



Stocker massivement l'énergie en mer

Jean-Michel Germa, Président de la société SOPER S.A.S., France

Richard Perez,

Chercheur à l'Université de l'Etat de New-York (SUNY), Etats-Unis

Marc Perez,

Docteur-Ingénieur, Université de Columbia, Etats-Unis

Pierre Lagandré,

Gérant de la société PILAG, France

Stocker l'énergie : pourquoi aujourd'hui ?

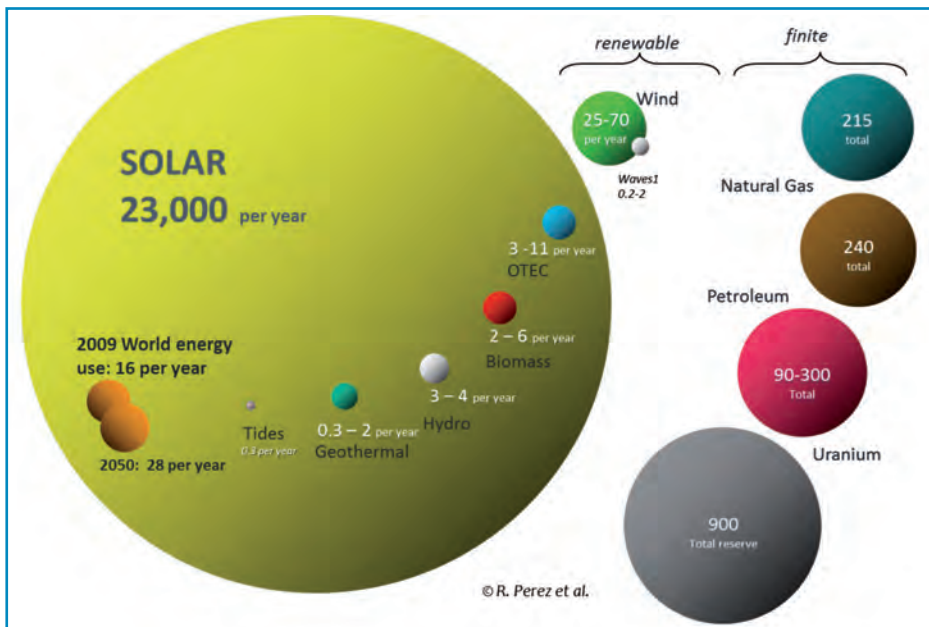
La réponse au besoin croissant d'énergie de l'humanité est l'un des défis majeurs du XXI^e siècle. D'ici 2050 la population mondiale comptera 2 milliards d'habitants supplémentaires¹ et le développement des pays émergents tirera la croissance économique mondiale. La demande énergétique mondiale pourrait ainsi doubler pendant cette période². Or, comme l'écrivait Paul Valéry³ dès 1945, nous vivons dans un « monde fini ».

Cette figure illustre parfaitement la situation : les ressources fossiles et nucléaires sont grandes, mais elles ne sont pas infinies car ce sont des énergies « stock » résultant de processus géologiques lents s'étalant sur plusieurs millions d'années. Inversement, les ressources renouvelables ne sont pas disponibles en stock mais elles

1. « Aujourd'hui, moins d'un tiers des 7 milliards d'habitants de la planète consomment les deux tiers de l'offre énergétique (...) Mais d'ici 2050, 9 milliards d'humains aspireront à une vie prospère, tirant la demande de toutes les énergies à la hausse » a rappelé Khalid Al-Falih, président directeur général de la compagnie pétrolière saoudienne Saudi Aramco, à l'occasion du Congrès mondial de l'énergie le 14 octobre 2013 en Corée du sud.

2. Rapport Energies 2050, Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, 2012.

3. En 1945, dans *Regards sur le monde actuel*, Paul Valéry écrivait : « Le temps du monde fini commence ».



Comparaison graphique entre les ressources énergétiques finies et renouvelables disponibles sur la Terre. Les ressources finies sont représentées par leurs réserves récupérables restantes, en *TW-year*. Les ressources renouvelables sont représentées par leur potentiel annuel en *TW-year per year*. (source : Perez et al., 2009)⁴

sont infinies : ce sont des énergies « flux » générées par des phénomènes physiques qui se renouvellent en temps réel. La figure permet également de faire un constat logique : les ressources énergétiques renouvelables telles que le solaire et l'éolien ont un vaste potentiel et pourraient largement combler les besoins énergétiques futurs de la planète.

Parallèlement à cette question de la sécurité d'approvisionnement et à ses enjeux économiques et géopolitiques⁵, le changement climatique et les risques environnementaux et sociaux que les énergies « stock » font peser sur l'humanité soulèvent la question de la durabilité du système énergétique actuel. Le XXI^e siècle va ainsi voir notre modèle énergétique basculer vers une utilisation croissante des ressources énergétiques renouvelables⁶.

En matière de production d'électricité, le coût des énergies renouvelables a longtemps été le principal frein à leur déploiement à grande échelle. Il a cependant diminué et il continue de baisser régulièrement, à tel point que la parité sur le marché de gros de l'électricité⁷ a été atteinte aujourd'hui dans de

4. Perez, R. and M. Perez, (2009) : *A fundamental look at energy reserves for the planet*. The International Energy Agency SHCP Solar Update, Volume 50, pp. 2-3, April 2009.

5. Du fait de la pression des marchés, le prix des énergies fossiles deviendra onéreux bien avant l'épuisement des ressources, ce qui entraînera de plus grandes instabilités géopolitiques.

6. Voir la vidéo http://www.youtube.com/watch?v=_DCI-XhV2Ac

7. Parité : égalité entre le prix de l'électricité issue d'une source renouvelables et le cours de l'électricité conventionnelle à la bourse de l'électricité.



nombreux endroits dans le monde. Cela vaut particulièrement pour les petits réseaux insulaires déconnectés où le coût réel de production de l'électricité à partir des carburants fossiles importés est très élevé. C'est aussi le cas en Europe où à certaines heures de la journée et à certaines périodes de l'année, le coût du kWh éolien est très faible.

