

Le stockage de l'électricité : une lente mais indéniable évolution

François Carême

@ 93643

Pour accompagner efficacement le développement des énergies renouvelables intermittentes, le stockage de l'électricité sera inévitablement amené à jouer un rôle important. Mais les technologies de stockage ne sont aujourd'hui pas suffisamment matures pour être développées massivement. C'est aussi le cas pour la mobilité avec les batteries et encore davantage avec les piles à combustible. Il est donc urgent de continuer un effort de R&D et d'innovation avant d'imaginer des scénarios trop systématiquement en rupture.

Les responsables des systèmes électriques ont toujours eu pour délicate mission d'ajuster instantanément la production d'électricité à la consommation, pour respecter l'équilibre du réseau électrique, c'est-à-dire sa fréquence et sa tension. Ils disposent aujourd'hui pour leur faciliter la tâche de réserves de production qu'ils peuvent mettre plus ou moins rapidement en œuvre (hydraulique, turbines à combustion, centrales thermiques...).

Avec le développement de plus en plus important de modes de production d'énergies renouvelables électriques (éolien, solaire) très intermittentes et le décalage entre la production obtenue et la consommation dans la journée et dans l'année, cet exercice d'ajustement est devenu de plus en plus délicat. Aussi est-il désormais naturel d'imaginer pouvoir stocker massivement ce type de production pour mieux l'adapter à la courbe de charge de la consommation.

Par ailleurs, la recherche de solutions alternatives à la mobilité utilisant des moteurs fonctionnant avec du pétrole a conduit à rechercher des modes d'autonomie de plus en plus intéressants pour des véhicules électriques.

De quoi parle-t-on exactement lorsque l'on parle de stockage de l'électricité, où en est-on d'un point de vue technico-économique et quelle est la valeur économique apportée aujourd'hui ou demain par les évolutions en ce domaine pour les systèmes électriques et la mobilité ?

Cet article apporte des premières réponses mais ne constitue qu'une esquisse d'une vaste réflexion qui sera progressivement menée dans ses différentes composantes dans *La Revue de l'Énergie* au cours de l'année 2018.

Le stockage de l'électricité est une idée ancienne déjà largement mise en œuvre

Le stockage direct de l'électricité n'existe pas car c'est par essence un vecteur instantané de transport d'énergie. En conséquence, il faut trouver des moyens capables de capter l'électricité à un moment donné et de la restituer pour une partie plus ou moins grande à un autre moment plus ou moins décalé dans le temps.

Ainsi sont notamment apparus [Boudellal, 2016 ; EDF, 2017 (b)] :

Le stockage de l'électricité : une lente mais indéniable évolution

- Les batteries : procédés chimiques électrolytiques, dont le principe est connu depuis l'Antiquité.
- Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) dont le développement à grande échelle a commencé dans les années 1970-1980 : l'eau est pompée en aval des barrages en heures creuses et remontée dans le barrage pour être de nouveau turbinée en substitution de la production de centrales électriques à coûts élevés (rendement de l'ordre de 70-75 %).
- Les stockages d'air comprimé (CAES, *Compressed Air Energy Storage*) dont la première unité a été mise en œuvre en Allemagne en 1978 : c'est la même logique économique que les STEP avec une compression d'air qui est ensuite détendu dans une turbine (rendement de l'ordre de 40-50 %).
- Les volants d'inertie et les supercondensateurs, développés au Japon dès la fin des années 1970, pour des temps de stockage très courts.

Un autre mode de stockage indirect, sous forme de chaleur, est l'eau chaude sanitaire (ECS) : l'eau est chauffée et stockée en ballon pendant les heures creuses et consommée essentiellement en heures pleines pour le système électrique.

Et l'on parle également du *Power-to-Gas* qui consiste à fabriquer de l'hydrogène par électrolyse, à l'injecter dans des cavités salines ou des réseaux gaziers et à le récupérer pour le transformer en méthane et/ou en électricité. En utilisant des piles à combustible, l'hydrogène stocké fournit directement de l'électricité par réaction avec l'oxygène.

Des progrès considérables ont été réalisés, encore insuffisants...

De par les récents progrès technologiques, il est en effet désormais techniquement possible d'imaginer stocker assez massivement de l'électricité.

