



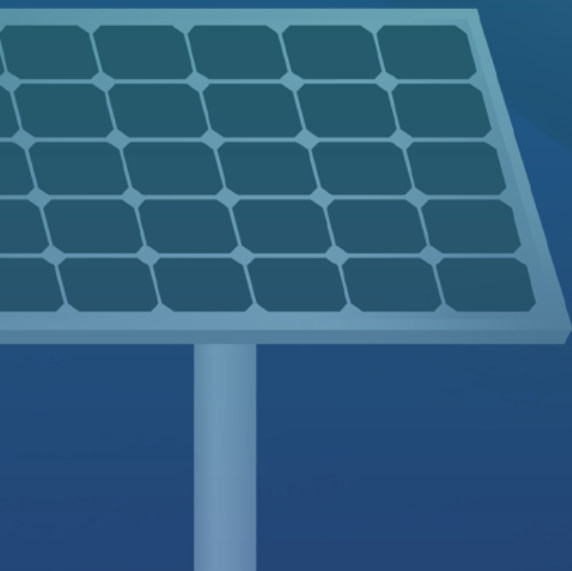
LE MONDE
DE L'ÉNERGIE
REJOIGNEZ LA COMMUNAUTÉ

Le Mag

“

*Le stockage d'énergie
ou le nerf de la guerre*

”



Septembre 2017

Le stockage d'énergie ou le nerf de la guerre

Il suffit de surfer sur la Toile ou de compter le nombre d'articles relayés sur les réseaux sociaux pour constater que les sujets sur le stockage d'énergie sont légion. Non pas à cause d'un effet de mode mais justement parce que le développement des marchés de la mobilité électrique et des énergies renouvelables offrent des opportunités considérables pour le stockage de l'énergie. Après la station de transfert d'énergie par pompage, le stockage sous forme d'hydrogène ou le développement des batteries (notamment lithium-ion), concepts techniques et économiques qui émergent, doivent désormais répondre au défi majeur des renouvelables en général, et de l'éolien et du solaire en particulier. Comme ces sources d'énergie dépendent de l'alternance des jours et des nuits, des cycles saisonniers et du bon vouloir de la météo, si l'on veut disposer d'électricité hors des diktats de la nature, il faut trouver des moyens de stocker les excédents d'énergie pour les déstocker quand bon nous semble.

En France, face aux politiques énergétiques axées sur le développement des ENR, la fermeture de centrales thermiques émettrices de gaz à effet de serre, et celle annoncée de plusieurs réacteurs de centrales nucléaires, le stockage des énergies dites vertes va devoir s'imposer aussi bien techniquement qu'économiquement. Car tout l'enjeu est là : le stockage de l'électricité, à la fois prometteur et enthousiasmant, est limité et coûteux.

Dans ce deuxième numéro du Mag, vous retrouverez les articles de nos experts qui décryptent, chiffres et arguments à l'appui, la question du stockage de l'énergie. Histoire de prendre de la hauteur et de remettre en perspective un sujet passionnant... et compliqué !



OLIVIER DURIN

Directeur de publication

Sommaire

**La transition énergétique : une évolution
ou une révolution sans en avoir l'air 4**

**Stockage issu des renouvelables : belles
perspectives et grands défis à relever 7**

**Stockage et effacement :
opposition ou complémentarité ?..... 14**

**Le stockage d'énergie par batterie :
un avenir prometteur ? 16**

**Le stockage par batteries : faut-il
s'enthousiasmer pour autant ? 20**

**Le stockage de l'énergie solaire dans
un fluide chimique progresse22**

**Tesla se lance dans le stockage
d'énergie en mer.....25**

**Renault-Nissan va se lancer dans
le secteur du stockage de l'énergie 27**

La transition énergétique : une évolution ou une révolution sans en avoir l'air

Tribune proposée par Eric Morel



ERIC MOREL

Consultant, spécialiste des Smart Grids

Ancien dirigeant, actif dans le secteur des Smart Grids depuis 20 ans. Eric Morel conseille depuis 2010 des dirigeants du secteur de l'énergie en Europe, aux États-Unis et au Japon.

[Consulter le profil](#)

Objets connectés, offres on-line, web social... Quelles stratégies à l'heure du client 3.0 ? Cette étude analyse les bouleversements induits par la digitalisation du secteur de l'énergie sur le segment mass market.

La transition énergétique, c'est l'évolution vers un nouveau mix c'est à dire vers un nouveau portefeuille de technologies de production d'énergie finale, la forme sous laquelle nous consommons, nous utilisons l'énergie.

Dans la plupart des pays, dans le sillon du protocole de Kyoto et plus récemment de la COP21, la transition énergétique se traduit par l'introduction d'énergies renouvelables et notamment, mais pas seulement, d'énergies renouvelables intermittentes (solaire photovoltaïque, éolien).

Ces énergies renouvelables trouvent leurs sources dans des gisements et potentiels locaux (taux d'ensoleillement, régime des vents, réserve de biomasse, potentiel géothermique, potentiel de biogaz issus soit de l'agriculture, soit du traitement des déchets); elles donnent lieu à la construction de centrales de production locales, proches des sources d'énergie.

Certaines énergies renouvelables, comme la biomasse et la géothermie, sont particulièrement adaptées pour alimenter les réseaux de chaleur. Ces derniers sont des infrastructures alimentant de petits périmètres et renforcent le caractère local des énergies renouvelables.

À travers l'évolution du mix énergétique, la transition énergétique est aussi la localisation et la décentralisation des systèmes énergétiques.

La transition énergétique conduit donc à une montée en puissance des acteurs et des décideurs locaux. Ces acteurs et ces décideurs, exploitant de systèmes énergétiques locaux, directeur et

coordinateurs énergétiques territoriaux, sont désormais en position d'influencer l'évolution des systèmes énergétiques. Les grands acteurs nationaux, verticalisés, spécialisés ne peuvent plus être les seuls décideurs. Il est nécessaire pour eux de renforcer leur proximité avec les villes et les régions, de se coordonner avec les acteurs locaux.

La transition énergétique, c'est aussi une évolution profonde de la gouvernance des systèmes énergétiques

Les énergies renouvelables telles que la biomasse et la géothermie permettent d'alimenter des réseaux de chaleur. Étant, énergétiquement parlant, plus performants que les installations individuelles, ces réseaux de chaleur (et de froid) sont appelés à se développer. Cette « centralisation » ou cette mutualisation progressives des systèmes thermiques dans les communautés urbaines favorisent dans certains pays la désélectrification des applications thermiques.

La transition énergétique, c'est donc aussi l'évolution des applications servies par l'électricité.

L'introduction d'énergies renouvelables intermittentes bouleverse l'équilibre des réseaux électriques. La consommation d'électricité n'est plus la seule composante difficilement prédictible. La production solaire et éolienne devient à son tour variable et difficilement prédictible. De nouveaux mécanismes sont nécessaires pour conserver la fréquence et l'équilibre de ces réseaux. Ces mécanismes combinent des solutions de stockage, de modulation de la production, de modulation

de la consommation. Ils devront très probablement être déployés sur différentes tailles de territoire (supranationale, nationale, locale) et à différents horizons de temps.

Certaines technologies de stockage comme le Power-to-gas, certaines technologies de production comme la cogénération, créer des liens entre énergies, auparavant inexistantes.

La transition énergétique, c'est aussi une évolution fondamentale de la manière d'exploiter les systèmes énergétiques

Nous savons tous que la transition énergétique doit respecter les fondamentaux de toute politique énergétique à savoir : le coût de l'énergie, la disponibilité de l'énergie, l'impact environnemental de l'énergie, la dépendance énergétique.

La transition énergétique, c'est garder un équilibre pendant l'ensemble de cette transition entre la vitesse imposée par les objectifs environnementaux et la prudence ou le temps imposés par les impératifs de coûts, de disponibilité et d'indépendance.

Au vu de ces quelques réflexions, la transition énergétique, bien que souvent présentée comme une simple évolution, est bel et bien une révolution.

