



Le stockage souterrain de l'énergie

Louis-Marie Jacquelin, Anne-Gaëlle Bader

► To cite this version:

Louis-Marie Jacquelin, Anne-Gaëlle Bader. Le stockage souterrain de l'énergie. Géosciences, 2013, 16, pp.100-107. hal-01061149

HAL Id: hal-01061149

<https://brgm.hal.science/hal-01061149>

Submitted on 5 Sep 2014

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Le stockage souterrain de l'énergie

L'objectif européen des 20 % d'énergie renouvelable, dont une large part d'énergie intermittente comme l'éolien et le solaire, soulève des problématiques tant de coûts que de gestion de l'intermittence pour garantir la stabilité des réseaux. Le stockage massif de l'énergie, qu'elle soit électrique ou thermique, est amené à jouer un rôle clef parmi le panel des solutions possibles, grâce à sa pertinence tant technologique qu'écologique. Plusieurs technologies sont envisageables pour exploiter les volumes de stockage du sous-sol et donc les quantités d'énergie nécessaires.

100



Louis-Marie Jacquelin

DIRECTEUR DU DÉVELOPPEMENT
DE L'ACTIVITÉ INNOVATION
ENEÀ CONSULTING, CABINET DE CONSEIL
EN ÉNERGIE POUR L'INDUSTRIE
Louis-marie.jacquelin@enea-consulting.com

Anne-Gaëlle Bader

BRGM, DIRECTION GÉORESSOURCES
ag.bader@brgm.fr

Le réseau électrique européen est conçu pour résister à de nombreux aléas : événements climatiques (en France, une baisse de 1 °C de la température en hiver entraîne une augmentation de la puissance appelée de 2,3 GW), pertes d'ouvrages de production, etc. Plusieurs solutions sont mises en place conjointement pour assurer cette gestion : des moyens de production flexibles, l'interconnexion des réseaux de distribution, ainsi que des moyens de maîtrise de la demande en énergie (MDE). Cependant, l'équilibre offre/demande d'électricité, nécessaire au fonctionnement des réseaux électriques, est aujourd'hui fragilisé par l'accroissement des usages électriques et le recours croissant à des solutions de production intermittentes d'électricité, éolien principalement. Les fluctuations de production, dictées par les aléas météorologiques, sont indépendantes de la consommation. Il faut donc gérer des situations nouvelles : surproduction d'électricité en période creuse, moyens de production aléatoires en période de pointe.

La volatilité accrue des prix de l'électricité est un indicateur de ces tensions. Le 8 février 2012, un pic de 102 GW de consommation atteint en France a porté ponctuellement à 2 000 € le prix du MWh sur les marchés. À l'inverse, des épisodes de prix négatifs à -500 €/MWh ont été observés en Allemagne en 2010 : en cas de surproduction, le gestionnaire de réseau doit trouver des moyens pour inciter à la consommation et dissiper les surplus d'énergie renouvelable ayant priorité sur le réseau.

Descente des tubes de forage sur le chantier du Reichstag, Berlin, un projet pilote de stockage d'énergie.

Installation of well casings at the Reichstag (Berlin), a pilot project of energy storage.

© GTN Geothermie Neubrandenburg GmbH.

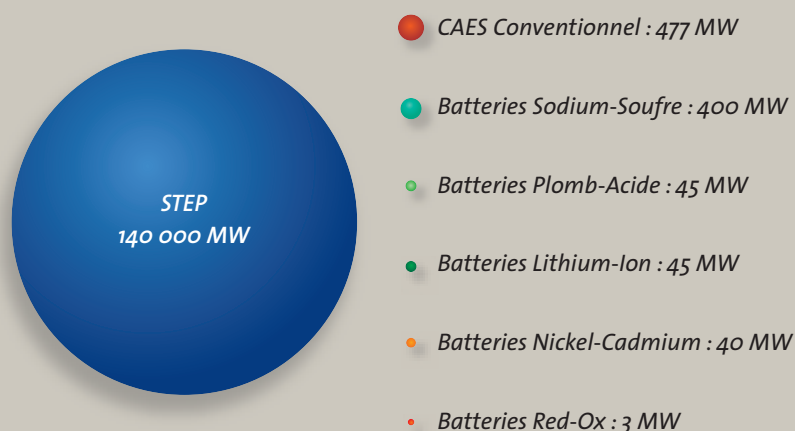
Le stockage d'énergie est une solution d'appoint aux moyens traditionnels de production de pointe, dont on voit poindre les limites (techniques, mais surtout environnementales et géopolitiques). C'est à la fois un moyen technique et une opportunité économique de tirer parti de la volatilité du marché de l'électricité pour générer des bénéfices, ou réduire les coûts induits par la consommation d'électricité. L'ensemble des acteurs ayant la possibilité de stocker de l'énergie (industriels, collectivités ou particuliers) peut profiter de cette opportunité. Au-delà des intérêts techniques et économiques, le stockage d'énergie s'inscrit dans une stratégie globale pour parvenir à un mix-énergétique décarboné.