En effet, grâce aux batteries lithium-ion, aujourd'hui généralisées dans les applications électroniques, les voitures ont atteint en 2016 une autonomie de l'ordre de 160 km avec un coût par KWh qui a été divisé par plus de quatre en 10 ans : d'environ 1 000 dollars par KWh en 2008, ce coût est désormais de l'ordre de 250 dollars [EDF, 2017 (b)]. Des progrès sont notoirement attendus avec les batteries lithium-sodium qui sont en développement et devraient permettre d'atteindre une autonomie de l'ordre de 400 km. La technologie lithium-air, encore au stade de la recherche-développement, devrait autoriser une autonomie supérieure à 500 km. Mais si le lithium est le métal le plus léger, il est cher et les quantités produites dans le monde sont limitées [Académie des sciences, 2017, et, de manière plus nuancée, Pitron, 2018] ; cela interdit son utilisation à grande échelle dans les systèmes électriques. La recherche porte désormais sur des matériaux plus courants comme le zinc (batteries zinc-air).

Les piles à combustible autorisent une autonomie de 600 km [EDF, 2017 (b)] mais avec un réservoir de 150 litres à 700 bars, contenant 6 kg d'hydrogène à 6 000 €/kg ! On espère que le coût diminuera de moitié dans les années à venir. Mais cela restera à la fois lourd, encombrant et très cher.

Les technologies classiques de stockage utilisées par les systèmes électriques ont peu évolué. Elles butent sur les problèmes de site (STEP) ou d'encombrement (CAES) et leurs coûts sont élevés (entre 1 et 3 M€ par MW installé) [EDF, 2017 (a)].

Le *Power-to-Gas*, qui est souvent évoqué comme la solution pertinente pour stocker les surplus de production de l'éolien ou du photovoltaïque [ADEME, 2017 (b)], est une machinerie lourde nécessitant beaucoup d'investissements le long de la chaîne de l'électrolyseur à la production d'électricité, et une très importante consommation d'eau (800 m³ d'eau déminéralisée pour une production de 1 000 m³ d'hydrogène [Boudellal, 2016] (cf. Figure 1). Les réalisations de *Power-to-Gas*

demeurent d'ailleurs aujourd'hui à l'état de prototypes dans des zones très locales. Son coût et son rendement plus que médiocre (de 20 à 30 %) ne peuvent justifier les investissements nécessaires que si, comme c'est aussi le cas des stockages traditionnels qui aujourd'hui ne se développent pas, la valeur pour le système électrique est très élevée. Ce qu'il faut encore démontrer.

Que ce soit en termes de mobilité ou, plus encore, de système électrique, le stockage est donc à un tournant technologique et il semble pour le moins urgent de continuer à investir en R&D et d'attendre des résultats significatifs avant d'y investir massivement.

La valeur économique du stockage de l'électricité est difficile à appréhender...

Le stockage de masse de l'électricité ne saurait effectivement être retenu comme une solution par un planificateur qui représenterait les investisseurs ou les pouvoirs publics, pour s'appliquer dans les systèmes électriques, que dans la mesure où sa valeur économique,

c'est-à-dire l'écart actualisé entre ce que ce stockage rapporte à la collectivité et son coût de mise en œuvre, est à minima positive.

Or cette valeur est délicate à évaluer car, outre l'incertitude sur les coûts à venir, elle nécessite d'estimer finement les écarts de production et de consommation des éoliennes et des panneaux photovoltaïques pour mesurer les excédents aléatoires éventuellement stockables d'électricité et d'anticiper les écarts de prix entre les périodes horo-saisonnières pour déstocker au mieux les quantités stockées. Il faut aussi déterminer non seulement le rôle de ce stockage comme réserve du système dans le réglage du réseau mais également l'impact de ce stockage sur le dimensionnement des réseaux du fait des congestions que peut susciter le développement d'unités éoliennes et de fermes photovoltaïques à différents niveaux du système et du fait des effets de lissage de la courbe de charge qu'il permet, en fonction de la localisation de ce stockage sur le réseau (au niveau très décentralisé du réseau de distribution concerné ou encore au niveau très centralisé du réseau THT-HT).

