

Le stockage de l'électricité : la solution à l'intégration des EnR intermittentes ?

Par Étienne BEEKER
France Stratégie
et Richard LAVERGNE
Conseil général de l'Économie

Au niveau mondial, le stockage de l'électricité est sans aucun doute l'un des défis majeurs de la transition énergétique, car il est indispensable à l'intégration dans le système électrique des énergies renouvelables intermittentes (EnRi), l'éolien et le photovoltaïque. La valeur du stockage d'électricité est liée aux différents services qu'il peut rendre, particulièrement dans les zones où le réseau est insuffisant. L'hydraulique est encore, de très loin, la technologie prédominante, mais elle est centralisée, ce qui ne permet pas de répondre à tous les besoins. La baisse rapide des coûts des batteries Li-Ion est une opportunité, notamment pour la mobilité et pour différents services aux réseaux électriques et, dans une faible mesure, aux auto-consommateurs. Le stockage par batterie peut être en compétition avec d'autres technologies ou services permettant de gérer la flexibilité : pilotage de la demande (effacements), stockage de chaleur, etc. En ce qui concerne la France métropolitaine, un mix électrique composé uniquement d'hydraulique, d'éolien, de photovoltaïque et de stockage paraît utopique, tant son coût serait énorme à un horizon de temps prévisible.

Le stockage d'électricité consiste à conserver de façon provisoire – le plus souvent après transformation – une certaine quantité d'énergie électrique afin de pouvoir l'utiliser ultérieurement. Sauf pour des applications relevant encore de la recherche fondamentale (telles que les super-condensateurs ou le stockage électromagnétique par supraconducteurs), l'électricité ne se stocke pas en tant que telle. En pratique, il faut donc la transformer, et même deux fois : une première fois pour la convertir en une autre forme d'énergie, qui permette son stockage, et une deuxième fois pour procéder à l'opération inverse, la reconversion en électricité. À chaque transformation, il s'ensuit des pertes de rendement et donc des coûts, en plus du coût du maintien en stockage, ce qui a longtemps handicapé la rentabilité des projets d'investissement en stockage d'électricité, avant que des progrès techniques, de nouveaux usages et une industrialisation poussée ne viennent aujourd'hui changer la donne.

Quels sont les principaux usages du stockage d'électricité ?

Le stockage d'électricité n'a pas attendu l'essor des énergies renouvelables intermittentes (EnRi) pour trouver

sa place dans les systèmes électriques, pour participer à la flexibilité du parc de production et à la flexibilisation d'une partie de la consommation. Cependant, cet essor a fortement contribué à l'engouement actuel, même s'il s'explique aussi par d'autres motifs : le déclin des centrales thermiques fossiles (déclin rendu nécessaire par la lutte contre le changement climatique, sauf à investir dans des techniques de CCUS⁽¹⁾), la hausse des pointes de demande d'électricité, voire des « hyper-pointes », l'hiver et bientôt l'été du fait du développement de la climatisation, le manque de capacités de production « en pointe », la volatilité des prix de l'électricité et le développement de nouvelles technologies de stockage moins coûteuses grâce à une industrialisation poussée. Des innovations apparaissent, visant des fenêtres d'opportunité parfois très spécifiques, qui suscitent l'intérêt des médias ainsi que des décideurs politiques et industriels.

La demande d'électricité « résiduelle » en France, qui tient compte de la production des EnRi considérée comme « fatale » (au sens où elle n'est ni « pilotable » ni corrélée

(1) Carbon Capture, Utilization and Storage.