Des objectifs tant européens que nationaux fixent un cadre ambitieux au développement des énergies renouvelables et récupérables. Leur déploiement à grande échelle ne pourra se faire sans le développement lié de solutions compensant leur caractère intermittent. Le couplage des énergies renouvelables intermittentes et du stockage trouve ainsi tout son sens dans une recherche de cohérence environnementale des politiques énergétiques. Ce constat est d'ailleurs aussi vrai pour l'électricité que pour l'énergie thermique : certaines énergies récupérables, liées à l'incinération par exemple, peuvent également dépasser les besoins à un instant donné, comme c'est fréquemment le cas en été (voir encadré sur *Geostocal* ci-après). L'énergie thermique a cette spécificité supplémentaire d'être peu transportable et interconnectable : la gestion doit en être encore plus locale, avec des variations tant de production que de consommation qui varient fortement aux différentes échelles de temps journalières, hebdomadaires et saisonnières. Le stockage thermique est donc tout aussi crucial que le stockage électrique.

Choix de la forme de l'énergie et rôle du sous-sol

La forme de stockage d'énergie la plus adaptée dépend de son usage final (électricité, chaleur, espèce chimique...). Des stockages de faible volume, pour les véhicules ou les particuliers par exemple, peuvent être intéressants. À l'inverse, dans un grand nombre de cas, il faut s'orienter vers un stockage de taille beaucoup plus importante, du même ordre de grandeur que les centrales thermiques ou que les STEP⁽¹⁾ (solution de stockage aujourd'hui prépondérante comme le montre la *figure 1*). À ces échelles, des volumes de plusieurs millions de mètres cubes sont nécessaires, avec la capacité de répondre

(1) STEP : station de transfert d'énergie par pompage. Il s'agit de remonter de l'eau dans les barrages hydrauliques en heure creuse, pour la turbiner en heure de pointe.



▲ Fig. 1 : Puissances de stockage (STEP, CAES et batteries) installées dans le monde.

Fig. 1: Worldwide installed storage capacities (STEP, CAES and batteries).

Source : EDF R&D

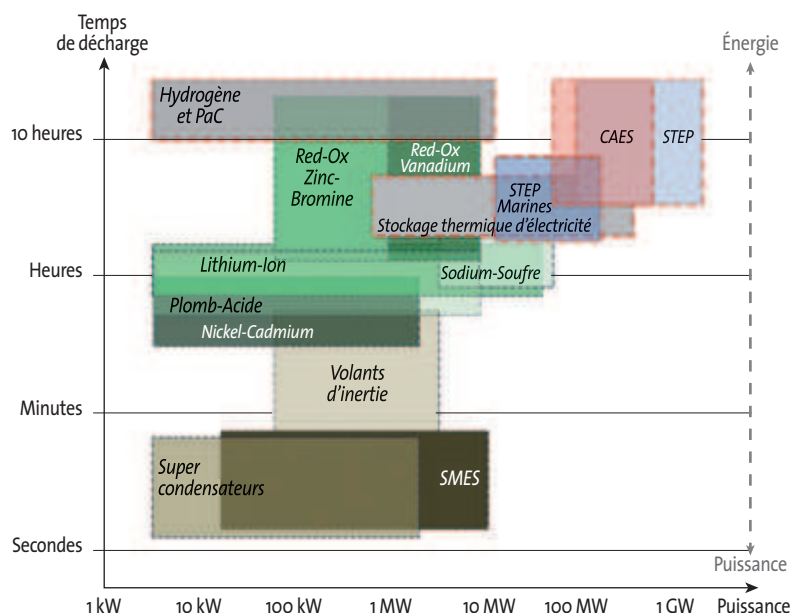
à des contraintes d'étanchéité ou de maintien en température et en pression. Pour plusieurs applications, le sous-sol offre des opportunités économiquement et techniquement plus intéressantes que les équivalents en surface.

Pour chacune des technologies de stockage, des recherches sont encore nécessaires avant d'aboutir à des projets industriels. C'est l'un des rôles de l'IEED Géodénergies, dont le montage a été coordonné par le BRGM et dont ENEA Consulting est également membre fondateur (voir tribune p. 108 ce numéro).

Fig. 2 : Cartographie des moyens de stockage stationnaire d'électricité selon leurs temps de décharge et puissance typiques.

Fig. 2: Graph of the stationary means for storing electricity versus their typical discharge time and power level.

© ENEA Consulting.



Technologies impliquant l'usage du sous-sol

Convertir l'énergie stockée en électricité, pour la retransformer ensuite en une autre forme d'énergie, n'est pas toujours la solution la plus efficace ; le choix des solutions de stockage dépendra donc des applications finales de l'énergie stockée.

Selon les durées de stockage, les volumes ainsi que les usages souhaités, différents vecteurs chimiques ou mécaniques seront choisis. En particulier, pour le stockage stationnaire d'électricité, les paramètres importants sont les suivants :

- la puissance disponible (en MW) et la capacité énergétique (en MWh) ;
- le temps de réaction ;
- l'efficacité (en MWh_{out}/MWh_{in}) ;
- la durée de vie.

La figure 2 positionne les technologies selon leurs temps de décharge et puissance typiques.