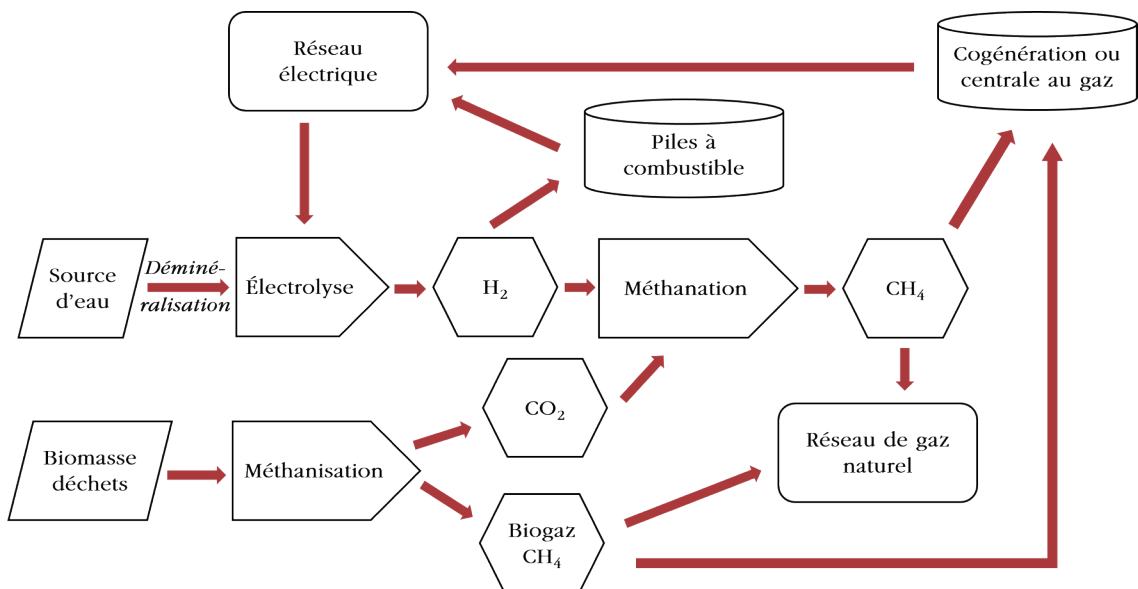


Figure 1. Le Power-to-Gas

Le stockage de l'électricité : une lente mais indéniable évolution

Ce dernier point est d'ailleurs crucial car le processus de décision dans la production éolienne et surtout photovoltaïque, n'est pas centralisé par un planificateur dans une logique d'optimisation de la production nationale nécessaire pour satisfaire une consommation globale en tenant compte des équilibres régionaux et locaux. Ceci risque de conduire à des surinvestissements, surtout si ce type d'énergies localement mises en œuvre continue à être fortement subventionné. Il est en effet utile de rappeler que le réseau permet un foisonnement considérable : la somme des puissances souscrites par les ménages est en 2016 de l'ordre de 200 GW alors qu'ils représentent seulement un tiers de la consommation d'électricité en France (158,6 TWh sur 476 TWh selon RTE) mais en étant responsables il est vrai d'une grande part de la consommation de pointe, alors que la puissance maximale du parc de production français est de 130 GW. Ce phénomène est souvent ignoré dans les projections à l'horizon 2030 ou 2050 [ADEME, 2017 (b) ; EDF, 2017 (a)] où l'on compare directement le coût des puissances installées équivalentes. Il en est de même pour le stockage : à la limite, un système d'autoconsommation généralisée avec du photovoltaïque sur tous les toits et un stockage par batteries permettant de recharger son véhicule électrique ou de se chauffer, et accessoirement de réinjecter de l'électricité sur le réseau, a toutes les chances d'être globalement une aberration économique.

