont définir la croissance des besoins en solutions de stockage massif de l'énergie dont en particulier :

- le poids des énergies intermittentes dans la production d'électricité et leur intégration dans les réseaux électriques ;
- la concurrence des solutions alternatives ;
- les évolutions technico-économiques des solutions proposées ;
- le cadre réglementaire.

La part des énergies intermittentes dans la production est un élément déterminant dans l'émergence ou la consolidation d'un marché pour le stockage massif d'énergie. Plus cette part sera élevée, plus les besoins seront prégnants.

(3) Les autres solutions de stockage n'étant pas opérationnelles, leurs dépenses d'exploitation (OPEX) ne sont pas disponibles

Le stockage massif de l'énergie

L'utilisation d'énergie électrique va augmenter fortement dans les prochaines années. Tirée par une demande d'énergie primaire qui pourrait croître de plus de 60 % entre 2000 et 2035, la production d'électricité supplémentaire issue des énergies intermittentes (éolien et photovoltaïque) pourrait, au niveau mondial, atteindre 3 000 TWh en 2035 et représenter ainsi près de 37 % de la croissance sur la période 2015-2035.

En France, la consommation d'électricité a augmenté de plus de 10 % sur les dix dernières années et ce sont surtout les besoins en pointe de consommation qui se sont accélérés ; ils pourraient atteindre 108 000 MW en 2020.

En 2012, la puissance de stockage d'énergie installée dans le monde s'élève à 134 GW (+ 7 GW par rapport à 2010), à comparer à une consommation mondiale de l'ordre de 20 000 TWh. Si de nombreuses technologies de stockage sont installées (STEP, CAES, batteries, etc.), la technologie des STEP, à la fois plus mature et plus compétitive, couvre 99 % des capacités de stockage actuelles.

L'évolution attendue au niveau mondial du marché du stockage semble s'orienter plus particulièrement vers les solutions CAES et batteries. Les capacités installées supplémentaires seraient réalisées essentiellement dans cinq pays : la Chine, le Brésil, l'Inde, les États-Unis et l'Allemagne, pays où la législation ou la volonté politique sont favorables au stockage.

Les pays les plus actifs aujourd'hui sur le marché du stockage de l'énergie, toutes technologies de stockage confondues, sont principalement les États-Unis, la Chine, le Japon et en Europe, l'Allemagne et l'Espagne. L'Europe représente d'ailleurs près du tiers de ce marché installé, suivie par les États-Unis.

En matière de puissances installées, le Japon est aujourd'hui le pays le plus avancé (notamment dans le domaine des batteries), suivi par les États-Unis et la Chine ; il passerait en troisième position dans dix ans et la Chine deviendrait leader. Le Brésil et l'Inde devraient progressivement s'imposer dans ce classement et prendre les 5^e ou 6^e places au niveau des installations.

Aujourd'hui, le marché du stockage de l'énergie est estimé à environ 1,5 milliard d'euros (G€). Compte tenu des besoins en capacités de stockage envisagés, l'AIE et le Pike Research estiment que les investissements nécessaires pour la prochaine décennie pourraient représenter entre 70 G€ et 100 G€, dont 30 % seraient localisés en Chine et 15 % aux États-Unis. Il convient cependant de rester prudent car l'évolution du marché et les investissements induits dans ce domaine dépendent fortement des contextes économique et politique tant à

l'échelle mondiale qu'à l'échelle de chaque pays. À titre d'exemple, le rapport Kema de janvier 2012 commandité par *the Copper Development Association Inc.* (CDA) estime que le marché américain du stockage de l'énergie pourrait augmenter de 400 % en cinq ans si l'incitation fiscale est mise en place (*the US Storage Act S 1845* de 2011 — crédit d'impôt de 20 %) ; dans le cas contraire, la croissance pourrait n'être que de 50 %.

Des alternatives au stockage massif d'énergie sont envisageables ou complémentaires. L'Ademe a ainsi estimé que, dans l'hypothèse de l'installation en France d'ici à 2020 de 20 GW d'éolien et 5 GW de solaire, certaines autres options permettaient d'intégrer ces énergies au réseau, parmi lesquelles :

- l'amélioration des modèles de prévision de la production issue de ces sources intermittentes ;
- une installation optimale tenant compte du potentiel de foisonnement ;
- une interconnexion renforcée des réseaux au niveau européen ;
- une gestion plus dynamique des réseaux et de la demande par le biais des smart grids.