Aujourd'hui, la généralisation de l'usage des énergies renouvelables est freinée par leur variabilité, c'est à dire leur irrégularité de production dans le temps à l'échelle locale. Les énergies éolienne et solaire photovoltaïque, dont la croissance actuelle est la plus forte, dépendent directement de la météorologie, des cycles journaliers solaires et des saisons. Cette variabilité constitue une contrainte croissante pour les gestionnaires des réseaux électriques dont le rôle est d'équilibrer en permanence la production et la consommation d'énergie. L'utilisation de centrales de génération de secours en réserve, telles que des turbines à gaz à cycle combiné, n'est pas une solution viable à terme pour les raisons évoquées précédemment. D'autres solutions comme la gestion de la demande d'énergie, l'interconnexion et l'intelligence des réseaux électriques sont efficaces mais ne suffiront pas à moyen et long terme. Le stockage de l'énergie électrique issue des ressources renouvelables est ainsi un complément indispensable à leur déploiement massif.

Élevé au rang de future filière industrielle par le Président des Etats-Unis pour son importance cruciale dans la modernisation des réseaux électriques du pays⁸, le stockage de l'énergie est l'un des cinq piliers indispensables à la troisième révolution industrielle prônée par l'économiste américain Jérémy Rifkin⁹ dont l'expertise dans ce domaine fait référence. En France, la Commission « Innovation 2030 », présidée par Anne Lauvergeon, considère le stockage de l'énergie comme le premier des sept domaines prioritaires dans lesquels la France doit investir pour gagner en compétitivité par l'innovation¹⁰.

Ce sont les raisons pour lesquelles il existe aujourd'hui un véritable fourmillement international d'idées et de concepts innovants : stockage gravitaire terrestre utilisant des wagons de chemin de fer, super-condensateurs s'inspirant du frelon capable de stocker de l'énergie dans sa carapace, etc.

La suite du présent article est consacrée au stockage massif de l'énergie électrique. Après un état de l'art des technologies de stockage massif d'électricité, une analyse de leurs limitations sur terre et de leur potentiel en mer, nous présenterons une technologie innovante de stockage massif d'énergie en mer, économiquement attrayante et dont l'impact environnemental est particulièrement faible.

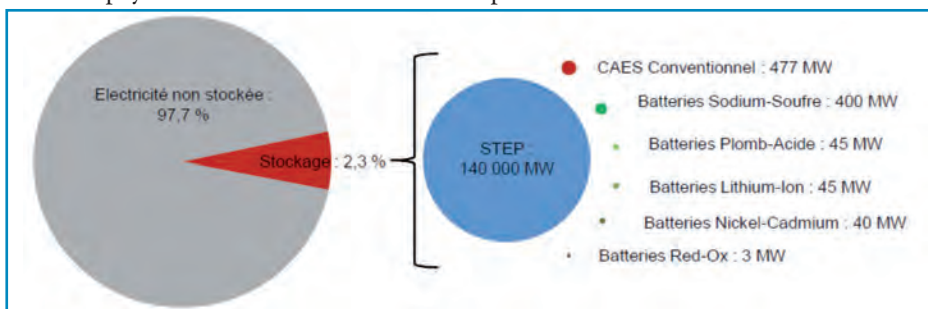
8. *Economic Benefits of Increasing Electric Grid Resilience to Weather Outages*, White House Council of Economic Advisors and the Department of Energy (DOE), August 12, 2013

9. Essayiste américain, spécialiste de prospective économique et scientifique. Auteur de « *La troisième révolution énergétique - Comment le pouvoir latéral va transformer l'énergie, l'économie et le monde* », Éditions Les Liens qui libèrent, 2012

10. « *Un principe et sept ambitions pour l'innovation* », Commission Innovation 2030, Octobre 2013. Ce rapport a été suivi du lancement du Concours Mondial de l'Innovation, dont le premier des sept thèmes est le stockage de l'énergie.

Etat de l'art du stockage massif de l'énergie électrique

Aujourd'hui, moins de 3 % de la capacité électrique dans le monde est stockée¹¹, ce qui donne une indication de l'ampleur du marché potentiel, estimé à 400 milliards d'euros d'ici 2050¹². Les technologies de stockage d'électricité sont nombreuses et peuvent être distinguées selon leur mode de stockage (direct ou indirect) et selon les services qu'elles proposent (puissance ou énergie). Nous nous intéressons ici au stockage massif, c'est à dire de grandes quantités d'électricité - de plusieurs dizaines de MW à quelques GW - et à moyen et long terme - de quelques heures à la journée. Complémentaire au stockage local d'électricité qui concerne le réseau de distribution d'électricité¹³ à l'échelle de l'habitat, du quartier ou du village, le stockage massif d'électricité se situe à l'échelle de la métropole, de la région voire du pays et concerne le réseau de transport d'électricité¹⁴.



Marché mondial actuel du stockage d'énergie électrique - Source EDF R&D

Aujourd'hui, le marché du stockage massif d'électricité est dominé par la technologie des Stations de Transfert d'Énergie par Pompage hydraulique (STEP ou PSH - *Pumped Storage Hydro*), qui représente à elle seule plus de 99% du marché mondial toutes technologies confondues. Trois autres technologies sont à même de stocker massivement l'électricité, par air comprimé (CAES - *Compressed Air Energy Storage*), par pompage thermique (PTES - *Pumped Thermal Energy Storage*), ou par hydrogène. Toutes ces technologies de stockage massif sont dites indirectes, car elles convertissent l'énergie électrique sous une autre forme d'énergie (énergie potentielle pour les STEP, pneumatique pour les CAES ou thermique pour les PTES, hydrogène) avant de la reconvertir en électricité pour utilisation ultérieure.

Le stockage massif d'électricité par hydrogène (H2)

Dès 1888, le physicien russe Lachinov a montré que les molécules d'eau pouvaient être scindées en leurs composants constitutifs (hydrogène et oxygène) par l'application d'un courant continu entre deux électrodes plongées dans de l'eau pure.