Le calcul de la valeur économique est rendu également complexe par l'interaction des énergies qui va rentrer de plus en plus souvent en jeu. Les technologies de *Power-to-Gas* visent à utiliser les excédents d'électricité pour fabriquer de l'hydrogène (par électrolyse de l'eau) ; cet hydrogène peut être ensuite être réutilisé après stockage et transfert pour fabriquer de l'électricité à l'aide de piles à hydrogène mais aussi pour être transformé en méthane utilisé soit directement dans les usages gaziers [ADEME, GRDF, GRT Gaz, 2018], soit dans une centrale ou mieux, au sens du rendement, dans une cogénération en amont d'un réseau de chaleur par exemple. Mais les excédents pourraient aussi être directement affectés au

chauffage de l'eau chaude en substitution essentiellement à du pétrole ou du gaz dans les résidences chauffées aujourd'hui avec ce type de combustibles. Dès lors le calcul de la valeur de stockage va être affecté par les prix de toutes ces énergies.

La logique économique voudrait que l'investissement en stockage ne soit réalisé que si la valeur économique est positive. Mais le problème est rendu plus complexe par le fait que cette valeur est issue d'un calcul de rentabilité collective et qu'il n'est pas du tout assuré que cette rentabilité soit effective pour les différents opérateurs. Il faudrait en effet que le système de prix permette aux différents acteurs de pouvoir décider en conformité avec cet intérêt collectif, ce qui suppose des prix décentralisés extrêmement finement déterminés dans des marchés spécifiques pour tous les niveaux de décision, du planificateur au ménage, ce qui constitue un véritable défi [Finon, 2017].

... et dépend de la finalité politique attendue

Le développement des énergies renouvelables vise à remplacer la production d'électricité utilisant des matières premières non renouvelables (pétrole, gaz, uranium...), mais aussi et sans doute en premier lieu à éviter les émissions de gaz à effet de serre.

Or, depuis le milieu des années 2000, l'exploitation des pétroles ou gaz de schistes contribue à maintenir les prix de ces énergies, très émettrices de CO₂, à des niveaux relativement bas et à évincer le charbon de la production d'électricité (sauf en Allemagne où c'est le charbon localement produit qui est utilisé). En conséquence les écarts de prix entre les différentes périodes horosaisonnnières sont insuffisants pour assurer une valeur économique élevée aux grands projets de stockage de type STEP qui, on l'a déjà souligné, ne se développent plus aujourd'hui.

Pour faire émerger des solutions de stockage qui permettraient de réduire fortement

les émissions de gaz à effet de serre de la part des systèmes électriques, il devient nécessaire de faire émerger un prix du CO₂ suffisamment élevé pour avoir un impact dans les processus de décision. Car la valeur économique du stockage qui éviterait le fonctionnement notamment de turbines à combustion serait une fonction croissante du prix du CO₂. Pour le système électrique français qui émet bon an mal an de l'ordre de 25 millions de tonnes de CO₂, seule une valeur au moins supérieure à 50 euros la tonne serait susceptible de commencer à faire bouger les lignes, compte tenu de l'ordre de grandeur de la valeur des investissements de stockage (une STEP de 400 MW avoisine le milliard d'euros).

Une partie de l'opinion et de la classe politique, suite notamment à l'accident de Fukushima, souhaite également que le développement des énergies renouvelables dans la production d'électricité autorise le plus rapidement possible une diminution de la capacité de production nucléaire. Les énergies renouvelables ayant encore aujourd'hui un coût de production encore plus élevé que le nucléaire (notamment le nucléaire déjà installé, dont le coût est de l'ordre de 60 euros /MWh [Ministère de la Transition écologique et solidaire, 2016], une substitution des renouvelables au nucléaire aurait un surcoût non négligeable [Prévoit, 2018]. Mais la valeur économique du stockage en serait mécaniquement augmentée de façon substantielle car, si on limite au maximum le recours à des centrales de production conventionnelles fossiles, très émettrices de CO₂, c'est l'hydraulique et le stockage qui assureront l'équilibre du système à chaque instant et notamment la nuit ou en l'absence de vent.

Des projections à long terme souvent trop incomplètes...

Les projections à l'horizon 2030 et 2050 [ADEME, 2017 (a), 2017 (b) ; EDF, 2015] proposent des scénarios allant de 60 à 100 % d'énergies renouvelables dans le système électrique européen.