Le stockage souterrain de l'électricité

Les STEP souterraines

Le principal vecteur de stockage de masse utilisé aujourd'hui est le transfert d'eau entre un réservoir haut et un réservoir bas, avec une capacité mondiale installée de 140 000 MW. Les nouvelles constructions sont difficiles aujourd'hui du fait de la rareté des sites adaptés et des difficultés d'acceptation sociale de nouveaux sites. L'utilisation de cavités souterraines comme réservoir bas permet de s'affranchir des impacts visuels et d'utiliser de larges cours d'eau comme réservoirs hauts possibles. Plusieurs projets ont été étudiés, notamment au Canada et au Japon, mais les coûts liés aux forages et aux excavations nécessaires ont freiné ou stoppé leur développement.

Le CAES (Compressed Air Energy Storage)⁽²⁾

Le principe du CAES est de stocker de l'air comprimé en heure creuse pour le délivrer en heure de pointe en s'appuyant sur le fait qu'une turbine à gaz utilise environ un tiers de sa puissance pour comprimer l'air à l'entrée, puissance qui dès lors n'est pas vendue au réseau (figure 3). Choisir de perdre cette puissance en heure creuse plutôt qu'en heure de pointe permet de faire des économies substantielles : c'est un bon exemple d'intégration d'un stockage d'énergie dans un procédé industriel, en tirant parti d'une étape de compression très coûteuse en énergie mais inévitable. Le stockage permet de décorrélérer la consommation électrique de son utilisation. Ici, c'est grâce à une caverne souterraine (cavité saline ou minière, par exemple) qui peut contenir une grande quantité d'air comprimé, à des coûts variant de 0,5 à 25 €/kWh.

Les coûts d'investissements des CAES sont compétitifs avec les coûts des STEP ; ils varient entre 400 et 1 200 €/kW. Aujourd'hui, deux unités sont en fonctionnement : une à Huntorf (Allemagne) de 290 MW et une seconde en Alabama (États-Unis) de 110 MW ; d'autres unités sont à l'étude.

L'inconvénient majeur de cette solution est sa faible efficacité. Contrairement à la turbine à gaz, la chaleur des gaz post-compression est perdue. Le rendement global du système est inférieur à 50 %. Le AA-CAES (Advanced Adiabatic CAES) intègre un système de stockage thermique pour récupérer ces flux de chaleur lors de la phase de compression mais nécessite encore un effort de recherche pour diminuer les coûts du stockage thermique. Un premier pilote de 2,7 GW est prévu pour 2013 en Ohio (États-Unis).

(2) Stockage d'air comprimé.

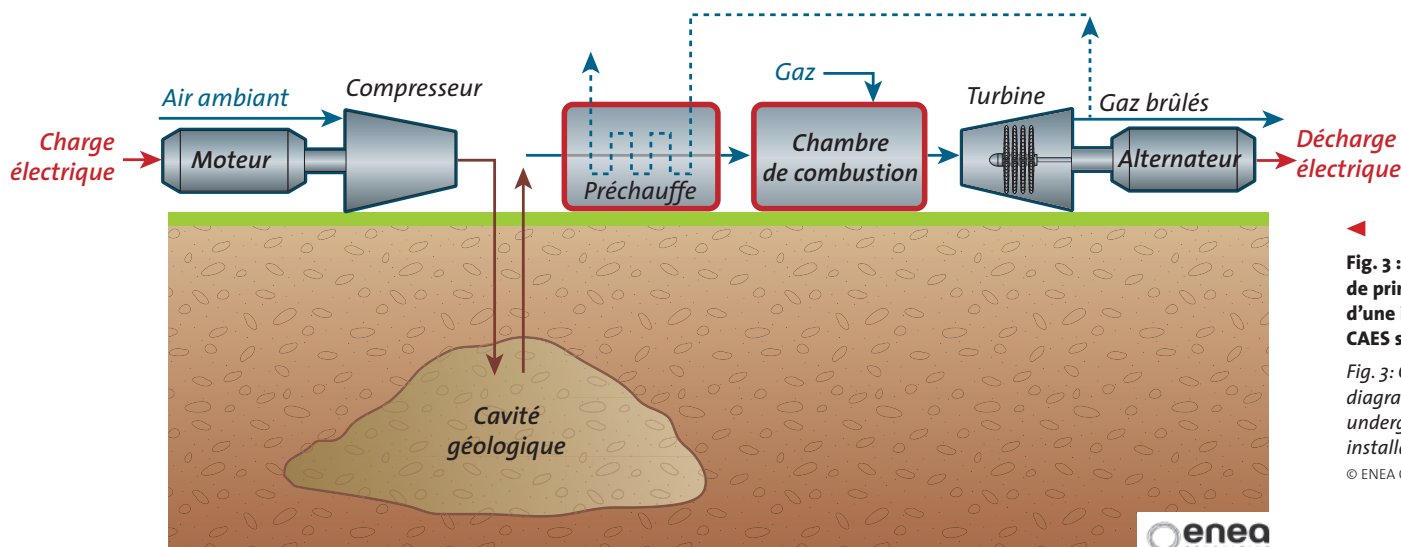


Fig. 3 : Schéma de principe d'une installation CAES souterraine.