11. 2,7% plus exactement : en 2012, la capacité de stockage mondiale est de 141 GW, pour une capacité électrique mondiale d'environ 5 200 GW toutes énergies confondues. Source EDF, EIA, CIA.

12. Compilation de plusieurs rapports d'études internationaux.

13. Géré en France par ErDF (filiale de EDF) ou des régies locales.

14. Géré en France par RTE (filiale de EDF).



Stockage non massif d'électricité :

les technologies sont directes ou indirectes

Les technologies directes stockent l'électricité sous forme électrostatique ou sous forme électromagnétique. Le stockage électrostatique est réalisé au moyen de condensateurs ou de supercondensateurs qui stockent l'électricité sous forme de potentiel électrostatique en induisant un champ électrique entre deux plaques - les électrodes. Pour le stockage électromagnétique, l'électricité est stockée sous la forme d'un courant continu introduit dans une bobine supraconductrice - réfrigérée par cryogénie - qui produit un champ magnétique qui ne se dégrade pas. En partie en raison de leur coût, mais aussi leurs spécifications physiques, ces technologies de stockage direct sont plus adaptées à des charges/décharges rapides de puissance qu'au stockage à moyen ou long terme de grandes quantités d'énergie.

Les technologies indirectes stockent l'électricité sous forme d'énergie cinétique ou électrochimique. Le stockage cinétique est réalisé par l'intermédiaire d'un moteur entraînant une masse en rotation - un volant d'inertie. Cette technologie est réservée à des applications de décharge de puissance ultra-rapide. Le stockage électrochimique est quant à lui effectué par batteries rechargeables (la société française SAFT est un leader mondial des batteries au Lithium-Ion et la société française Bolloré équipe les voitures Auto-Lib de ses batteries au lithium-métal-polymère) ou par batteries flux (la société japonaise NGK commercialise des batteries flux - ou Red-Ox - au Sodium-Soufre).

Aujourd'hui, le stockage de l'énergie électrique par production d'hydrogène est réalisé à l'aide d'électrolyseurs disponibles sur le marché. Une fois produit, l'hydrogène peut être stocké (un processus onéreux car l'hydrogène est un gaz très peu dense donc fugace¹⁵) puis brûlé dans un moteur à combustion ou une turbine, ou utilisé dans une pile à combustible pour produire de l'électricité à la demande. L'hydrogène peut aussi être méthanisé en le combinant avec du dioxyde de carbone (par exemple issu des centrales à énergie fossile) et en utilisant des réseaux et des générateurs existants, ce qui rend son stockage et son utilisation plus faciles. Une autre option - pour le court terme - est d'injecter l'hydrogène à faible concentration directement dans les réseaux de gaz naturel existants.

Il existe deux types d'exploitation des technologies d'électrolyse sur le marché : (i) l'électrolyseur à membrane d'échange de protons (proton exchange membrane - PEM), et (ii) l'électrolyseur alcalin uni- ou bi-polaire. Malgré des progrès, les rendements aller-retour (électricité-hydrogène-électricité) du stockage de l'hydrogène sont considérablement plus faibles que ceux des autres technologies décrites ci-dessous. Ils sont de l'ordre de 30% avec production électrique par

combustion, et 50% avec production par pile à combustible.

Cette technologie prometteuse est encore en développement. Les premières usines pilotes de stockage d'électricité par hydrogène ont été installées très récemment, comme par exemple la plateforme d'expérimentation MYRTE en Corse et celles menées par E.ON en Allemagne (Falkenhagen) et en France (Centrale Emile Huchet). Les paramètres opérationnels de cette technologie et ses coûts sont par conséquent encore inconnus.

15. La société française Mc Phy Energy, spin-off du CEA récemment introduite en bourse, développe une technologie prometteuse de stockage d'hydrogène sous forme solide (hydrures métalliques) à basse pression.

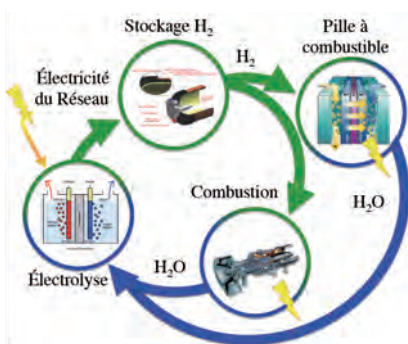


Diagramme du cycle de stockage de l'électricité par l'hydrogène. © 2014. Marc Perez

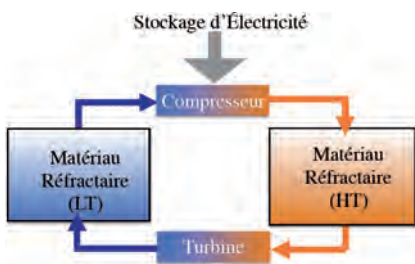


Diagramme illustrant le fonctionnement du concept SETHER ; stockage d'électricité sous forme de chaleur sensible. © 2014 Marc Perez

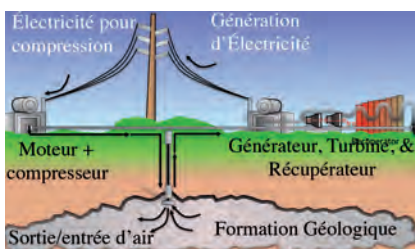


Figure simplifiée illustrant le fonctionnement d'une centrale de conception CAES adiabatique, avec un récupérateur pour recycler la chaleur résiduelle provenant du moteur/compresseur et chauffer le gaz en expansion avant son entrée dans la turbine (pour éviter l'utilisation de gaz naturel). Image adaptée de Chris Burroughs de Sandia National Labs, 2008

Le stockage massif d'électricité par pompage thermique (PTES)

C'est la technologie de stockage massif d'électricité par voie thermique la plus en vue actuellement. Son fonctionnement est le suivant : en mode de charge, l'énergie électrique fait tourner des compresseurs qui chauffent un gaz non réactif situé dans un silo inversé contenant des matériaux de type réfractaire capables de stocker de grandes quantités d'énergie thermique. En mode de décharge, le gaz chaud est introduit dans une turbine qui produit de l'électricité.