Ces projections montrent que dans les systèmes interconnectés européens (au sens de l'ENTSO-E qui regroupe les opérateurs de transports de 36 pays européens), 40 % d'énergies renouvelables (hors hydraulique) peuvent être mis en œuvre sans aucun développement supplémentaire de stockage [EDF, 2017 (a)]. Cela suppose un développement important des capacités d'interconnexions pour que la complémentarité naturelle des conditions météorologiques puisse pleinement s'exercer (ce qui n'est pas le cas sur le seul territoire français). Pour obtenir l'importante décarbonisation attendue au niveau européen dans ce scénario (passage de 350 gCO₂/kWh à 75 gCO₂/kWh), c'est le nucléaire qui reste dominant, complété par des moyens de pointe gaz. Ce scénario reste toutefois fragile sur l'équilibre du réseau en cas notamment d'apports importants d'énergie éolienne. On est donc ici dans un exercice limite au-delà duquel le stockage devient indispensable.

Les scénarios 80 ou 100 % EnR sont relativement peu diserts sur la question du stockage [ADEME, 2017 (b)]. On peut toutefois comprendre que l'équilibre offre-demande de long terme est ici facilité par une réduction de la consommation électrique liée à une accélération de l'efficacité énergétique, que l'équilibre en temps réel du système est facilité par un pilotage fin de la demande visant une corrélation plus forte entre production et consommation et que ces deux équilibres (long terme et instantané) bénéficient également de la production d'électricité à l'aide de centrales au gaz naturel ou au gaz de synthèse issu de la biomasse. Ce gaz permet aussi d'alimenter des réseaux de chaleur dont l'important développement dans ces scénarios comble en partie la baisse très importante de consommation électrique liée à l'arrêt de l'eau chaude sanitaire, aujourd'hui fondée sur le faible coût marginal du nucléaire (12 euros/MWh) et qui alimente plus de 12 millions de foyers en France pour une consommation d'environ 20 TWh. Notons que ces scénarios sont décrits en Mtep ce qui, outre les problèmes de conversion de l'électricité, ne facilite pas la compréhension des besoins de puissance. Toutes ces hypothèses

très volontaristes qui permettent de laisser marginale l'importance du stockage, aboutissent à un surcoût du kWh par rapport à la situation actuelle qui est annoncé comme faible et qui permet de justifier économiquement la très forte pénétration des énergies renouvelables ; mais les surcoûts très élevés des dépenses requises par les réseaux de chaleur, l'accélération des économies d'énergies et la flexibilité de la demande sont, semble-t-il, occultés. Dans des scénarios « plus réalistes » en termes de consommation et d'adéquation de la demande et de l'offre [Cranga, 2017], atteindre ou dépasser 90 % d'énergies renouvelables dans le mix électrique supposerait au moins 50 TWh de stockage P2G2P (*Power-to-Gas-to-Power*), ce qui apparaît aujourd'hui comme un pari technologique.

Il n'est en outre jamais noté dans tous ces scénarios qu'une pénétration très importante des énergies renouvelables à coût marginal nul aurait un effet révolutionnaire sur les marchés de l'électricité et sur la tarification en France (fondée de façon agrégée sur les coûts marginaux du système). Pour que les acteurs soient correctement incités à investir, ce qu'ils ne sauraient évidemment pas faire avec des prix nuls presque tout le temps et très élevés à certaines périodes horosaisonnnières, il deviendra dès lors nécessaire de définir des prix moyens pertinents, suffisamment décentralisés pour être efficaces (comme on l'a déjà souligné), et que ces prix soient sans doute garantis sur le long terme pour permettre le déclenchement des décisions d'investissements. Vaste chantier en perspective.

... qui devraient progressivement tenir compte du rythme anticipé et incertain des progrès à réaliser

Il est intéressant d'élaborer des scénarios en 2030 et 2050 qui structurent la réflexion à moyen et long terme. Mais compte tenu de l'état de l'art du stockage de l'électricité aujourd'hui, il est pour le moins nécessaire d'être très prudent sur les progrès à venir sur le stockage de l'électricité dont la plupart des

produits ne sont encore qu'au stade de la R&D ou au mieux d'innovation, mais aussi sur les hypothèses d'évolution et de pilotage de la consommation comme sur l'effacement de la filière nucléaire dont on comprend mal comment un désengagement s'il se produit pourra se faire autrement que très progressivement, pour des raisons à la fois techniques (démantèlement ou mise sous cocon) et économiques (il y a encore une rente nucléaire avec le parc existant y compris en tenant compte des investissements de grand carénage)...