Fig. 3: Outline diagram for an underground CAES installation.

© ENEA Consulting.

Le stockage géologique est la technologie la plus prometteuse pour stocker de grandes quantités d'hydrogène à moindre coût.

Le stockage géologique d'hydrogène

L'hydrogène est considéré comme un support énergétique de haute performance capable de remplacer jusqu'à 60 % du gaz naturel utilisé pour des activités non industrielles. Et si actuellement la production d'hydrogène nécessite l'utilisation de combustibles fossiles, elle pourra, dans un futur proche, à partir de l'électrolyse de l'eau, tendre vers une production faiblement carbonée en utilisant de l'électricité d'origine renouvelable. L'hydrogène a donc le potentiel pour être un support de stockage d'énergie thermique par combustion (décarbonée) ou électrique, en utilisant des piles à combustible/électrolyseurs (figure 4).

Le stockage géologique est probablement la technologie la plus prometteuse pour stocker de grandes quantités d'hydrogène à moindre coût. Le stockage souterrain présente également des garanties de sécurité en raison de l'absence de contact avec l'oxygène de l'atmosphère. Plusieurs solutions techniques sont envisageables pour un tel stockage.

Le stockage en cavité saline est d'ores et déjà une solution aux États-Unis et en Grande Bretagne. Le stockage en milieu poreux (champs d'hydrocarbures déplétés ou nappes aquifères) pourrait être une alternative, à condition que le taux de récupération

soit économiquement viable et que la qualité gaz soit assurée. Cette solution pourrait présenter un double avantage par rapport au stockage en cavité : les formations poreuses sont plus fréquentes et mieux réparties que les formations salines et elles présentent des volumes de stockage plus importants.

Il est nécessaire, pour développer ces solutions de stockage, de mieux connaître et de mieux contraindre les phénomènes qui pourraient altérer la ressource tant en quantité qu'en qualité. Il peut s'agir de fuites liées à la petite taille et à la grande mobilité de la molécule d'hydrogène, des phénomènes diffusifs au travers des encaissants (sel, marne, argile...) ainsi que les processus de bioconsommation de l'hydrogène par les bactéries du sous-sol qui produisent du méthane ou de l' H_2S au détriment de l'hydrogène.

Un certain nombre d'organismes gouvernementaux étrangers, principalement aux États-Unis, en Allemagne et en Russie, financent déjà des travaux de recherche sur la faisabilité d'un stockage géologique d'hydrogène. La Commission européenne soutient également plusieurs initiatives de recherche. En Argentine, le projet HyChico a pour but de convertir le stockage de gaz naturel Diadema en stockage d'hydrogène. Les premiers tests d'injection d'hydrogène sont prévus en 2013.

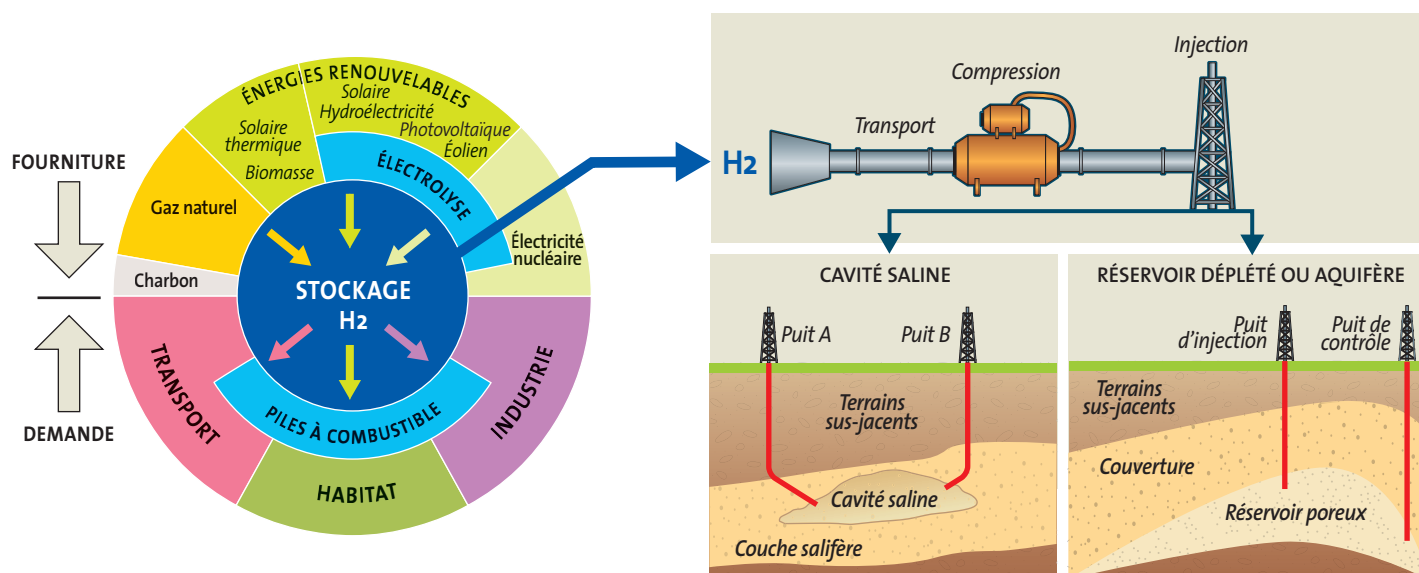


Fig. 4 : La place du stockage dans la chaîne de l'hydrogène.