Dans tous les pays, la transition énergétique demandera du temps. Elle sera un véritable parcours pour l'ensemble de l'écosystème énergétique national et exigera une évolution et une adaptation régulières et coordonnées à la fois de la réglementation et des acteurs. Ces adaptations indispensables cachent des enjeux majeurs : certains acteurs importants, jusque-là protégés par une situation de monopole,

vont devoir définir une stratégie gagnante dans ce nouveau paysage, exercice délicat, jusque-là inconnu d'eux. D'autre part, le législateur va devoir, lui aussi, faire preuve d'adaptabilité en prévoyant des réglementations adaptées à chaque phase de cette transition. Cela exigera une connexion forte et continue aux besoins de l'écosystème, une grande adaptabilité et des temps de réaction courts. L'époque des lois-cadres définissant le marché de l'énergie pour 20 ans est révolue.

La transition énergétique recèle une ambiguïté majeure

La lenteur de l'évolution des systèmes énergétiques laisse penser que nous avons du temps. Or, l'importance du chantier, la profondeur de la révolution à opérer ne laissent quant à eux aucune liberté. La transition énergétique est, pour tous les pays, un chantier à démarrer rapidement et à conduire avec constance. En théorie, les objectifs de coût, d'indépendance énergétique, de réduction de l'impact environnemental, sont apolitiques et n'ont aucune raison d'être remis en cause. La transition énergétique peut et doit être menée indépendamment des aléas de la vie politique.

Pour mener à bien une telle révolution, il me semble indispensable que chaque pays se dote d'un coordonnateur national, au profil autant institutionnel que business, disposant d'un mandat clair, chargé d'établir les liens nécessaires entre tous les acteurs, chargé de coordonner l'évolution des dispositifs réglementaires, l'évolution des acteurs en lien avec l'évolution des marchés. Ce sera probablement le moyen pour que la révolution des marchés énergétiques ne devienne pas la révolution sur les marchés énergétiques.

[Consulter l'article en ligne](#)

Stockage issu des renouvelables : belles perspectives et grands défis à relever

Tribune proposée par Michel Cranga



MICHEL CRANGA

Ex ingénieur-physicien au CEA puis à l'IRSN

Ingénieur-physicien au CEA (Commissariat aux Energies Alternatives) puis à l'IRSN (Institut de Protection et de Sécurité Nucléaire). Retraité et passionné par la transition énergétique et ses enjeux.

[Consulter le profil](#)

Il est évident que du fait de leur intermittence, l'introduction de sources d'énergies renouvelables dans le mix électrique nécessitera de stocker l'énergie électrique produite pour parer à la fois aux surplus et aux déficits temporaires de production.

Beaucoup d'affirmations plus ou moins démontrées circulent sur le problème du stockage et conduisent à des conclusions diverses et parfois quasiment opposées, de l'appréciation très optimiste estimant qu'un simple stockage en batteries résoudrait tous les problèmes d'intermittence au jugement péremptoire et pessimiste considérant que le stockage à coût raisonnable et répondant aux besoins ne sera jamais possible.

Sans prétendre résoudre toutes les questions soulevées par le stockage, voyons plus précisément et concrètement ce qu'il en est dans le cas de la France.

A partir de quelle part d'énergies renouvelables dans le mix électrique le stockage devient impératif sans appel aux centrales thermiques carbonées ?

La réponse à cette question dépend évidemment de la fraction de production électrique pilotable, c'est-à-dire pouvant être déclenchée à la demande et pouvant pallier à la baisse ou l'arrêt de la production d'énergie renouvelable. On exclut ici autant que possible le recours aux centrales thermiques facilement pilotables mais utilisant une énergie carbonée fossile car on se place évidemment dans la perspective d'une transition énergétique visant à minimiser les émissions de gaz à effet de serre (GES).

Les énergies pilotables disponibles en France, hors énergies carbonées fossiles, sont le nucléaire et l'hydroélectrique. On suppose que la puissance totale de centrales nucléaires se maintient autour de 60 GW et la puissance maximale de l'ensemble des barrages hydroélectriques est d'environ 25 GW.

La réserve de puissance maximale disponible, en admettant une variation maximale de puissance d'une centrale nucléaire de 20% et 50% des barrages simultanément disponibles, est d'environ

$0.2 \times 60 + 0.5 \times 25 = 24.5$ GW. Cette réserve de puissance compenserait l'arrêt des parcs éoliens d'un cumul de puissance de 24.5 GW. Dans le cas de capacités éoliennes placées principalement en mer le long du littoral avec un nombre d'heures de fonctionnement de 3000h/an, soit un facteur de charge de l'ordre d'1/3 très élevé pour l'éolien, la capacité de production en Twh/an dont l'intermittence pourrait être compensée par les installations pilotables non carbonées serait $24.5 \times 3000 = 74$ Twh.

Il est à noter que le choix d'une capacité de production électrique renouvelable basée essentiellement sur l'éolien maritime, qui aura le taux de disponibilité le plus élevé (environ 34%) est le plus favorable à la compensation de l'intermittence. Pour comparaison, la capacité de production en photovoltaïque en Twh/an dont l'intermittence pourrait être compensée par les installations pilotables non carbonées serait de seulement $24.5 \times 1200 = 29$ Twh.

Si l'on ajoute à la capacité de production en éolien de 74 Twh/an, celle de l'hydroélectrique d'environ 60Twh, on arriverait au mieux à un total de production électrique d'origine renouvelable pilotable ou compensable de 134 Twh/an mais en conservant le niveau de nucléaire actuel de 400Twh. Ceci correspondrait une fraction d'énergies renouvelables gérable sans stockage et sans appel aux énergies carbonées d'environ $134 / (400 + 134)$ soit 25%.

La conclusion est claire et sans appel. **La part de production électrique d'origine renouvelable en France, malgré un parc nucléaire très important et un parc hydroélectrique conséquent pouvant pourvoir efficacement à l'intermittence, ne pourrait dépasser 25% sans stockage massif et sans utilisation d'énergies carbonées. L'appel aux énergies carbonées fossiles pilotables en complément pourrait améliorer un peu ce ratio mais accroîtra les émissions de CO2.**

C'est d'ailleurs ce que l'on observe dans le monde : aucun pays n'atteint 35% en énergies renouvelables sans hydroélectrique dominant comme la Norvège et/ou sans nucléaire à au moins 40% comme la Suède et/ou sans secteur

électrique carboné à au moins 40% comme l'Espagne ou l'Allemagne.

Le stockage de l'énergie renouvelable est donc impératif pour dépasser le quart de la production électrique en énergies renouvelables sans accroître les émissions de CO₂ dues à l'utilisation d'énergies carbonées complémentaires. C'est évidemment encore plus vrai si le nucléaire décroît en visant à terme 100% d'énergies renouvelables.

Quels types et niveaux de stockage seront nécessaires pour parer à l'intermittence dans un scénario de mix électrique s'approchant de 100% d'énergies renouvelables ?

Commençons par faire quelques hypothèses réalistes sur le niveau de consommation électrique visé et sa répartition dans l'année. On suppose que le niveau actuel de consommation électrique hors transports baisse de 10% à environ 460Twh et que la consommation électrique due aux véhicules électriques quasiment généralisés atteint environ 140 Twh, conduisant à une consommation électrique totale de 600Twh. Cette consommation est répartie en 3 parties : plus faible durant les 4 mois les plus ensoleillés en raison de la réduction des usages d'électricité en intérieur, soit 150 Twh, dans la moyenne annuelle durant les 4 mois intermédiaires (mars, avril, septembre, octobre) soit 200Twh et la plus élevée durant la période « hiver » des 4 mois les plus froids, soit 250Twh.