Les smart grids pourraient permettre à terme d'informer le client en temps réel du prix de l'électricité, de programmer l'arrêt/la mise en marche de certains appareils à certains moments, de gérer de façon plus optimale certains réseaux (comme en région PACA ou en Bretagne par exemple).

La qualité des réseaux électriques influe également sur le timing des futurs investissements : plus le réseau est de bonne qualité, moins il y aurait besoin à court terme de capacités de stockage (comme en France métropolitaine). Inversement, des réseaux disparates, hétérogènes et indépendants les uns des autres comme aux États-Unis ou dans les zones insulaires, sont un facteur important pour accélérer la mise en place de capacités de stockage supplémentaires.

Néanmoins, dans certains pays (dont la France), les énergies renouvelables sont prioritaires, de par la loi, sur le réseau ; il semblerait donc logique d'arrêter certaines centrales thermiques lorsque l'offre est bien supérieure à la demande. Or, ces arrêts sont coûteux et ne sont pas immédiats ; l'option consistant à trouver un acheteur pour cette production en excès est plutôt recherchée. Mais la garantie sur les prix de rachat des EnR peut aboutir à des situations particulières comme en Allemagne en octobre 2009 et en France en janvier 2012 : les prix sur le marché spot de l'électricité ont été négatifs (- 5 €), il a fallu "payer l'acheteur pour qu'il achète" !

Le stockage massif de l'énergie

Un cadre réglementaire à définir ?

Aujourd'hui, il n'existe pas de business models du stockage d'énergie, sauf pour les sites isolés. Par ailleurs, toutes les applications de stockage sont peu ou prou subventionnées (plus de 50 % aux États-Unis). En Europe, la Commission européenne a la volonté de coordonner ce secteur pour arriver à une harmonisation qui n'existe pas aujourd'hui : pas de tarif d'accès au réseau en Allemagne et en Autriche, pas de différence significative entre les tarifs heures pleines et heures creuses sur le marché spot européen (10 %), tarifs réglementés et obligation de rachat d'électricité dans certains pays comme la France, etc.

Par ailleurs, les installations de stockage aux États-Unis sont reconnues comme un outil de gestion des réseaux de distribution, ce qui favorise les investissements dans des technologies de stockage, en améliorant le réseau.

En Europe, il existe de fortes disparités entre les pays : régulation spécifique pour stocker l'énergie en Autriche avec une exonération des frais d'accès au réseau, exemption des frais d'accès pour toute nouvelle installation de stockage stationnaire en Allemagne également, etc.

D'une façon plus générale, il reste une grande incertitude en Europe sur la question de la "propriété" du stockage entre le producteur, le gestionnaire de réseau ou même le consommateur : une installation de stockage est-elle un moyen de production ou un équipement du réseau au même titre qu'un transformateur ? Ou encore un complément installé par le consommateur comme un générateur ? Cette incertitude constitue un frein important au développement du marché visé.

En France, l'article 6 de la loi NOME prévoit la mise en place d'une obligation de capacité pour les producteurs

d'électricité, c'est-à-dire l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de prouver qu'il dispose de moyens suffisants permettant de couvrir la pointe de consommation de ses clients, augmentée d'une marge de réserve. Cette obligation devrait aider à la naissance d'un marché de capacité et développer de nouvelles infrastructures de production et de stockage.

Globalement, deux voies de nature législative et économique pourraient se combiner pour permettre le développement progressif du stockage massif d'énergie : la voie réglementaire imposant des obligations aux opérateurs d'unités de production d'énergies intermittentes, à l'image du Japon ou de la France pour les zones insulaires ; et à terme, la voie économique avec l'émergence de business models et peut-être d'acteurs industriels dédiés comme c'est le cas dans le secteur du gaz naturel. Les services additionnels rendus — sécurisation des approvisionnements en énergie, lissage des pointes, optimisation économique des infrastructures, autonomie, etc. — assureraient dans ce schéma la rentabilité des installations de stockage.

Pour conclure, la montée en puissance attendue de l'électricité d'origine éolienne ou solaire imposera certainement progressivement des moyens de stockage massifs d'énergie. Même si de nombreuses incertitudes demeurent aujourd'hui, l'importance de l'enjeu justifie pleinement la mobilisation de tous les acteurs dans ce domaine, en particulier en termes de recherche, face aux nombreux défis scientifiques et technologiques posés par les différentes solutions envisagées, à concevoir ou à améliorer.

Catherine Ponsot-Jacquin – catherine.ponsot-jacquin@ifpen.fr

Jean-Fabrice Bertrand – jean-fabrice.bertrand@ifpen.fr

Manuscrit remis en octobre 2012