Cette technologie prometteuse est encore au stade de la recherche et développement, notamment par la société SAIPEM (technologie SETHER). Les puissances de stockage seraient d'environ 10 à 200 MW et l'énergie stockable 100 à 200 MWh. Le rendement global serait de l'ordre de 70%.

Le stockage massif d'électricité par air comprimé (CAES) :

La technologie CAES (*Compressed Air Energy Storage*) à destination du stockage de l'électricité est apparue vers le milieu du xx^e siècle¹⁶. A grande échelle, des cavités souterraines telles que les cavités salines sont utilisées pour stocker l'air comprimé par des turbines électriques. La première centrale de ce type est celle de Huntorf (290 MW) en Allemagne.

Un inconvénient de la technologie CAES est qu'en phase de décharge, la décompression de l'air dans les turbines entraîne une baisse de la température qui doit être compensée par addition de chaleur. La source de chaleur est le plus souvent le gaz naturel, ce qui entraîne une perte de rendement et des émissions polluantes. Il est aussi possible

16. Il est intéressant de noter qu'en 1896 Paris construisait une installation de 2,2 MW de puissance de distribution d'air comprimé à travers la ville pour l'éclairage et l'industrie lourde.



d'utiliser la technologie CAES en mode adiabatique en stockant la chaleur dégagée en compression et la récupérant en phase de décompression de manière analogue à la technologie de stockage thermique présentée précédemment. La régie électrique allemande RWE AG, en collaboration avec General Electric, est le leader de cette technologie CAES adiabatique et développe un prototype, nommé Adèle, de 220 MW.



Usine de stockage pneumatique de Huntorf (290 MW) en Allemagne

D.R.

Le stockage massif d'électricité gravitaire par pompage hydraulique (STEP)

Il s'agit de la technologie dominante du stockage massif d'électricité. Le principe de base de ce stockage est la loi $E = MgH$, stipulant que l'énergie potentielle stockée est fonction du produit de la masse et de la hauteur déplacée. L'application la plus répandue de ce principe est la technologie STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage hydraulique) où une masse d'eau est pompée d'un réservoir inférieur vers un réservoir supérieur en mode de charge, et vice-versa via une turbine et une génératrice en mode de décharge.

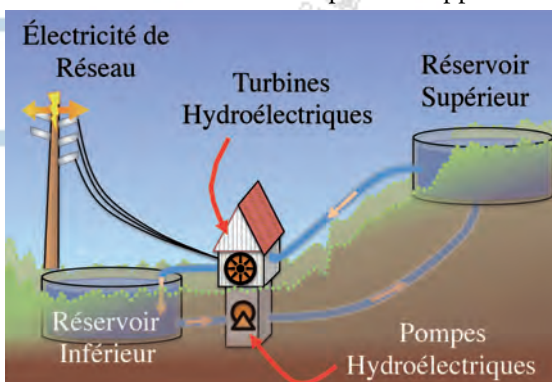


Diagramme illustrant le fonctionnement simple d'une installation STEP. © 2014 Marc Perez

Plus que la masse d'eau et donc la superficie et la profondeur des réservoirs, la hauteur de transfert - ou hauteur de chute - est un élément déterminant de la viabilité économique de cette technologie. Cela nécessite de privilégier des sites montagneux à fort dénivelé. Dans le cas contraire, les réservoirs doivent être largement surdimensionnés en termes de superficie ou de profondeur afin de compenser le faible dénivelé.

La France a mis en place à partir des années 70 un programme de construction de plusieurs STEP afin d'accompagner le développement de l'énergie nucléaire, dont l'électricité, produite en base se trouve en surplus lors des creux de consommation et en sous-capacité lors des pics de consommation. La capacité de stockage des STEP françaises équivaut à la puissance de 4 à 5 réacteurs nucléaires¹⁷. L'industriel ALSTOM est un leader mondial des fournisseurs de turbines et génératrices pour les

17. Les principales STEP françaises sont : Grand-Maison en Isère (1 800 MW), Montézic en Aveyron (910 MW), Revin dans les Ardennes (800 MW), Super-Bissorte (748 MW), Le Cheylas (480 MW) et La Coche (310 MW) en Savoie, Lac Noir (50 MW) dans le Haut-Rhin.

STEP, et EDF est un constructeur et exploitant majeur de STEP à travers le monde.

Différents critères d'évaluation

Les technologies de stockage d'énergie peuvent être comparées selon 3 modes d'évaluation : les applications/services rendus, les performances opérationnelles, les critères économiques.



Bassins haut et bas de la STEP de Limberg II, Autriche. Source : VoithHydro

Les quatre technologies de stockage massif présentées précédemment possèdent les mêmes applications/services rendus : gestion massive d'énergie, lissage de la courbe de production des énergies renouvelables variables, adaptation de la courbe de production des centrales nucléaires à la courbe de consommation, soutien au pic de consommation, arbitrage de l'énergie, et sous certaines conditions, régulation de la tension et de la fréquence du réseau électrique.

Sur le plan des performances opérationnelles et des critères économiques seules deux technologies sont actuellement comparables car elles sont opérationnelles : STEP et CAES (pour mémoire, les technologies PTES et H2 sont encore au stade de la R&D).