Fig. 4: The role of storage in the hydrogen economy.

© BRGM.

Marché et perspectives

Le marché du stockage d'électricité est un marché dont le développement est assez récent. Toutes technologies confondues, il est estimé en 2010 à 4,5 G€ dans le monde. Trois pourcents de la capacité mondiale de stockage se trouve actuellement en France (4 GW) dans des sites équipés de systèmes de transfert d'énergie par pompage (DGEC, 2010).

Le déploiement de la filière à grande échelle est totalement corrélé au maintien des politiques climatiques tant nationales que transnationales. Dans un scénario à 30 % de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable, l'Europe occidentale aura besoin de près de 90 GW de stockage selon l'Agence internationale de l'énergie, soit 60 GW de plus qu'actuellement⁽³⁾.

Au niveau mondial, le marché du stockage de l'énergie devrait atteindre 16 à 34 G€⁽⁴⁾ en 2020, essentiellement en Europe. En dehors des STEP classiques, le marché européen du stockage de l'énergie dans le sol pourrait

représenter jusqu'à la moitié des nouveaux dispositifs de stockage d'ici à 2020, soit entre 6 et 16 G€ en 2020. La part française du parc éolien européen devrait atteindre 20 % en 2020. Cette industrie étant la principale source d'intermittence dans les réseaux, le marché français du stockage de l'électricité peut être estimé entre 1 et 3 G€ en 2020.

Le stockage thermique

Différentes solutions techniques

Le stockage thermique répond aux besoins de l'industrie, du bâtiment tertiaire, et même du particulier. Le système le plus répandu aujourd'hui est sans doute le stockage diffus dans les ballons d'eau chaude pour l'habitat. Produire l'eau chaude durant les périodes creuses et la stocker permet d'éviter les surconsommations d'électricité lors des périodes de pointe. De manière similaire, des solutions de stockage de froid efficaces existent pour les besoins en climatisation des bâtiments collectifs, ou pour la production de froid industriel.

(3) Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids, IEA 2009.

(4) DGEC – L'industrie des énergies décarbonées en 2010.