Maintenant choisissons les niveaux possibles et raisonnables de production électrique d'origine éolienne, d'origine photovoltaïque et hydroélectrique et leur répartition dans l'année :

- Production éolienne : une forte prédominance est donnée à l'éolien maritime. En supposant l'installation d'un rideau d'éoliennes de 2km de large sur la moitié des côtes conduisant à environ 32 000 éoliennes, l'éolien maritime pourrait tourner autour de 250 Twh/an. L'éolien terrestre, qui serait multiplié par un facteur 2.5 par rapport à l'état actuel produirait environ 50 Twh, conduisant à une capacité de production éolienne de 300 Twh/an. Cette production est un peu supérieure à la moyenne en hiver

- Production photovoltaïque (PV) en toitures : en équipant les zones bien orientées de la moitié des toitures des logements et bâtiments de toutes sortes (soit 1500km²), on pourrait produire facilement avec un rendement de 20% 300 Twh/an
- Production photovoltaïque au sol : en installant des parcs photovoltaïques sur 3 pour 1000 de la surface du territoire, représentant au total moins de 30% de la surface d'un département, on pourrait produire 200 Twh /an
- La production photovoltaïque totale atteindrait 500 Twh/an répartie en suivant la courbe d'ensoleillement approximativement comme suit : 55% durant la période d'été (275 Twh), 35% en période intermédiaire (175Twh) et 10% en période d'hiver (soit 50Twh).
- La production hydroélectrique moyennant l'accroissement du parc en micro-centrales et quelques centrales houle-motrices sur les sites favorables peut passer du niveau actuel d'environ 60Twh à 70 Twh. On suppose qu'une « petite » moitié (30Twh) serait disponible dans en période d'hiver et le reste réparti également entre les 2 autres périodes. La production hydroélectrique est supposée être pilotable et donc disponible à tout moment suivant les besoins.

Le gisement de production électrique totale d'origine renouvelable atteindrait **870 Twh/an**. A environ 1500 Eur le coût du kw installé, les coûts d'investissement en éolien sont de l'ordre de 200 milliards d'Euros et ceux du PV d'environ 750 milliards d'Euros. L'évaluation du gisement en énergie réalisée ici est très prudente car seulement une partie des toitures bien exposées est supposée disponible pour des panneaux PV, l'éolien terrestre reste au moins 5 fois inférieur au scénario du mix électrique de l'Ademe et le photovoltaïque au sol représente une surface suffisamment faible pour ne pas porter atteinte aux forêts de biodiversité significative et aux paysages. Ce gisement pourrait très probablement être porté à 1000 Twh/an sans problèmes majeurs.

Le bilan des productions électrique d'origine renouvelable (ENR él), production pilotable (en l'occurrence seulement d'origine hydroélectrique) et des besoins de consommation par période est

résumé ici :

Période	Eté	Intermédiaire	Hiver
Production totale ENR él Twh	385	295	190
Production pilotable (hydroélectrique)	20	20	30
Besoins de consommation en Twh	150	200	250

Répartition productions et consommations électrique par période de l'année

Au vu du tableau précédent, on peut faire les constatations suivantes :

1) En période d'été la production totale d'ENR él dépasse très largement les besoins de 235 Twh et la production d'ENR él surtout photovoltaïque journalière sera régulière sauf exceptions de courte durée; donc seul un stockage de courte durée (12h à quelques jours maximum) suffirait pour répondre aux besoins

2) En période intermédiaire, la production totale d'ENR él dépasse largement les besoins de 95 Twh mais la production d'ENR él surtout photovoltaïque journalière sera moins régulière : on peut avoir des périodes sans vent ni beaucoup de soleil jusqu'à 1 semaine ; donc un stockage de courte et moyenne durée (12h à 1 semaine) sera nécessaire pour répondre aux besoins

3) En période d'hiver, la production totale d'ENR él est nettement inférieure aux besoins de 60 Twh : on peut avoir des périodes sans vent ni soleil pendant plusieurs semaines ; donc des stockages de courte, moyenne et longue durée (12h à quelques jours, plusieurs semaines et plusieurs mois) seront nécessaires pour répondre aux besoins

Décrivons alors brièvement les différents types de stockage envisageables sur la base des connaissances et des technologies disponibles ou déjà suffisamment matures.

Stockage de courte durée

Il s'agit de stocker durant quelques heures à quelques jours l'énergie produite pour répondre aux besoins de consommation à court terme. Cela correspond aussi, à l'équilibre, à l'énergie consommée entre quelques heures et quelques jours en cas de chute voire de l'arrêt de la production durant ce laps de temps.

Cela correspond à une capacité cumulée le plus fréquemment d'environ 2 Twh mais pouvant atteindre au maximum quelques jours de consommation, soit environ 8 Twh.

Les modes de stockage de courte durée suffisamment opérationnels et d'un coût raisonnable sont essentiellement les batteries dans une gamme d'énergie de 10kwh au Mwh et de puissance de la dizaine de kw au Mw. Il existe d'autres solutions technologiques prometteuses notamment les supercondensateurs, qui nécessitent d'avoir plus de recul pour être analysées sur le plan des caractéristiques et des coûts. Le coût d'une capacité de stockage en batterie est actuellement d'environ 200 Eur./kwh. Cela conduit à un coût déjà élevé, pour une batterie de voiture électrique de 50kwh (environ 10 000 Euros) et de durée de vie de 10ans, soit environ 1000 Euros/an, mais acceptable en comparaison des coûts d'achat d'un véhicule, de maintenance et d'alimentation en essence (autour de 3000 Eur/an).

Le coût d'une batterie de 10kwh (environ 200 Eur/an) pour les usages courants de l'électricité d'un particulier (3000 kwh par an) sera d'environ 7c/kwh consommé mais pourra atteindre 10c/kwh pour une consommation plus importante (7000 à 10000 kwh/an dans la moyenne par ménage ou un peu supérieure) nécessitant une batterie de 50 kwh si la consommation journalière atteint plusieurs dizaines de kwh. Par prudence, nous retenons un coût de stockage pour les usages domestiques de l'électricité de 10c/kwh. Si on compare ce coût à celui du kwh hors taxe actuel de l'ordre de 12c, on constate que le stockage à court terme en batterie conduirait à un renchérissement conséquent du prix du kwh. Les progrès rapides actuels en matière de stockage à court terme (batteries, supercondensateurs, volants d'inertie,...) laissent espérer que l'on pourra s'en approcher, mais cela reste à confirmer. Les supercondensateurs prometteurs en terme de vitesse de charge et de capacité pourraient constituer les stations de recharge des véhicules électriques mais les coûts restent encore très élevés.

Pour atteindre une capacité totale de stockage à l'échelle du territoire de 8Twh, il faudrait combiner 25 millions de batteries domestiques de 50 kwh

(1.25Twh), autant de batteries de véhicules électriques de différentes tailles de 50 à 100 kwh (1.87Twh) et 100 000 supercondensateurs de 10MWh(1Twh), soit un millier par département, qui pourraient permettre entre autres un chargement rapide des véhicules électriques (en quelques minutes). Un complément substantiel serait assuré par les STEP (stations d'énergie par pompage) installées sur les fleuves équipés de grands barrages, qui peuvent atteindre plusieurs Twh en France mais ont un temps de stockage long de la journée à la dizaine de jours en raison des débits de pompage limités et une flexibilité beaucoup moins grande que les batteries.

La puissance totale stockable dans les systèmes de stockage à court terme atteindrait plusieurs centaines de GW pour ceux du type batteries et supercondensateurs et quelques dizaines de GW pour ceux du type STEP et serait donc suffisante pour « encaisser les pics de production éolien ou photovoltaïque.

Le coût hors taxe du kwh produit et stocké momentanément en batterie peut être évalué comme suit. On se base sur un coût de production direct de 12 c par l'éolien surtout maritime et de 4c par le photovoltaïque pondéré par les productions respectives soit 7c ; un coût de distribution de 5.5c /kwh analogue au coût de distribution actuel. Si l'on ajoute le coût de stockage de 10c/kwh proposé ci-dessus, on obtient **un prix total hors taxes du kwh de 23c**, certes plus élevé qu'actuellement en France (environ 11c) mais pas exorbitant. Il apparaît nécessaire de diviser le coût du stockage par un facteur 2.

Il faut également se garder d'un optimisme béat car la disponibilité de matériaux (par exemple le lithium) limite sérieusement la capacité de stockage envisageable avec les technologies actuelles. **L'utilisation d'autres technologies de batteries (ex : Na-ion) utilisant des matériaux plus abondants que le lithium sera nécessaire.**

Stockage de moyenne et longue durée

Il s'agit de stocker durant quelques semaines à quelques mois l'énergie produite pour éponger les surplus de production dépassant la consommation journalière et répondre aux

besoins de consommation à moyen/long terme. Cela correspond aussi, à l'équilibre en soustrayant les pertes, à l'énergie consommée entre quelques semaines et quelques mois en cas de production nulle ou insuffisante durant cet intervalle de temps.