	Capacité disponible	Gamme de puissance	Temps de réaction	Temps de décharge	Efficacité	Durée de vie	Taux d'auto-décharge
STEP	1 GWh - 100 GWh	100 MW - 1 GW	s - min	> 1h - 24h	70 - 85 %	> 40 ans	bas
CAES	10 MWh - 10 GWh	10 MW - 300 MW	min	> 1h - 24h	50% - 70%	> 30 ans	moyen

Comparaison des STEP et CAES selon leurs performances opérationnelles¹⁸

	Investissement (€/kW)	Investissement (€/kWh)
STEP	350 à 3300	50 à 150
CAES	350 à 1500	50 à 150

Comparaison STEP et CAES selon le montant d'investissement¹⁹

Ces deux technologies possèdent des limites à leur développement, liées notamment à leur impact sur l'environnement et aux contraintes de site. En effet, le nombre de sites compatibles pour l'installation des CAES est limité car une géologie à bonne étanchéité est difficile à obtenir. De

plus, cette technologie est non modulaire et comme indiqué précédemment elle doit encore être accompagnée de combustion de gaz afin d'obtenir un rendement acceptable, ce qui entraîne des émissions polluantes. Quant aux STEP, la construction de leurs réservoirs entraîne de lourds travaux de génie civil qui modifient le

18. Source ENEA - Facts & Figures - Le stockage d'énergie - mars 2012 et Etude sur le potentiel du stockage d'énergies - octobre 2013

19. Source : IEA - Technology Roadmap: Energy Storage - 2014, ENEA - Facts & Figures - Le stockage d'énergie - mars 2012



relief et l'hydrologie du site, condamnent de grandes superficies et perturbent les écosystèmes locaux. Le cas échéant, la construction de lignes électriques haute tension est de moins en moins acceptée par les populations. Enfin, la principale limitation de la technologie STEP est liée aux sites d'implantation dont le nombre est de plus en plus réduit car les sites les plus rentables ont déjà été équipés.

Le stockage massif d'électricité en mer

Les principaux inconvénients des technologies CAES et STEP en milieu terrestre posent la question de leur transposition en milieu maritime. En effet, les mers et les océans sont des espaces immenses qui laissent envisager un potentiel considérable.

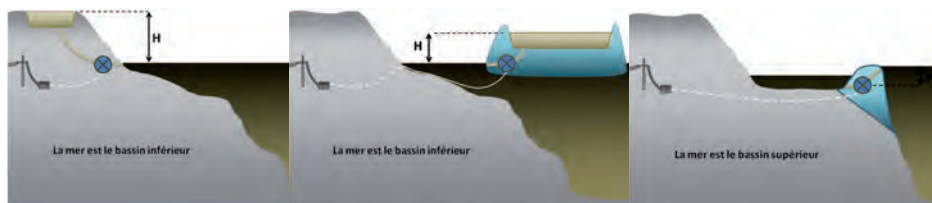
CAES marine : la technologie CAES pourrait gagner à être sous-marine, c'est à dire appliquée au fond d'un océan ou d'un lac à l'aide de ballons lestés et gonflés/dégonflés depuis la surface. La régie allemande E.ON et le canadien HYDROSTORE sont en phase de développement de tels prototypes sous-marins. En France, la société AGNES développe une technologie utilisant des réservoirs isobares posés sur le fond marin. Les impacts environnementaux et les coûts de telles technologies sont encore inconnus. Toutefois, leurs turbomachines de compression/décompression et de production d'énergie occuperont et impacteront des surfaces foncières sur le littoral, lieu où se concentrent également beaucoup de conflits d'usage. Leur impact environnemental sur les fonds marins est dû notamment à leurs réservoirs sous-marins, qu'ils soient creusés dans le sous-sol ou qu'ils soient constitués de structures fixées sur le fond marin.



Configuration possible de CAES marine

STEP marine : une évolution récente des STEP consiste à utiliser l'océan comme réservoir inférieur ou supérieur. La centrale de Yanbaru (Okinawa) au Japon (30 MW) utilise ce principe avec des turbines convertibles inoxydables entre l'océan et un réservoir supérieur situé à 136 m d'altitude. Le réservoir terrestre supérieur doit être étanche afin d'éviter les infiltrations d'eau salée.

De telles installations sont à l'étude notamment en Guadeloupe ou à la Réunion. Cependant, leurs coûts d'investissement sont extrêmement élevés et leur impact environnemental reste non négligeable sur le littoral. La Belgique envisage la construction d'une île artificielle en forme d'anneau qui lui permettrait de stocker l'énergie produite par ses parcs éoliens *off shore* en Mer du Nord. Le coût des travaux de terrassements représenterait 90% du coût d'investissement.



Configurations possibles de STEP marines

La transposition en mer des CAES et STEP se heurtent donc à des difficultés d'ordre économique et environnemental, ce qui ne permet pas d'envisager un large développement de ces technologies.

Il existe toutefois une technologie innovante qui permettrait d'exploiter le potentiel gigantesque des espaces marins pour stocker massivement l'énergie, de manière économiquement viable tout en ayant une empreinte environnementale minimale. Dénommée MGH²⁰, cette technologie a récemment été brevetée par ses deux inventeurs : Richard Perez, chercheur à l'Université de l'Etat de New-York (SUNY) et Jean-Michel Germa, Président de la société française SOPER et Marc Perez, Docteur-Ingénieur diplômé de l'Université Columbia de New York.

Une nouvelle technologie : MGH

Principe

La technologie de stockage d'énergie MGH applique le principe du stockage gravitaire, en utilisant non pas la masse d'un liquide comme pour les STEP mais la masse d'un solide (un lest) en milieu aquatique. L'énergie potentielle gravitaire étant proportionnelle au produit de la masse par la hauteur de chute ($E=MGH$), une solution de stockage à grande échelle est envisageable dans les grandes profondeurs d'eau.

Fonctionnement

Lors des périodes de surplus d'électricité sur le réseau (par exemple la nuit) le lest, qui initialement repose par plusieurs milliers de mètres de fond, est remonté jusqu'à une structure flottante à l'aide d'un système de levage. Il est ensuite stocké au niveau de la structure flottante. En cas de forte demande d'électricité (par exemple le jour lors des pics de consommation), le lest est relâché et, dans son mouvement de descente vers le fond de la mer, entraîne une génératrice électrique située sur la structure flottante.