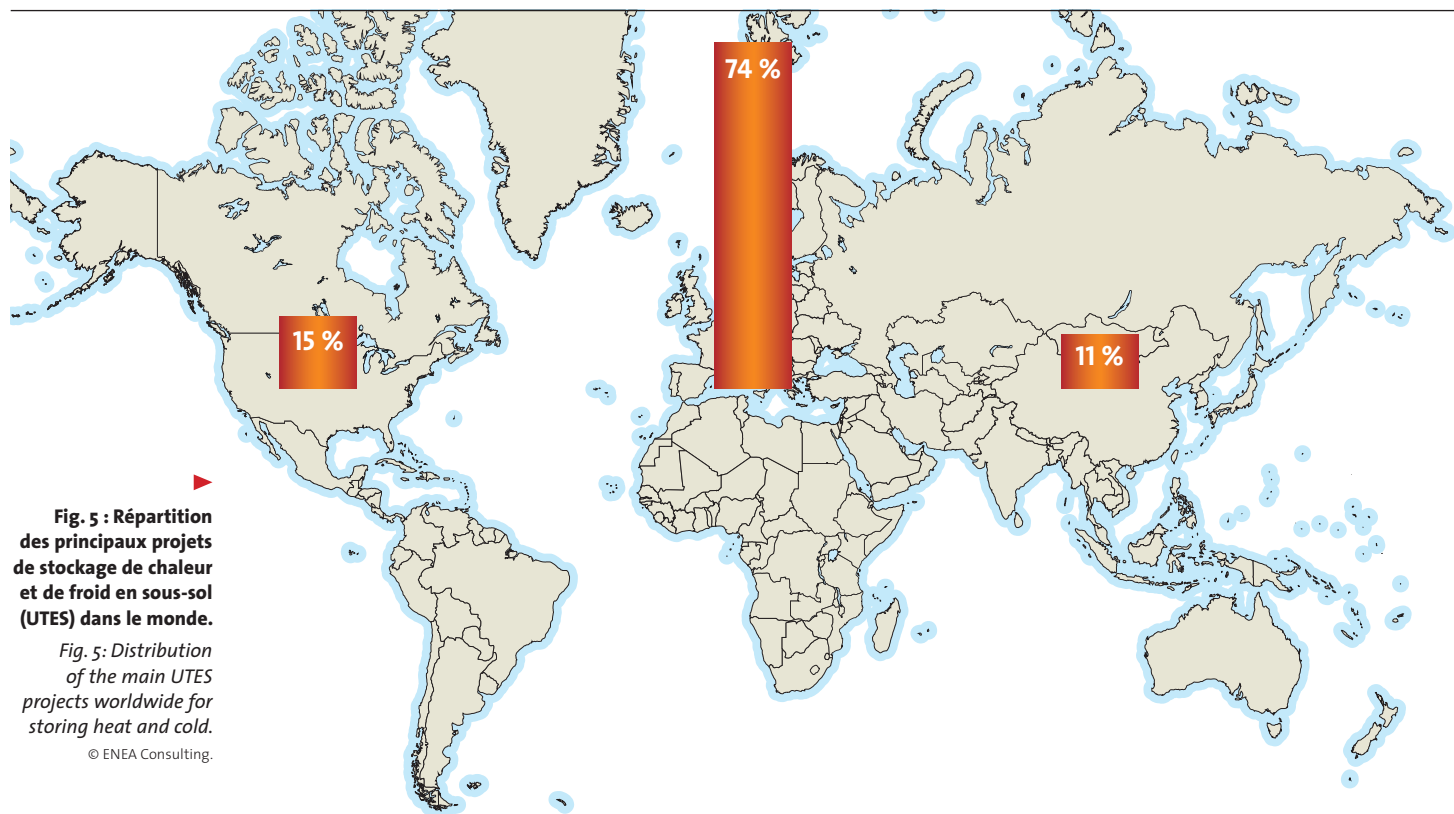


Fig. 5 : Répartition des principaux projets de stockage de chaleur et de froid en sous-sol (UTES) dans le monde.

Fig. 5: Distribution of the main UTES projects worldwide for storing heat and cold.

© ENEA Consulting.

Des solutions centralisées existent également ou sont en cours de développement. En premier lieu, l'utilisation alternée des ressources géothermiques pour une production de chaleur l'hiver et de froid l'été s'apparente déjà à du stockage thermique, chaque phase participant à la recharge de la ressource pour la suivante. Plus spécifiquement pour les techniques dédiées, le stockage en sous-sol de chaleur et de froid (UTES⁽⁵⁾) peut globalement se segmenter en deux groupes principaux :

- le stockage d'énergie thermique en aquifère (« système ouvert ») ou ATES⁽⁶⁾ ;
- le stockage dans des sondes géothermiques (« système fermé ») ou BTES⁽⁷⁾.

Le marché des applications UTES, aujourd'hui dans la majorité au stade de démonstrateurs, concerne essentiellement :

- les bâtiments tertiaires : bureaux, hôpitaux et centres commerciaux ;
- les serres agricoles ;
- les industries ;
- les réseaux de chaleur, dont la densité va augmenter avec les incitations économiques et réglementaires à l'augmentation de la part renouvelable au-delà de 50 % dans leur approvisionnement énergétique.

Les principales régions concernées par le marché du stockage de chaleur et de froid en sous-sol sont l'Europe, la Chine et l'Amérique du Nord (*figure 5*). Dans les années 1980, la Chine fut le précurseur du stockage d'énergie thermique en aquifère avec 492 projets de stockage de froid en 1984. C'est en Europe que l'UTES connaît aujourd'hui le plus grand développement (*figure 6*). Le marché actuel est estimé à environ 800 M€.

Les leaders des applications UTES en Europe sont de loin les Pays-Bas et la Suède. Les Pays-Bas, grâce à une hydrogéologie propice (nombreux aquifères non circulants), dominent aujourd'hui l'essor de la filière ATES, avec plus de mille projets (dont 80 % des applications dans les bâtiments tertiaires). La Suède quant à elle, affiche principalement des projets BTES. On estime à 3 500 MWh la capacité actuelle de stockage de chaleur et de froid en Europe, correspondant à environ cinq mille emplois et un potentiel de marché de 690 M€.

(5) UTES : Underground Thermal Energy Storage.

(6) ATES : Aquifer Thermal Energy Storage.

(7) BTES : Borehole Thermal Energy Storage.

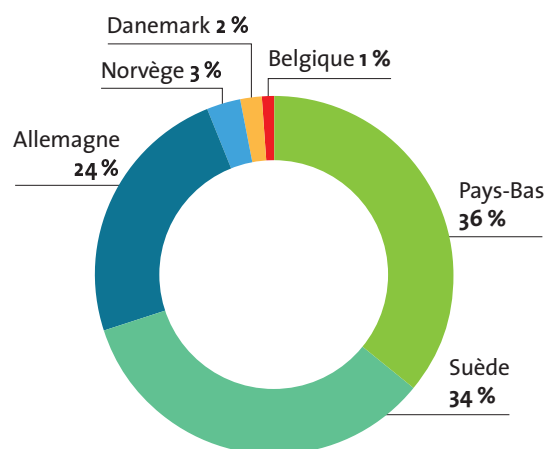


Fig. 6 : Répartition des principaux projets UTES répertoriés en Europe.

Fig. 6: Distribution of the main UTES projects listed in Europe.

© ENEA Consulting.