Le seul mode de stockage opérationnel à très grande échelle et à moyen/long terme est la conversion par électrolyse de l'énergie électrique en hydrogène puis méthane (étape « power-to-gas » ou P2G), de rendement d'environ 50%, puis en électricité via des centrales thermiques utilisant le méthane généré et stocké (étape « gas-to-power ») soit en abrégé « P2G2P ». Le rendement global est d'environ 30% et restera limité à environ 1/3 pendant longtemps sur la base des technologies actuelles.

Ce mode de stockage sera nécessaire pour répondre à 2 objectifs :

1) Stocker les surplus d'énergie électrique éolienne pour disposer d'un stockage d'énergie électrique correspondant à plusieurs semaines de consommation en cas de longue période exceptionnelle sans vent et sans soleil ; nous retenons un montant de 30Twh pour fixer les idées, correspondant à 18 jours de consommation moyenne

2) Stocker les surplus d'énergie électrique issus principalement de la production photovoltaïque très saisonnière pour la période d'hiver ; le montant visé doit compenser durant la période d'hiver l'écart entre la production éolienne (110Twh), la production photovoltaïque (50Twh), la production hydroélectrique pilotable (30Twh) et les besoins (250Twh), soit 60 Twh (voir tableau ci-dessus).

Le niveau de stockage par P2G2P nécessaire est donc de l'ordre de 90Twh. Pour un rendement global de stockage d'1/3, l'énergie à produire et à stocker sera d'environ 270 Twh. On peut noter que la production d'énergie primaire totale nécessaire de 810 Twh est inférieure à la production d'électricité d'origine ENRél potentielle évaluée à 870Twh et donc que le gisement d'énergies renouvelables est largement suffisant.

Il faut cependant vérifier si la puissance de la production à stocker est compatible avec le parc d'installations « powertogas » et en particulier le

parc d'électrolyseurs. L'énergie à stocker (270 Twh) sera produite principalement en période d'été et intermédiaire et dans le temps d'ensoleillement effectif d'environ 1000h ; ceci correspond à une puissance de production maximale de l'ordre de 600 GW. Les prototypes d'électrolyseurs industriels actuels peuvent atteindre une puissance de 2MW (1). Cela conduirait à un parc de 3 usines de 1000 unités d'électrolyseurs par département, chaque usine occupant une surface limitée à quelques ha.

Le stockage du méthane produit peut se faire sur la base des technologies actuelles de l'industrie gazière et exigerait environ 3 gazomètres par département ou mieux quelques dizaines de sites souterrains notamment en cavité saline.

Il reste encore à vérifier la faisabilité à grande échelle du P2G2P et la disponibilité des matériaux nécessaires notamment pour les électrodes et les catalyseurs. Ces techniques ne nécessitent probablement pas de saut technologique majeur. Les investissements nécessaires pour monter une filière P2G2P à l'échelle nationale seront cependant gigantesques, de l'ordre de plusieurs centaines de milliards d'Euros.

Le coût de production du kwh gaz produit à partir d'électrolyse serait selon une étude de l'Ademe/ GRTgaz/GRDF (2) d'environ 10c, soit 16c par kwh électrique fourni par P2G2P, en supposant un rendement de 60% de la production électrique à partir du gaz obtenu par P2G.

En prenant en compte le rendement global de 1/3 de la chaîne du « P2G2P », un coût de production direct du kwh par ENR él de 7c comme évalué ci-dessus, un coût de production du kwh par G2P de 7c et un coût de distribution toujours de 5 .5c, le coût de production global hors taxe atteindrait 50c. **Ce coût de 50c/kwh est évidemment trop élevé mais il est à pondérer par la fraction d'énergie stockée par P2G2P qui sera inférieure à 15%. Néanmoins il sera nécessaire de réduire ce coût par l'optimisation des divers processus de la chaîne du P2G2P.**

Vu l'ampleur des investissements pour développer les ENR él, en particulier le photovoltaïque, et ceux nécessaires pour mettre au point et lancer la filière « power-to-gas-to-power » et le coût encore

très élevé du kwh produit par cette filière, il paraît intéressant de procéder par étapes et d'évaluer les parts de nucléaire et d'énergie carbonée qu'il serait nécessaire de maintenir **dans une période de transition** avant de disposer de stockage à grande échelle à coût raisonnable et d'un impact supportable sur le prix du kwh.

Examinons les différentes situations en accroissant progressivement la contribution du P2G2P de 0 à 90 Twh.

En l'absence de stockage à long terme P2G2P, la production photovoltaïque est de 200Twh/an pour limiter les pertes de production PV par manque de stockage puis accrue de 200 à 500 Twh/an (répartis toujours dans les mêmes proportions entre les 3 périodes) en fonction de la contribution croissante du P2G2P. La production électrique d'origine éolienne est maintenue à 300Twh/an.

Plus précisément, les manques de production de longue durée, soit en période d'hiver soit en cas d'une à quelques semaines peu ensoleillées et peu ventées en période intermédiaire, peuvent être compensés, si nécessaire, en partie par un parc nucléaire restreint à 20% maximum du parc actuel et fonctionnant à puissance constante et pour autre partie par un parc de centrales à gaz fossile produisant en période d'hiver seulement. Un surplus de production de 15Twh minimal en énergies pilotables est assuré par sécurité aux périodes intermédiaire et d'hiver. On vise en même temps à minimiser la fraction d'énergies fossiles dans le mix électrique et les émissions de CO2.

Un exemple de résultats détaillés pour la répartition des productions des différentes sources d'énergie suivant les périodes de l'année est présenté dans le tableau suivant en l'absence de stockage à long terme » P2G2P ».

Période	Eté	intermédiaire	Hiver
Production PV (Twh)	110	70	20
Production hydroélectrique (Twh)	20	20	40
Production éolienne	90	100	110
Production totale ENRél (Twh)	220	190	170
Production centrales à gaz (Twh)	0	0	70
Production nucléaire (Twh)	25	25	25
Besoins de consommation en Twh	150	200	250
Production en surplus	95	15	15

Répartition productions et consommations électriques par période de l'année en l'absence de stockage à long terme « P2G2P »

Les résultats globaux obtenus sur la distribution de production entre les différentes énergies en fonction du niveau de stockage par » P2G2P »

sont résumés dans le tableau suivant.

Stockage par P2G2P (Twh)	Production photo-voltaïque (Twh)	Production nucléaire (Twh)	Production centrale thermique gaz fossile (Twh)	Emissions CO2 t/hab	Fraction ENR él
0	200	75	70	0.57	76%
30	300	45	40	0.33	86%
60	400	0	40	0.33	93%
90	500	0	0	0	100%

Répartition productions et consommations électrique par période de l'année en l'absence de stockage à long terme P2G2P

Dans un scénario avec un stockage massif à court terme mais sans « P2G2P », il serait possible d'atteindre une fraction de 75% d'énergies renouvelables électriques. Pour atteindre ou dépasser 90% d'énergies renouvelables dans le mix électrique, un stockage par P2G2P d'au moins 50 Twh est nécessaire.

Les émissions de CO2 associées à ce parc restreint de centrales thermiques à gaz fossile produisant seraient au maximum d'environ 0.57 t/habitant, dans le cas sans stockage à long terme (P2G2P), et donc inférieures aux émissions de CO2 actuelles liées à la production d'électricité. **Remarquons surtout que dans ce scénario supposant des transports uniquement électriques, les émissions de CO2 totales liés à la production d'énergie électrique et aux transports, seraient environ 7fois inférieures aux émissions de CO2 actuelles dues aux transports thermiques (environ 4t/hab.).**

La présente analyse se rapproche d'autres analyses sur la possibilité d'atteindre une part d'énergies renouvelables proche de 90% dans le mix électrique sans appel au « powertogas » (3). Notre analyse reste plus prudente car tenant compte de données sur les répartitions des productions éolienne et photovoltaïque difficilement complémentaires et d'une distribution de la consommation électrique durant l'année plus réalistes et adaptées au cas de la France.