La structure est connectée au réseau terrestre de transport d'électricité à l'aide d'un câble à haute tension qui est posé et/ou flottant entre deux eaux, suivant les mêmes techniques que celles couramment employées pour les connexions électriques intercontinentales et pour le raccordement des énergies marines (éoliennes *off shore*, hydroliennes, *oil & gaz*). A l'atterrissage le câble devient souterrain afin de réduire l'impact environnemental sur le trait de côte.

Trois innovations technologiques majeures

La localisation en mer constitue la première innovation majeure, à forte valeur ajoutée économique, de MGH. Cela permet d'obtenir une hauteur de chute importante sans nécessiter de coûteux travaux de construction de barrages, de creusement de cavité ou de forage de puits et de consolidation de leurs parois.

20. Pour Marine Gravity Hoist, marque déposée.



La seconde innovation majeure de MGH, elle aussi à forte valeur ajoutée économique, consiste à utiliser non pas un seul mais plusieurs lests afin de minimiser la taille et le coût des composants de la chaîne cinématique : systèmes de levage (treuils), câbles de traction, multiplicateurs, génératrices/moteurs. Il en résulte plusieurs effets bénéfiques, notamment : utilisation de composants déjà existants et fiabilisés, diminution de leurs coûts par effet d'échelle lié à la fabrication en série, optimisation de la disponibilité opérationnelle du

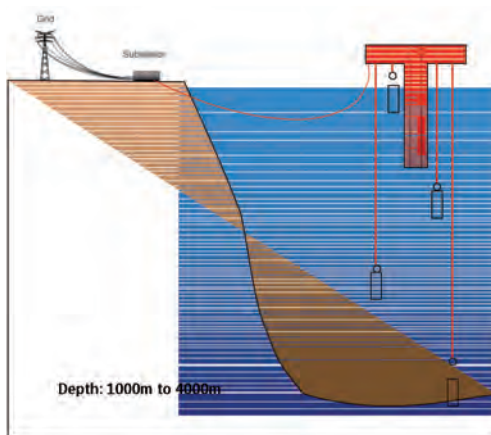


Schéma de principe de la technologie MGH.
Source : Equipe MGH

système global (la panne d'un composant n'entraîne pas l'arrêt total du système). L'utilisation de plusieurs moteurs/génératrices sur une même structure flottante apporte aussi la possibilité de lisser la production (ou la consommation) d'énergie de l'ensemble du système. Cela entraîne l'existence d'un véritable flux de lests qui montent et descendent indépendamment les uns des autres et de manière séquentielle. La logistique de gestion des lests est un enjeu important du projet, tant au niveau matériel que logiciel. Enfin, l'utilisation de plusieurs lests par génératrice nécessite de pouvoir les décrocher/accrocher successivement. Décrochés du câble qu'ils ont entraîné durant leur descente, les lests reposent sur le fond marin jusqu'au moment où ils sont remontés pour être stockés en surface. De plus, afin de minimiser l'impact environnemental de MGH, il n'est prévu aucune structure sous-marine ; les lests sont simplement posés sur le fond marin dans un périmètre sans enjeu environnemental. Chacun des câbles des systèmes de levage est ainsi équipé à son extrémité d'un crochet-robot sous-marin qui est capable de repérer chaque lest et de s'y accrocher en toute autonomie.

La troisième innovation de MGH consiste en l'utilisation de lests capables de flotter à la surface de l'eau en mode stockage, c'est à dire après avoir été remontés. Dans cette configuration, la structure ne supporte que le poids des lests qui sont en transit (en phase de remontée ou de descente), ce qui limite son déplacement²¹ et donc optimise son coût. Cette structure flottante, semblable et de superficie équivalente à une plateforme pétrolière ou gazière, comporte le système d'accrochage et de levage des lests (treuils, multiplicateurs) et tous les équipements électriques nécessaires à la chaîne de puissance : génératrices électriques, cellules et transformateurs élévateurs de tension, etc. Comme toute structure en mer, elle comporte également une base vie, un hélicoptère et les systèmes de sécurité inhérents aux opérations en mer.

21. Déplacement d'un navire = masse d'eau déplacée.

Positionnement concurrentiel

La technologie MGH se distingue des technologies STEP et CAES et des autres technologies de stockage gravitaire par lest en cours de développement. En effet, ses choix technologiques permettent d'envisager une réelle viabilité économique et commerciale et ses impacts environnementaux sont comparativement bénins.

De plus, cette technologie a la faculté d'être installée dans de nombreux sites potentiels. Elle s'adapte aux contraintes bathymétriques de la haute mer et peut être installée à une distance des côtes variant de quelques dizaines à quelques centaines de kilomètres et par des fonds marins de 1 000 à 4 000, voire 5 000 mètres.

Performances opérationnelles

MGH est une technologie modulaire qui offre une grande flexibilité sur le nombre de lests pouvant être installés, simultanément ou progressivement, sur une même structure flottante, et sur le nombre de structures pouvant être installées sur un même site. Ainsi la capacité de stockage, qui dépend non seulement de la profondeur des fonds marins mais également du nombre de structures flottantes installées, est adaptable sur une large plage : d'environ 100 MWh jusqu'à environ 10 GWh. La puissance installée dépend quant à elle de la masse totale des lests utilisés et du nombre de structures flottantes installées. La technologie MGH autorise donc aussi une large gamme de puissances possibles : d'environ 10 MW sur une seule structure, jusqu'à plusieurs GW répartis sur plusieurs structures de quelques dizaines ou centaines de MW de puissance unitaire.

MGH se place ainsi favorablement par rapport aux technologies existantes, incluant les STEP et les CAES.

En termes de rendement énergétique global, la technologie MGH présente deux avantages majeurs. D'une part, en phase de stockage d'énergie, les moteurs électriques de MGH servant à treuiller le lest possèdent un rendement supérieur aux pompes hydrauliques d'une STEP. Ainsi le rendement énergétique global de MGH est-il estimé à 80 à 85%. D'autre part, MGH ne souffre pas de l'autodécharge (pertes de pression) subie par les CAES ni de celle, moins importante (évaporation de l'eau des réservoirs) subie par les STEP. En effet, le lest garde la même masse donc la même énergie potentielle gravitaire aussi longtemps qu'il est stocké.