Le secteur du stockage thermique souterrain est encore peu développé aujourd'hui en France. Les deux projets de stockage de chaleur en aquifère (plaine de la Crau, 1978 ; les Yvelines, 1985) ont eu des résultats peu concluants, essentiellement à cause de problèmes de colmatage et de corrosion. Néanmoins, le potentiel de stockage, tant dans les filières ATES que BTES, existe bel et bien dans notre pays. Les compagnies de forages jouent un rôle important, notamment dans la filière BTES ; plusieurs centaines de puits par projet peuvent être forés à des profondeurs comprises entre 50 et 200 mètres, voire plus.

Perspectives

Les premières applications UTES ont connu de nombreux problèmes techniques à l'instar des deux projets ATES menés en France. Une amélioration de la fiabilité technologique est donc nécessaire à leur déploiement. Cette amélioration passe par un besoin accru en R&D, notamment en thermo-mécanique pour la durabilité de ces stockages, ainsi qu'en géochimie et en hydrogéologie pour la filière ATES ; la maîtrise des risques environnementaux associés aux deux filières est également un enjeu. La nature du sol jouera aussi un rôle clef pour l'efficacité des applications BTES.

Le développement des systèmes UTES est généralement corrélé à l'évolution du prix des énergies fossiles. Les pouvoirs publics jouent un rôle important dans la maîtrise des incertitudes économiques, notamment par le biais d'objectifs en termes d'efficacité des bâtiments généralement accompagnés par la mise en place de dispositifs d'incitation. À titre d'exemple, bien qu'interrompue aujourd'hui, la mise en place d'un

► LE PROJET GEOSTOCAL, COMBINAISON OPTIMISÉE DU STOCKAGE GÉOLOGIQUE D'ÉNERGIE THERMIQUE ET DE LA GÉOTHERMIE

Hervé Lesueur – BRGM, Direction Géoressources – h.lesueur@brgm.fr

Le projet ANR GEOSTOCAL, coordonné par le BRGM, a abordé le stockage thermique de puissance (10 MW) sous l'angle de l'optimisation technico-économique et environnementale ; ce qui a induit l'étude d'une conception harmonieuse des réseaux de distribution de chaleur et des ouvrages géothermiques au Dogger dont la température est de 65 °C vers 1 700 mètres de profondeur. La source d'énergie excédentaire est la vapeur issue de l'incinération des ordures ménagères et la température de stockage retenue est de 95 °C.

GEOSTOCAL a traité le cas d'un quartier devant être rénové sur une durée de quinze ans. Un ancien réseau de chaleur moyenne température est conservé et sera progressivement déployé un réseau basse température (70 °C/40 °C) calibré pour exploiter efficacement le stockage dont la puissance s'adaptera à la demande thermique croissante des parties rénovées.

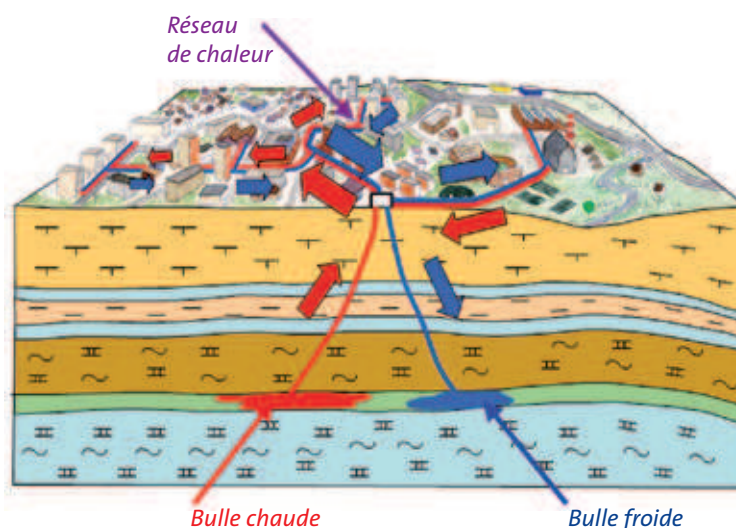
GEOSTOCAL a montré que l'optimum, qui minimise à court terme (moins de vingt ans) l'investissement et l'exploitation, devait combiner une part d'exploitation géothermique conventionnelle et une part de stockage géologique ; ce qui procure toute la souplesse nécessaire lors des phases d'apprentissage de la gestion prédictive du fonctionnement. Pour cela, il a fallu modéliser le comportement thermique du réservoir selon différents scénarios d'exploitation pour, en particulier, définir une stratégie de minimisation des pertes thermiques et des dépenses énergétiques pour le pompage ; ce qui contribue à optimiser le taux d'énergie renouvelable dans l'énergie livrée aux usagers.