En conclusion, pour passer d'au maximum 25% d'électricité d'origine renouvelable dans le mix électrique à 75% et plus, il est impératif de développer le stockage à court terme, notamment en batteries, et à grande échelle afin de permettre de stocker plusieurs Twh correspondant à quelques jours de consommation. Pour atteindre 90% et plus d'énergies renouvelables électriques, il faut en plus stocker à plus long terme, d'une saison à l'autre, environ 1 à 2 mois de consommation.

Cette analyse de la problématique du stockage d'énergies renouvelables électriques conduit à une vision optimiste sur la capacité technologique d'atteindre une fraction très élevée d'énergies renouvelables. Il faut tempérer cet optimisme en raison des coûts encore élevés du stockage en batteries et encore plus du stockage en supercondensateurs ou via le « powertogas » et des interrogations en suspens sur la disponibilité des matières premières nécessaires.

Cette vision est éloignée :

1) d'une part de la vision défaitiste des partisans d'un nucléaire prédominant dans le mix électrique et jugeant le stockage a priori infaisable ou trop coûteux

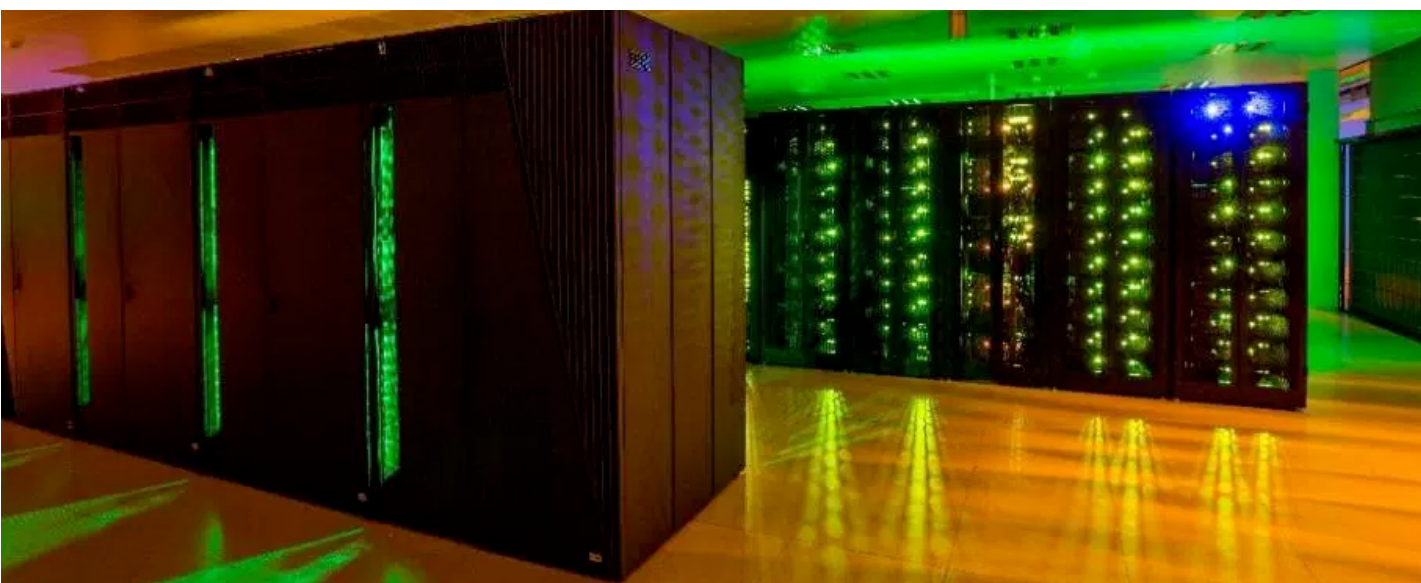
2) d'autre part de la vision trop optimiste, voire irresponsable des écologistes partisans du passage rapide à 100% d'énergies renouvelables électriques sans véritable stratégie sur le stockage, au risque d'une explosion des émissions de CO2 dues aux centrales à énergie fossile nécessaires en back-up.

- Hydrogène : AREVA H2Gen révèle un concept d'usine de production de grande capacité à Hannovre http://tecsol.blogs.com/mon_weblog/2017/04/hydrog%C3%A8ne-areva-h2gen-r%C3%A9v%C3%A8le-un-concept-dusine-de-production-de-grande-capacit%C3%A9-%C3%A0-hanovre.html
- Etude sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire Rapport Ademe, GRTGaz, GRDF Septembre 2014 <http://www.grtgaz.com/fileadmin/engagements/documents/fr/Power-to-Gas-etude-ADEME-GRTgaz-GrDF.pdf>
- Le Power-to-gas n'est pas indispensable pour passer au 100% renouvelable <https://www.techniques-ingenieur.fr/actualite/articles/100-pour-cent-renouvelable-energie-hydrogene-42495/>

[Consulter l'article en ligne](#)

Stockage et effacement : opposition ou complémentarité ?

Tribune proposée par Eric Morel



ERIC MOREL

Consultant, spécialiste des Smart Grids

Ancien dirigeant, actif dans le secteur des Smart Grids depuis 20 ans. Eric Morel conseille depuis 2010 des dirigeants du secteur de l'énergie en Europe, aux États-Unis et au Japon.

[Consulter le profil](#)

En matière d'électricité, l'efficacité énergétique, l'émergence des énergies intermittentes (Solaire, éolien), la difficulté croissante d'équilibrer les réseaux, la volonté d'écarter les pointes de consommation pour limiter les investissements dans des capacités complémentaires dédiées aux pointes, ont augmenté la nécessité de pouvoir gérer la demande.

La gestion de la demande (Demand side management en anglais) regroupe toutes les actions permettant de modifier, en fonction de besoins exprimés de différentes manières, soit l'électricité consommée, soit l'électricité soutirée au réseau.

Parmi ces actions, deux ont occupé, et occupent toujours, le devant de la scène : l'effacement et le stockage. Tout deux contribuent à modifier ou interrompre l'électricité prise sur le réseau. Certains tendent à les opposer et les mettre en concurrence : ont-ils raison ? Ces technologies sont-elles vraiment concurrentes ou complémentaires ?

L'effacement est une technologie peu capitalistique pour un consommateur : elle lui permet de délester une ou plusieurs charges et de reporter, quand cela est possible, leurs consommations un peu plus tard. Sa principale caractéristique est d'être perceptible, dans la plupart des cas, quand elle en prend pas la forme de modulation d'une consommation (variation autour d'une valeur nominale), par le client.

Le stockage est, quant à lui, une solution exigeant des investissements importants. Contrairement à l'effacement, le recours au stockage n'est pas perceptible par le consommateur.

Sans entrer dans le détail des applications servies en priorité par l'une et l'autre de ces

technologies, on fait donc facilement apparaître des différences significatives entre elles. Il est aisé de comprendre dès lors, qu'elles peuvent avoir leur champ d'application réservé et qu'elles ne sont pas (toujours) concurrentes. Sont-elles complémentaires pour autant ?

Un exemple montre que cela peut être le cas : une production d'énergie solaire photovoltaïque peut participer à l'équilibrage du réseau via la réserve tertiaire en s'effaçant à la demande du réseau de transport, gestionnaire de cet équilibre. Associée à une capacité de stockage, cette même production d'énergie solaire peut capter des rémunérations bien supérieures en participant aux mécanismes d'équilibre via la réserve primaire.

Je ne sous-entends pas pour autant qu'une telle association est rentable dans les conditions actuelles de marché mais, de toute évidence, ces deux technologies ont ici un terrain de complémentarité, déjà testé par des énergéticiens, que l'avenir leur permettra très certainement d'exploiter de manière profitable.

Crédit photo : @edf-Marc Caraveo

[Consulter l'article en ligne](#)

Le stockage d'énergie par batterie : un avenir prometteur ?