Davantage de réalisme industriel devrait conduire à voir progressivement émerger une filière mature dont l'intégration dans les systèmes électriques et la mobilité pourrait alors être convaincante.

Le stockage de l'électricité est un thème complexe car il est au cœur de la transition énergétique, intéresse à la fois le secteur électrique et celui des transports, fait interagir de nombreuses sources d'énergie et intéresse de nombreux champs : technologique (quelles seront les ruptures de demain ? l'hydrogène constitue-t-il une réelle solution ?), économique (quelle valeur ?) champ sur lequel cet article s'est particulièrement focalisé, politique (articulation entre intérêt collectif et intérêt individuel), géopolitique (rareté des matières premières et des métaux et terres rares), climatique (quelle contribution à la réduction de l'effet de serre ?), sociétal (quel type de société souhaite-t-on organiser ?). La bibliographie sommaire jointe à cet article donne une première idée de cette complexité.

La Revue de l'Énergie invite ses lecteurs, les experts, les citoyens... à enrichir le débat sur ce thème en leur proposant d'intervenir sous forme d'articles, arguments à l'appui, dans tous ces débats qui demeurent très ouverts.

RÉFÉRENCES

- Académie des Sciences, « La question de la transition énergétique est-elle mal posée dans les débats actuels », avril 2017
- ADEME, « Actualisation du scénario Énergie-Climat », Visions ADEME 2035-2050, Synthèse et étude, octobre 2017 (a)
- ADEME (avec ATEE, DGIS, Artelys, G2ELab, Enea Consultant), « Étude sur le potentiel de stockage d'énergies », Étude et synthèse, octobre 2013
- ADEME « Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyse et optimisations », Synthèse, Séminaire CFE, 31 mars 2017 (b)
- ADEME, GRDF, GRT Gaz, « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? », janvier 2018
- Anaya Karim L, Pollitt Michael G, « Electrical energy storage – economics and challenges », *Energy World*, avril 2015
- Boudellal Méziane, *Le Power-to-Gas. Stockage de l'électricité d'origine renouvelable*, Dunod, juin 2016
- Commissariat général du Développement Durable (Moulinier Jean-Marc), « Croissance de l'éolien et du solaire. Quel stockage de l'électricité ? », décembre 2017
- Conseils généraux EDD et EIET, « Filière Hydrogène-Énergie », septembre 2015
- Cranga Michel, « Le stockage de l'énergie ou le nerf de la guerre », *Le Monde de l'Énergie Le Mag*, septembre 2017
- EDF R&D, « Analyse technico-économique d'un système électrique européen avec 60 % d'énergies renouvelables », Séminaire CFE, 31 mars 2017 (a)
- EDF R&D, *Le stockage de l'électricité. Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, juin 2017 (b)
- E3M Lab. (Capros P.), « The power sector in the European Commission's scenarios for 2030 : the role of nuclear and renewables », SFEN, 8 mars 2017
- Finon Dominique, « Le mythe du paradigme électrique décentralisé. Comment dépasser l'effet de mode ? », *La Revue de l'Énergie*, n° 635, décembre 2017
- Ministère de la Transition écologique et solidaire, « La production d'électricité », décembre 2016
- Pitron Guillaume, *La guerre des métaux rares. La face cachée de la transition énergétique et numérique*, Les liens qui libèrent, janvier 2018
- Prévoit Henri, « Analyse de l'augmentation des dépenses si la capacité nucléaire diminue », *La Revue de l'Énergie*, n° 636, février 2018
- RTE (avec ADEME, ENEDIS et ADEeF) « Valorisation économique des réseaux électriques intelligents », Synthèse commune des contributions, juillet 2017
- Sauvons le Climat, « Les cinq points faibles majeurs du scénario ADEME "Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050" », janvier 2016
- Schill Wolf-Peter, Zerrahn Alexander, Kunz Friedrich, Kemfert Claudia Decentralized « Solar prosumage with battery storage : system orientation required », DIW Economic Bulletin 12-2017
- WEC, « E-storage : Shifting from cost to value - Wind and Solar applications », 2016