	Capacité disponible	Gamme de puissance	Temps de réaction	Temps de décharge	Efficacité	Durée de vie	Taux d'autodécharge
MGH	100 MWh - 10 GWh	10 MW – qqGW	s - min	> 1h - 24h	80 -85%	> 40 ans	nul

Performances opérationnelles de la technologie MGH²²

Le temps de réaction de MGH, qui est la durée entre l'appel du gestionnaire de réseau et l'injection de l'électricité sur le réseau, est estimé de quelques secondes à quelques minutes, soit le même ordre de grandeur que celui des STEP.

22. Source Equipe MGH



Le temps de décharge, c'est à dire la durée de production, est quant à lui de l'ordre de quelques dizaines d'heures. Il est adapté à la plupart des usages, dont le stockage diurne ou semi-diurne. La durée de vie de MGH est comparable à celle des installations *off shore*, soit typiquement supérieure à 40 ans.

Coûts

En matière de coûts d'installation et d'exploitation, la technologie MGH doit être comparée avec les STEP et les CAES terrestres ainsi que leurs configurations marines. En l'absence de données économiques disponibles sur ces dernières, il est toutefois possible d'anticiper que leur localisation en milieu maritime entraîne des coûts d'installation et d'exploitation très supérieurs à leurs versions terrestres. En effet, de lourds travaux de génie civil et d'hydraulique restent nécessaires pour les STEP et les CAES marines requièrent la construction, le transport et l'installation de structures *off shore* flottantes ou sous-marines.

Une estimation préliminaire des coûts d'installation de la technologie MGH a été réalisée à partir d'une analyse comparative des coûts de ses composants technologiques et structurels, en prenant des hypothèses conservatrices. Les coûts d'installation sont ainsi estimés à environ 750 à 2 000 €/kW (soit 37,5 à 100 M€ pour une structure de 50 MW par exemple) et 75 à 250 €/kWh. Cela apparaît comparable aux solutions STEP et CAES terrestres dont les coûts d'installation sont présentés précédemment.

Impact Environnemental

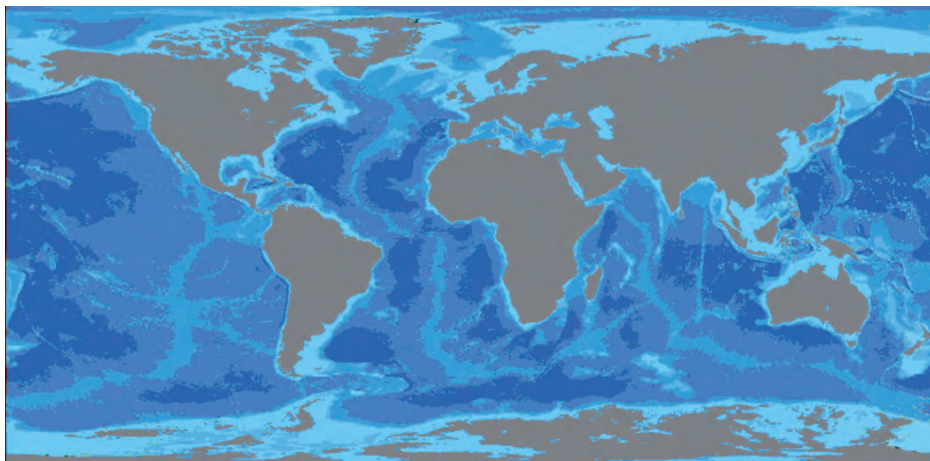
L'impact environnemental de la technologie MGH est bénin comparativement aux autres technologies terrestres de stockage massif d'énergie, y compris leurs déclinaisons marines. En effet, située loin des côtes et à de grandes profondeurs, les conflits d'usage ne sont pas à craindre. D'autre part, elle ne nécessite aucune structure importante au fond de la mer. En fin de phase de production d'énergie (déstockage), le lest est simplement posé sur le fond marin, à vitesse quasi nulle. L'impact environnemental sur le fond marin est ainsi réduit à l'emprise des lests posés, aux éventuels ancrages de la structure et à ceux du câble électrique en mer. Sur terre, en dehors de la station de raccordement au réseau électrique, aucune installation n'occupe ou impacte des surfaces foncières.

Par ailleurs, les risques inhérents à la technologie MGH sont comparativement faibles : il n'y a pas de risques de rupture de retenue d'eau (STEP) en raison de risques naturels, d'explosion d'hydrogène ou de réservoirs à haute pression et haute température. Comme toute structure en mer, la structure MGH sera conçue pour résister aux conditions extrêmes de mer dans lesquelles elle sera installée.

Potentiel technique mondial en lien avec le besoin

Une technologie modulaire et adaptable, performante et compétitive doit également être en mesure de satisfaire les besoins des territoires où elle est

susceptible d'être implantée. Dans cette optique, une recherche préliminaire des sites potentiels d'implantation de la technologie MGH a été effectuée sur l'ensemble du globe, en croisant des données physiques (bathymétrie, distance à la côte, etc.) avec des données de besoins énergétiques (production et consommation d'électricité, démographie, etc.). A titre conservateur, seuls les sites les plus accessibles à la technologie MGH, notamment en termes de distance à la côte et aux lieux de forts besoins énergétiques, ont été retenus. Le potentiel technique ainsi obtenu correspond à une puissance de 30 à 70 GW, soit un investissement potentiel d'environ 80 à 175 milliards d'euros. A titre de comparaison, le marché global du stockage est estimé à 330 GW²³ d'ici 2030, soit environ 220 à 660 milliards d'euros d'investissement²⁴. La carte bathymétrique suivante donne un aperçu de l'ampleur du marché potentiel de la technologie MGH au-delà des meilleurs sites côtiers.