Tribune proposée par Benjamin Cano



BENJAMIN CANO

Consultant chez Yélé consulting

Benjamin Cano est diplômé de Polytech Clermont-Ferrand et actuellement Consultant spécialisé dans les Smart Grids. Il a contribué à plusieurs programmes de démonstrateurs, comme par exemple Greenlys, en traitant des problématiques liées aux études électriques et à l'intégration des énergies intermittentes au réseau de distribution. Benjamin coordonne les activités de Recherche & Développement de Yélé relatives à la planification réseau et participe à des missions d'engagement solidaire, comme un projet d'électrification rurale porté par Électriciens Sans Frontières en Côte d'Ivoire.

[Consulter le profil](#)

Le stockage d'énergie par batterie est au cœur des enjeux actuels liés à la transition énergétique et les signes de frémissement de la filière française sont nombreux : lois, appels à projets, expérimentations, investissements, positionnement d'acteurs, développement de solutions innovantes. Même s'il subsiste de nombreux freins au développement du stockage par batterie en France, des conditions de plus en plus favorables émergent, véritables signes d'espoir pour la filière.

Le stockage par batterie rend de nombreux services aux acteurs du système électrique

Le stockage d'énergie par batterie est actuellement l'une des briques manquantes des réseaux dits « intelligents » ou Smart Grids, des réseaux capables d'intégrer efficacement les nouveaux modes de production et de consommation, en exploitant le potentiel des nouvelles technologies de l'information et de la communication.

Les installations de stockage par batterie peuvent rendre une multitude de services aux différents acteurs du système électrique (producteurs d'énergies renouvelables, gestionnaires de réseau de transport et de distribution, responsables de l'équilibre offre/demande, opérateurs de marché, consommateurs particuliers et industriels), notamment :

- **La réduction de la facture énergétique**, via la diminution des pics de consommation coûteux pour le système électrique (limitation du besoin de renforcement des réseaux et moindre mobilisation de moyens de production thermique très polluants) ;
- **La sécurisation de l'approvisionnement électrique**, y compris pour les réseaux isolés, via la fourniture de services liés à la

continuité d'alimentation pour des sites dits « électrosensibles » (e.g. hôpitaux, aéroports) et des services liés à la régulation de tension et de fréquence à des fins de stabilité du réseau;

- **La valorisation optimale des actifs de production**, via la possibilité pour un producteur d'énergies renouvelables de maîtriser les fluctuations de sa production d'électricité, et d'en optimiser la revente. À son échelle, un particulier peut également mieux valoriser sa production solaire photovoltaïque en maximisant son autoconsommation.

En France, des conditions de plus en plus favorables au développement du stockage par batterie

Plusieurs freins techniques, organisationnels, administratifs mais surtout économiques empêchent actuellement le développement à grande échelle du stockage par batterie en France métropolitaine. En effet, le coût des batteries est encore trop élevé et le prix de l'électricité encore trop bas pour envisager la rentabilité du stockage par batterie à court ou moyen terme. Cependant, la baisse rapide du coût des batteries Lithium-Ion (utilisées dans les véhicules électriques), la hausse continue du prix de l'électricité et les évolutions réglementaires réalisées ou attendues vont dans le sens d'une amélioration de la rentabilité

du stockage par batterie. Ainsi, de nombreuses initiatives ont été prises dans le pays ces dernières années, portées par le Gouvernement ou par des acteurs industriels.

Le Gouvernement français, via des appels d'offres, le lancement du programme de la Nouvelle France Industrielle et des évolutions réglementaires (e.g. loi n°2017-227 du 24 février 2017 relative à l'autoconsommation), offre un cadre favorable à l'essor de la filière française du stockage. Ce cadre permet aux acteurs académiques et industriels français, performants dans le domaine du stockage d'énergie, d'engager de nombreuses initiatives. Ainsi, plusieurs expérimentations incluant du stockage par batterie ont été lancées : en zone insulaires tout d'abord, avec les projets Pegase à la Réunion (EDF) et Myrte en Corse (CEA, Areva) ; puis en métropole, avec les projets Nice Grid et Ventea (Enedis), IssyGrid (Bouygues Immobilier) et plus récemment la solution Ringo (RTE). Par ailleurs, des investissements conséquents ont été réalisés de la part de plusieurs grands groupes, comme par exemple l'acquisition du constructeur de batteries Saft par le groupe Total en 2016. L'effervescence autour du stockage fait également émerger tout un écosystème de start-ups innovantes, actives en France comme à l'international, en particulier dans le domaine de la gestion intelligente de l'énergie au sein du bâtiment ou d'un réseau local.

Plusieurs marchés cibles pour les acteurs français du stockage par batterie

La filière émergente autour du stockage par batterie a devant elle de nombreuses perspectives de développement. En effet, le stockage par batterie est lié à plusieurs marchés, eux aussi en plein essor, en France comme à l'international :

- Le marché de la mobilité électrique : les batteries de véhicules électriques peuvent être recyclées pour des usages stationnaires, notamment domestiques à l'instar du projet Européen ELSA piloté par Bouygues Energies & Services ;
- Les marchés de l'hydrogène : une filière associée à la transition énergétique dont les perspectives sont multiples. Une fois produit et

stocké, l'hydrogène peut être utilisé dans une pile à combustible pour produire de l'électricité, alimenter des véhicules via des stations d'hydrogène, être réinjecté dans les réseaux de gaz naturel ou encore utilisé directement dans certains procédés industriels. Sylfen, une start-up grenobloise, a ainsi développé une offre innovante basée sur une solution de production d'électricité locale associée à un stockage sous forme d'hydrogène ;

- Le marché des « micro-grids », des réseaux isolés de petite taille dans lesquels s'intègre du stockage par batterie, par exemple en zone insulaire (e.g. îles européennes, Cuba, Indonésie, Malaisie) et en zones rurales isolées (e.g. Mali, Côte d'Ivoire) ;
- Plusieurs marchés de niche en France : la sécurisation de l'approvisionnement électrique et l'intégration des énergies renouvelables en zones insulaires, et les projets de bâtiments « intelligents » ou plus largement d'éco-quartiers. Ces éco-quartiers sont des expérimentations portées par des collectivités territoriales (chargées de l'organisation et du pilotage de la transition énergétique au niveau local) et peuvent par exemple inclure de la production locale photovoltaïque, de l'autoconsommation (individuelle ou collective) et des véhicules électriques.

Les enjeux et les perspectives de la filière

L'enjeu principal pour la filière française du stockage par batterie est de faire émerger des champions nationaux, en particulier dans la fourniture de systèmes et de services associés à l'actif de stockage, en exploitant les compétences et expériences des acteurs académiques et industriels français. Dans le domaine de la fabrication des batteries, il sera a priori difficile de concurrencer les acteurs étrangers, notamment américains et asiatiques, déjà positionnés sur ce segment.

Afin de mettre en œuvre une stratégie industrielle en la matière et déployer le stockage par batterie à grande échelle d'ici 2030, plusieurs objectifs techniques, économiques, organisationnels, législatifs et académiques doivent être poursuivis. Pour les atteindre, un certain nombre d'actions

pourraient être menées :

- Déployer le stockage là où il est déjà rentable, notamment en zones insulaires ;
- Définir le rôle du stockage pour donner une meilleure visibilité aux acteurs impliqués à l'aide d'une consultation publique de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) sur le thème des flexibilités ;
- Identifier les facteurs clés de succès du déploiement généralisé du stockage en métropole, notamment les modèles d'affaires et de collaboration viables. Ceux-ci peuvent être issus des retours d'expériences détaillés des différents démonstrateurs ;
- Identifier les modèles de soutien et de développement de la filière, via des objectifs nationaux voire par des moyens législatifs pour le développement de certains services rendus par le stockage particulièrement prometteurs ;
- Concevoir, organiser et conduire des formations dédiées au stockage dans les universités et les écoles d'ingénieurs.

De nombreuses parties prenantes plaident aujourd'hui pour un soutien de la puissance publique pour les segments de marché les plus prometteurs, soutien qui représenterait un levier de développement au service d'une stratégie long terme créatrice d'emplois, de croissance et de compétitivité.