Deux stratégies se détachent :

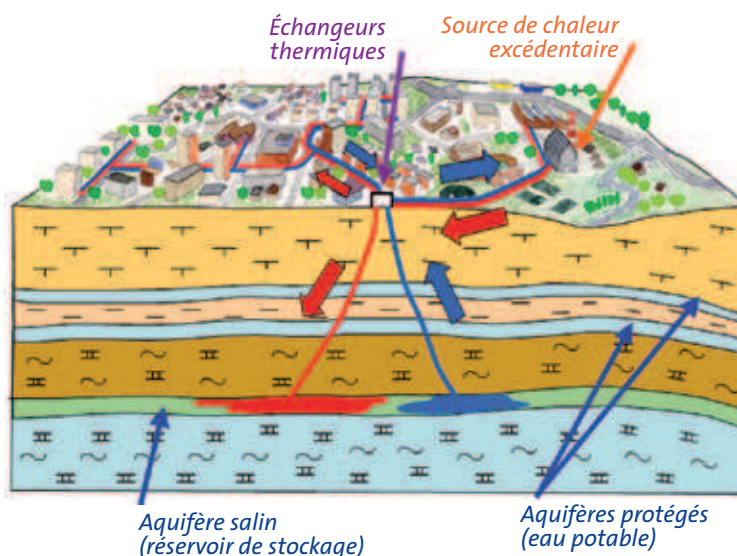
- La première enchaîne séquentiellement un puisage dans le stock thermique, puis une exploitation conventionnelle de la géothermie lorsque le stock est épuisé. Au début de la saison de chauffe, la température de production est supérieure à celle du départ réseau et décroît progressivement pour, finalement, nécessiter un appoint. Dans ce cas, seuls deux puits géothermiques sont nécessaires. Ils sont réversibles (inversion du sens de circulation).
- La seconde mélange à la demande une part issue du stock et une part issue directement du réservoir pour produire, pratiquement durant toute la saison, un niveau de la température proche de celui du départ réseau. Dans ce cas, au moins trois puits sont nécessaires. Seul le puits de stockage doit être réversible.

Dans les deux cas, le choix de sous-stocker ou sur-stocker pendant la saison estivale reste à la discrétion de l'exploitant, qui peut revoir sa stratégie chaque année. ■

1 • MODE DE DÉSTOCKAGE DE L'ÉNERGIE



2 • MODE DE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE



▲ Principe du système étudié par le projet GEOSTOCAL.

The principle underlying the system studied in the GEOSTOCAL project.

© IFP – BRGM.

Avec plus de 30 ans d'expérience dans l'acquisition de connaissances,
l'innovation et l'ingénierie en géothermie, en France et à l'international.

CFG Services, la géothermie tout simplement

PROSPECTION - ÉTUDES SURFACE ET SOUS-SOL - MAÎTRISE D'ŒUVRE
MAINTENANCE ET SUIVI D'EXPLOITATION - MODÉLISATION DE LA RESSOURCE
CONSEIL ET EXPERTISE - PRODUITS ET SERVICES
+33(0)2 38 64 31 22 ou sur cfgservices.fr



Publicité

crédit de 35 % en Belgique a abouti à une installation d'une dizaine de démonstrateurs ATES en 1998 et 2005. Les applications UTES sont en croissance régulière à travers le monde. Dans les pays affichant les conditions hydrogéologiques idéales, les applications ATES connaissent une croissance annuelle estimée à 10 %. Pour la filière BTES, grâce à des contraintes moindres tant au niveau géologique que législatif, la croissance pourrait dépasser 35 % selon les pays.

Ces estimations porteraient l'Europe à un marché de 700 M€ pour la filière ATES et potentiellement à plus de 900 M€ pour les applications BTES en 2020. Concernant la France, si les premiers pilotes démarrent dans les trois prochaines années, le potentiel du marché en 2020 est d'environ 200 M€, pour une création de mille quatre cents emplois.

L'utilisation du sous-sol pour le stockage massif de l'énergie, qu'il s'agisse d'électricité ou de chaleur, va connaître de nouveaux développements dans les années à venir, tirés par les besoins croissants des réseaux énergétiques. Les compétences acquises pour le stockage de gaz naturel, l'extraction d'hydrocarbures et la géothermie seront nécessaires pour fournir des solutions économiquement compétitives, et offriront ainsi de nouveaux débouchés aux entreprises travaillant aujourd'hui en sub-surface. ■



Underground energy storage

Energy storage is a rapidly-growing sector. The storage of electricity is necessary for the management of the supply/demand balance of electricity; whereas heat storage aims at reducing overall energy costs while at the same time ensuring the supply of heat and cold in an optimal manner with respect to the operation of the energy system as a whole. The scales of the issues involved require integrating a wide spectrum of solutions, including centralized solutions at scales which make it difficult to solve the economic equation if surface facilities need to be depended on. Research tends to be oriented towards storing energy underground, which requires addressing a variety of vectors (mechanical, chemical and thermal). These vectors in turn depend upon elements such as characterization, boring and excavation, all disciplines

mastered by traditional players concerned with the subsurface. R&D efforts must still be engaged: the meeting point between the subsurface professions and energy systems is a challenge which must be dealt with to optimize the entire system. However, concerning underground solutions, our existing know-how does provide us with a substantial lead in today's technological competition. This competition is motivated by the size of the markets that are opening in France, mainly in the area of thermal storage, and more particularly in Europe and internationally for the storage of electricity, in countries that are less interconnected or where wind power has been developed more aggressively. Looking towards the future, however, only sustained national energy and environmental policies can ensure a generalized implementation of storage projects.