D.R.

Bathymétrie des fonds marins. Plus la couleur bleue est foncée, plus grande est la profondeur des fonds marins.

Si le marché de MGH est surtout international, les Zones Non Interconnectées (ZNI) françaises (Guadeloupe, Martinique, Réunion, Corse), ainsi que la zone située au large de la partie orientale de la Région PACA sont des sites potentiellement propices et des terrains d'expérimentation sur lesquels des installations pilotes pourront être mises en œuvre.

Faisabilité technique

La technologie MGH fait appel à une large palette de connaissances et de savoir-faire issus de différents secteurs d'activités : l'ingénierie éolienne, pétrolière et gazière en *off shore* profond, le génie électrique *on shore* et *off shore*, la manutention et la logistique, la robotique et la communication sous-marine, le transport maritime, l'architecture navale, l'armement de navires, l'exploitation et la maintenance de structures à la mer ...

23. Compilation de plusieurs rapports d'études sur ce sujet (Pike Research, Kema, Lux Research, ENEA)

24. Fourchette de ratios utilisés dans les diverses publications : 670 à 2 000 €/kW)



Préalablement à la conception des divers composants de la technologie MGH, des travaux de Recherche industrielle doivent être menés sur quelques briques technologiques. Ils consisteront en l'établissement et l'analyse de l'état de l'art, des recherches créatives et de conception, des calculs et des simulations sur logiciels. Des essais à échelle réduite seront nécessaires, en bassin et/ou en mer. Ensuite, la conception des composants de la technologie MGH implique plusieurs transferts technologiques. En effet, nombreux sont les composants qui font appel à des expertises transversales. Ainsi, l'enjeu de la technologie MGH réside dans l'adaptation et la combinaison intelligente et efficace de tous les éléments qui la constituent. Le verrou technologique, s'il en est, consiste en un défi de transfert technologique et d'intégration. D'autres technologies françaises, notamment dans le domaine de l'énergie ou dans d'autres domaines, ont su relever de tels défis, tout en étant beaucoup plus complexes et risquées que la technologie MGH. Enfin, l'industrialisation de MGH sera facilitée par le fait que cette technologie est constituée de sous-ensembles dont les procédés de fabrication ont déjà été conçus et fiabilisés.

Retombées économiques et en termes d'emplois

Une estimation²⁵ des quantités de matériels et équipements correspondant au marché MGH montre que le déploiement de cette technologie représenterait ainsi environ 25 000 km de câbles électriques *off shore* et *on shore*, environ 25 000 km de câbles de traction et lignes d'ancrages *off shore*, quelques milliers de structures *off shore* totalisant 15 millions de tonnes de déplacement. Le déploiement mondial de la technologie MGH est ainsi de nature à générer des retombées économiques considérables qui profiteront directement à l'industrie française et se manifesteront par des créations d'emplois en France.

En d'autres termes, au regard du potentiel considérable de son marché et de ses retombées économiques, la technologie MGH est susceptible de représenter une innovation de rupture en termes de marché.

Vers une nouvelle filière industrielle ?

Le stockage de l'énergie est l'un des défis majeurs du XXI^e siècle et constitue un marché dont le potentiel est considérable. Dans ce contexte, les technologies terrestres actuelles de stockage massif d'électricité font face à une problématique particulière liée à la raréfaction des sites disponibles et aux impacts environnementaux de moins en moins acceptés.

La technologie MGH représente une solution alternative prometteuse permettant de stocker à moyen et long terme de grandes quantités d'énergie en exploitant le vaste potentiel du milieu maritime. Cette technologie peut être largement déployée, sans conflit d'usage et dans des conditions d'acceptabilité

25. Estimation réalisée à partir de la décomposition de la technologie MGH en sous-ensembles cohérents correspondant à des secteurs d'activités bien identifiés.

environnementale considérablement améliorées, tout en présentant des performances comparables aux technologies dominantes. MGH représente ainsi une véritable innovation de rupture en termes de marché.

Par sa dimension mondiale et par sa portée industrielle et collaborative, la technologie MGH représente une opportunité majeure pour les filières industrielles françaises, en particulier dans les domaines maritime et énergétique. Avec un marché estimé à 80 à 175 milliards d'euros tourné vers l'international, MGH constitue un important relais de croissance générateur d'emplois et d'exportations pour ces filières nationales, dont le rôle dans le déploiement commercial de la technologie sera central. L'industrie maritime française est de tout premier rang et son rayonnement est mondial. Elle est composée d'un tissu de nombreuses PME, ETI et groupes très expérimentés sur des marchés matures ou en pleine croissance. Son chiffre d'affaires, non compris le secteur du tourisme, fut de 51 milliards d'euros en 2010 et elle comptait 300 000 emplois. L'industrie électrique française est également un secteur de poids qui compte de nombreux champions nationaux se situant parmi les plus grands groupes mondiaux. En 2010, son chiffre d'affaires était de 31 milliards d'euros et elle employait environ 115 000 personnes.

Dans le but de créer les nécessaires synergies entre les différents secteurs industriels concernés par la technologie MGH, un consortium d'entreprises pourrait être constitué. Il réunirait les meilleurs industriels, experts et laboratoires de recherche dans leurs secteurs respectifs. Ce consortium aurait pour objet de développer la technologie MGH, au travers notamment de la réalisation de campagnes d'essais et de validation de briques techniques, de la conception puis de l'installation d'une installation pilote.

Enfin, une condition *sine qua non* du développement d'une telle ambition industrielle est la mise en place d'un cadre réglementaire et tarifaire adapté au stockage de l'énergie, qui permettra à la France d'exploiter son potentiel et s'inscrire parmi les nations pionnières et leader au niveau mondial.



PROCHAINEMENT

DE L'AMPHORE AU CONTE NEUR

15 OCT. 2014
> 28 JUIN 2015

PALAIS DE CHAILLOT
TROCADÉRO
PARIS 16^E

2000 ANS DE COMMERCE MARITIME