Cette tribune reprend la vision développée par Yélé Consulting dans sa publication du 27 avril 2017, « Le stockage d'énergie par batterie : un avenir prometteur ? », dont les auteurs sont Benjamin Cano, Caroline Dornstetter, Rémi Gilliotte et Alexandra Perrin.

[Consulter l'article en ligne](#)

Le stockage par batteries : faut-il s'enthousiasmer pour autant



ERIC MOREL

Consultant, spécialiste des Smart Grids

Ancien dirigeant, actif dans le secteur des Smart Grids depuis 20 ans. Eric Morel conseille depuis 2010 des dirigeants du secteur de l'énergie en Europe, aux États-Unis et au Japon.

[Consulter le profil](#)

Je suis toujours surpris de la vitesse à laquelle se propagent certaines modes et de la rapidité avec laquelle elles sont quelquefois délaissées. Ces vitesses excessives traduisent l'impact de considérations affectives ou émotionnelles peu propices à un regard serein porté sur les modes en question. Le stockage par batteries fait partie de ces sujets. L'enthousiasme qu'il suscite est-il légitime ou a-t-on déjà, à son propos, des points d'attention qui méritent vigilance ?

L'utilité du stockage en complément des productions électriques intermittentes, en compensation de variations saisonnières de production ou de consommation, en lissage de production solaire ou éolienne, n'est plus à démontrer. Mais si certaines technologies ont fait leurs preuves et ne sont plus discutables, comme les STEP, il n'en est pas de même des batteries.

La rentabilité actuelle des batteries utilisées sur des applications réseaux de petite ou forte puissance (jusqu'à 1MW) suppose des investisseurs patients tant les temps de retour sur investissement sont longs. En dehors de quelques niches, les durées auxquelles je suis arrivé dans le cadre des études menées pour mes clients, excèdent toutes 25 à 30 ans. Sans subvention, sans l'intérêt d'une démarche de R&D propre à investiguer de nouvelles technologies et nouvelles applications, l'attractivité économique actuelle du stockage par batterie est faible.

Deux facteurs pèsent sur cette mauvaise performance :

- La difficulté d'augmenter les revenus en multipliant les usages de la batterie car chacun fait appel à des caractéristiques différentes et une batterie répond rarement, en même temps, aux spécifications de deux applications.
- Les coûts encore élevés des batteries, même s'ils ont fortement diminué récemment.

Beaucoup nous promettent des baisses de prix spectaculaires pour l'avenir, en se référant au photovoltaïque. Les baisses de prix observées dans le domaine des nano-technologies, auquel appartient une part du photovoltaïque, n'a rien à voir avec celles constatées dans les technologies

électro-chimiques et mécaniques. Je doute que le prix des batteries puisse être réduit dans des proportions identiques à celles des prix du photovoltaïque. Les coûts obtenus aujourd'hui sont à base de Lithium extrait des mines. Le Lithium recyclé, émanant de batteries hors d'usage, sera plus onéreux et augmentera d'autant, dans les conditions technologiques actuelles, le coût des futures batteries.

Certains experts mettent en avant la limite des réserves actuellement identifiées de Lithium, principalement en Bolivie (plus de 50% des réserves mondiales) et en Chine.

Je ne vais bien sûr pas nier que les réserves sont limitées mais, avant d'atteindre cette limite, la Bolivie aura à faire face aux conséquences environnementales de l'extraction intensive du Lithium. Nous avons, par le passé, su détruire certains de nos sites les plus remarquables et surexploiter certaines ressources de notre sous-sol. Peut-être cette expérience nous conduira-t-elle à limiter l'extraction du Lithium et à n'exploiter qu'une part des réserves totales ? C'est mon vœu le plus cher.

Entre les paramètres économiques et les retombées environnementales, les batteries m'apparaissent moins idéales qu'elles ne sont quelquefois présentées pour les applications réseaux ; je ne challenge pas aujourd'hui leur pertinence dans les véhicules électriques. Tesla nous fournit, en première approche, une autre image des batteries en occupant de façon spectaculaire l'espace médiatique qui leur est réservé alors que sa propre part de marché est très inférieure à 10%.

Il me semble utile d'être prudent et d'avancer par étapes successives sans anticipation excessive. Le temps précieux que nous saurons prendre, sera probablement utile pour améliorer les performances questionnées aujourd'hui ou pour développer des technologies de stockage plus attractives, pourquoi pas en combinant des batteries avec d'autres technologies.

[Consulter l'article en ligne](#)

Le stockage de l'énergie solaire dans un fluide chimique progresse

Article rédigé par La rédaction



Pour faire face à l'urgence climatique et réduire drastiquement les émissions de gaz à effet de serre, les gouvernements du monde entier n'ont d'autres choix que de se tourner vers des sources d'énergies décarbonées, c'est-à-dire qui n'émettent pas de dioxyde de carbone en phase de production. Parmi ces ressources respectueuses de l'environnement, les énergies renouvelables ont depuis quelques années les faveurs de la communauté internationale : disponible de manière naturelle et en quantité quasi-illimitée, elles permettent de produire de l'énergie électrique ou thermique sans générer de CO₂. Malheureusement, le caractère intermittent de certaines de ces ressources (comme le solaire et l'éolien) freine leur démocratisation : fortement tributaire des conditions météorologiques, leur production est imprévisible et irrégulière. C'est la raison pour laquelle le

développement de solutions de stockage de l'électricité est un des facteurs qui permettra de réussir la transition énergétique mondiale. Le stockage de l'énergie électrique permettrait en effet de conserver les surplus de production renouvelable (en période de faible demande) pour les redistribuer pendant les phases de forte demande. Dans cette course à l'innovation qui permettra de bénéficier du renouvelable de manière abondante, des chercheurs suédois viennent de franchir une étape importante et font envisager le stockage de l'énergie solaire à grande échelle. Explications.

De l'utilisation du ruthénium...

Un groupe de chercheurs de l'université de technologie de Chalmers, située dans la ville suédoise de Göteborg, travaillent depuis maintenant 6 ans à l'élaboration d'une technique de stockage de l'électricité solaire dans un fluide chimique. Une idée ingénieuse qui date des années 50, mais qui n'est techniquement envisageable que depuis une dizaine d'année.

Le concept de captation de l'énergie solaire développé par l'équipe du Professeur Kasper Moth-Poulsen s'appuie sur le caractère photosensible de certaines molécules synthétiques. Il existe en effet des molécules de synthèse qui, lorsqu'elles sont exposées à la lumière, sont capables de stocker l'énergie solaire dans leurs liaisons chimiques. Une énergie qu'il est ensuite possible de libérer sous forme de chaleur lorsque ces molécules sont mises en présence d'un catalyseur.

Les travaux de l'université de technologie de Chalmers ont été relayés pour la première fois dans le journal Energy & Environmental Science en 2013. Lors d'une première démonstration, l'équipe Kasper Moth-Poulsen a réussi à convertir avec succès 0,01% de la lumière du soleil en énergie grâce à une molécule synthétisée à partir du ruthénium.

Une première étape encourageante à bien des égards mais qui présente tout de même un obstacle majeur : un coût élevé. Sous-produit de l'extraction des métaux précieux (et donc rare),

le ruthénium est en effet un élément chimique qui affiche un coût de production important. On estime d'ailleurs que les réserves mondiales de ruthénium ne dépassent pas les 5.000 tonnes. Au-delà de ce frein économique, les premiers travaux de l'équipe suédoise se heurtent également à un faible pourcentage de conversion de l'énergie solaire (0,01%).

... à l'utilisation du norbornadiène

Il aura donc fallu quatre années de recherche supplémentaires au groupe de chercheurs de l'université de Chalmers pour améliorer son processus. Un article récemment publié dans Energy & Environmental Science fait même état d'un rendement multiplié par 100 : le Professeur Kasper Moth-Poulsen a en effet eu l'idée d'utiliser une molécule plus performante, le norbornadiène, pour atteindre un taux de conversion de 1,1%.

Le norbornadiène est un hydrocarbure bicyclique qui présente un grand intérêt scientifique en raison de son importante réactivité : sa géométrie particulière (quadricyclane) lui permet en effet d'agir en tant que donneur de paires d'électrons, voire de quatre électrons. Le processus de stockage puis de restitution de l'énergie peut s'effectuer 140 fois sans faire subir de dégradation à la molécule. De plus, la fabrication du norbornadiène est moins onéreuse car basée sur des composants organiques et chimiques (tels que le carbone) plus abondants et moins coûteux que le ruthénium. Enfin, le rendement induit par l'utilisation du norbornadiène permet l'émission

d'une chaleur pouvant atteindre les 200°C : de quoi envisager des applications plus ambitieuses que celles permises par les systèmes d'échanges thermiques utilisant l'eau.

« *En combinant ce système thermique moléculaire avec des panneaux solaires classiques, nous pouvons convertir plus de 80 % de la lumière du soleil* », explique le Professeur Kasper Moth-Poulsen.

Si le rendement de 1,1% ne rend pas encore envisageable le déploiement industriel de cette technique de stockage de l'énergie solaire, les progrès effectués en quatre ans sont plus

qu'encourageants. Ils ont permis de contourner les deux obstacles de la première démonstration et de grandement améliorer le rendement de conversion. Les chercheurs de l'université de technologie de Chalmers envisagent d'améliorer encore leur processus en utilisant une molécule encore plus efficace que le norbornadiène.

[Consulter l'article en ligne](#)

Tesla se lance dans le stockage d'énergie en mer

Article rédigé par La rédaction avec Les énergies de la mer



Ce sera le plus grand projet de stockage associé à la production d'énergies produites par des éoliennes en mer. Deepwater Wind LLC a dévoilé le 31 juillet son projet Revolution Wind qui propose de jumeler les batteries Tesla Inc. avec des éoliennes offshore au sud de Martha's Vineyard dans l'État du Massachusetts. L'exploitant du premier parc éolien offshore des Etats-Unis envisage de construire une infrastructure de 144 MW – associée à un système de stockage de batterie de 40 MWh fourni par Tesla. Le développement de ce parc permettrait de stocker l'électricité produite dans la nuit, puis de la mettre sur le réseau lorsque le grid en a le plus besoin, a déclaré Jeff Grybowski, CEO de Deepwater Wind.

Si le projet reçoit l'approbation en décembre prochain, date de l'annonce des résultats, la construction devrait être terminée en 2022 et la production commencera en 2023.

Selon un communiqué de presse de Deepwater Wind, le parc éolien et le système de stockage aideraient le Massachusetts à atteindre deux objectifs politiques : les 1 200 MW d'énergies renouvelables nouvelles et accélérer le développement de l'éolien offshore sur l'Etat. Deepwater a présenté sa candidature la semaine dernière en réponse à une demande annoncé le 1er mai 2017 de National Grid Plc, Unitil Corp et Eversource Energy pour environ 9,45 millions de

mégawatts-heure d'approvisionnement annuel en énergie propre. Les contrats – ouverts aux énergies hydroélectriques, à l'énergie solaire et à d'autres énergies propres – nécessitent la majeure partie du pouvoir d'être livré pendant les après-midi et les soirées en fin d'hiver.

Le parc éolien sera adjacent au parc éolien South Fork de Deepwater Wind, un projet de 90 MW desservant Long Island. Entièrement construit, le site de location peut accueillir 2 gigawatts d'énergie éolienne offshore.

Deepwater Wind localisera les installations d'assemblage au New Bedford Marine Commerce Terminal. En outre, le centre d'opérations et de maintenance à long terme de Revolution Wind sera dans la ville. Ce projet devrait créer des centaines d'emplois locaux dans le Commonwealth.

[Consulter l'article en ligne](#)

Renault-Nissan va se lancer dans le secteur du stockage de l'énergie

Article rédigé par La rédaction



Face à l'urgence climatique, la réduction des émissions de dioxyde de carbone du secteur des transports apparaît comme un axe de travail primordial pour les gouvernements du monde entier. C'est la raison pour laquelle les moyens de transport ont récemment entamé une profonde transformation : la motorisation thermique, dépendante des énergies fossiles polluantes, est petit à petit remplacée par la motorisation électrique. Si la démocratisation de l'électromobilité s'effectue différemment d'un pays à l'autre, la transition vers des transports propres est enclenchée : l'Agence Internationale de l'Énergie estime que le parc mondial de voiture électrique pourrait atteindre 20 millions d'unités d'ici l'horizon 2020.

La croissance exponentielle du nombre de véhicules électriques en circulation entrainera l'émergence d'un nouveau marché, axé sur la fabrication, la commercialisation et sur le recyclage des batteries électriques. Situées au cœur des véhicules électriques, les batteries aujourd'hui utilisées par les constructeurs automobiles sont basées sur la technologie lithium-ion (identique à celle des smartphones et ordinateurs portables) et affichent une durée de vie comprise entre 9 et 13 ans.

Le groupe Renault-Nissan cherche dès à présent à se positionner sur ce secteur émergent et notamment à investir le marché de niche de « l'après-vie » des batteries lithium-ion, une fois qu'elles ne peuvent plus assurer le bon fonctionnement d'un véhicule électrique. Le constructeur automobile français a en effet annoncé qu'il envisageait de construire une usine de stockage d'énergie d'une puissance de 100 MW grâce à ces batteries électriques.

Valoriser les batteries électriques usagées

L'idée n'est pas nouvelle. Le constructeur américain de voiture électrique Tesla s'est en effet déjà lancé dans cette activité. Mais cela n'en reste pas moins un beau défi technologique et un projet ambitieux : combiner des milliers de batteries neuves et usagées pour créer une immense zone de stockage de l'électricité. Pour y parvenir, le groupe automobile franco-japonais Renault-Nissan vient de signer un partenariat avec le spécialiste allemand du stockage d'énergie The Mobility House.

« Nous travaillons avec The Mobility House sur plusieurs programmes, dont un projet important de stockage d'énergie actuellement encore en phase d'étude », a déclaré Céline Farissier, porte-parole de Renault.

Les détails sont pour l'instant délivrés au compte-goutte. Mais l'idée est notamment de donner une seconde vie aux batteries usagées, qui ne sont plus en mesure d'assurer le bon fonctionnement d'une voiture électrique. Renault-Nissan ambitionne de déployer une usine capable d'alimenter plus de 120.000 foyers.

Mieux, cette mégabatterie pourrait même servir à renforcer la sécurité énergétique d'un réseau et à favoriser le déploiement des énergies renouvelables intermittentes. Un site de stockage tel que celui que souhaite construire Renault permettrait en effet d'accumuler de l'électricité au moment des pics de production pour ensuite la réinjecter dans le réseau au moment où l'offre est inférieure à la demande. De quoi faire oublier le caractère intermittent des énergies solaires ou éoliennes.

Vers une implantation en Allemagne ?

Le partenariat entre le groupe Renault-Nissan et la société The Mobility House a déjà donné lieu à la création d'un système de stockage d'électricité pour le stade du club de football de l'Ajax d'Amsterdam. Fort de cette première expérience réussie, les deux partenaires travaillent désormais à la localisation d'un lieu destiné à la construction d'un système de stockage similaire mais d'une puissance de 100 MW.

L'Allemagne est notamment envisagée comme pays d'accueil en raison du prix élevé de l'électricité et de l'importance des énergies renouvelables dans son mix énergétique. Pour cette dernière raison, les Pays-Bas seraient également une option envisagée.

« Nous estimons que le marché combiné des véhicules et des bus électriques et du stockage d'énergie devrait être multiplié par huit d'ici 2020 pour dépasser les 200 milliards de dollars (178 milliards d'euros), soit un taux de croissance annuel moyen sur cinq ans de plus de 50% », estiment les analystes de Berenberg. La valorisation des batteries usagées permettrait donc de favoriser le recyclage des batteries mais également de baisser leur coût de construction.

[Consulter l'article en ligne](#)



A bientôt pour notre prochain numéro du Mag !

Suivez toute l'actualité du Monde de L'Energie :

sur notre site : lemondedelenergie.com

et sur les Réseaux sociaux :

 Facebook : <https://www.facebook.com/lemondelenergie/>

 Twitter : <https://twitter.com/lemondelenergie>

 Google Plus : <https://plus.google.com/u/0/104968674497005500022>