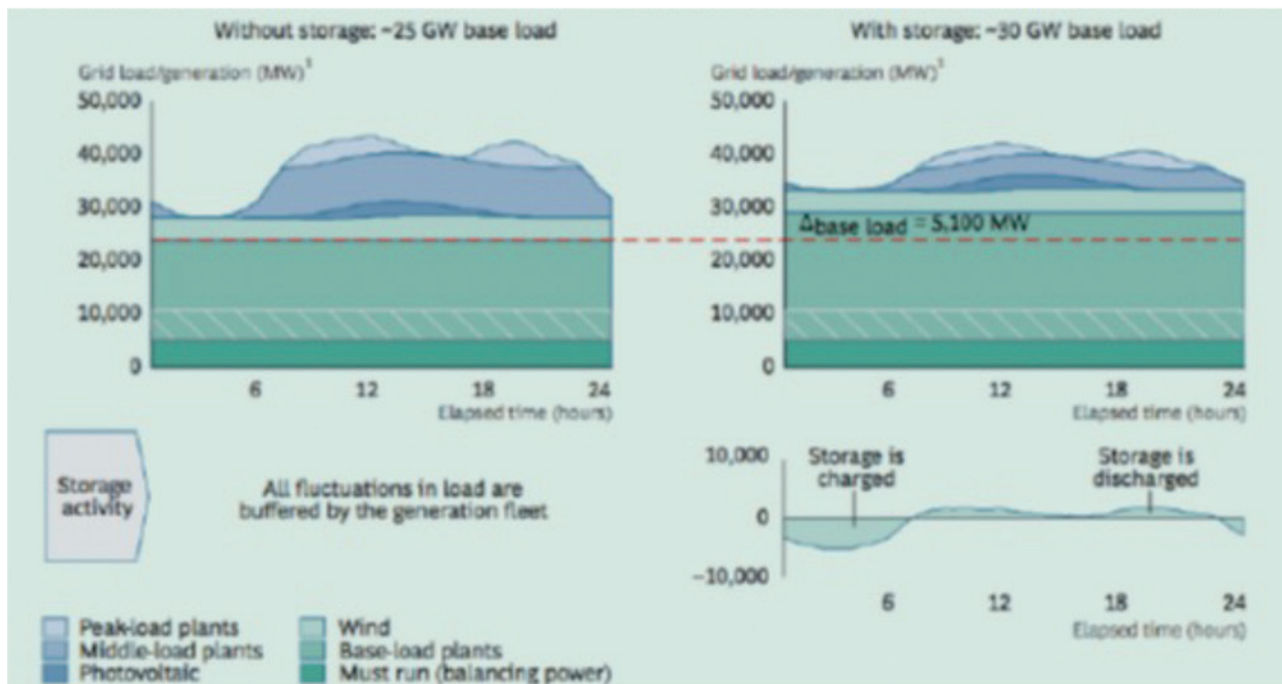


Figure 1 : Exemples de structuration de la production d'électricité en base, semi-base et pointe, en absence (graphe de gauche) ou en présence (graphe de droite) de capacités de stockage permettant de lisser une courbe typique de consommation d'électricité sur une journée, en Allemagne (source [10], d'après Boston Consulting Group).

– ou très peu – avec la demande), est comprise actuellement entre 40 et 90 GW en puissance, selon la période de l'année. Elle présente (source : CRE, [3]) un profil saisonnier, hebdomadaire et journalier qui reflète des fondamentaux liés à l'activité économique et au climat, et des aléas non anticipés :

- Cycle saisonnier : la demande varie entre l'été et l'hiver en fonction de l'activité et des conditions climatiques (températures, vent, ensoleillement), l'offre étant également affectée par ces dernières (hydraulique, éolien et photovoltaïque, voire d'autres moyens de production qui peuvent être limités en cas de canicule). À l'horizon de quelques mois, la science météorologique n'apporte pas de prédiction fiable.
- Cycle hebdomadaire : la demande enregistrée le week-end est inférieure d'environ 15 à 20 % à celle observée dans le reste de la semaine, et les prévisions météorologiques sont en général fiables à un horizon de sept jours.
- Cycle journalier : le volume de la demande est lié au rythme d'activité et aux conditions climatiques qui sont relativement faciles à prévoir au moins un jour à l'avance par le gestionnaire de réseau.

Le besoin de flexibilité du système électrique français s'élève à environ 50 GW à horizon annuel et varie de 10 à 15 GW à horizon journalier. Il nécessite des réponses différentes selon l'horizon temporel pertinent, en termes d'énergie, de puissance, de délai d'activation, de fréquence d'appel ou de durée de mobilisation. Le gestionnaire de réseau est confronté à quatre principaux défis qu'il doit relever grâce à des outils de flexibilité, dont le stockage :

- La gestion des pointes de consommation lors des périodes de forte demande résiduelle, en hiver ou en été

lors des périodes de canicule, ainsi que les pointes du matin et du soir lors des jours ouvrés : les durées de ces pointes sont relativement faibles, de l'ordre de quelques heures à quelques centaines d'heures, et leur occurrence est assez prévisible. Ces besoins peuvent notamment être satisfaits par des moyens de production à coûts fixes faibles, comme les turbines à combustion (TAC) ou par des effacements de consommation.

- L'accompagnement de la modulation des EnRi et de la consommation, à horizon horaire, journalier ou hebdomadaire.
- L'ajustement à l'équilibre du système électrique, au plus proche du « temps réel », en cas d'aléa sur l'offre ou la demande.
- Le maintien de l'inertie du système électrique : l'inertie caractérise la capacité du système électrique à absorber un choc dans l'équilibre production-consommation sans que les variations de fréquence ne soient trop importantes. Les installations éoliennes et photovoltaïques ne contribuent pas à l'inertie du système. Leur déploiement massif, au détriment de sources de production contribuant à l'inertie grâce aux « machines tournantes » (centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques), réduit donc l'inertie totale, ce qui est susceptible d'avoir un impact sur la sécurité d'alimentation.

En fait, les services de flexibilité, pour lesquels le stockage apporte une plus-value plus ou moins pertinente, sont plus nombreux et peuvent être appréhendés de deux façons :

- services « systémiques », au sens où ils évitent des coûts à l'ensemble du système électrique : CAPEX et OPEX d'infrastructures de production, CAPEX et OPEX de réseaux ;

- services « micro-économiques », qui sont utiles du point de vue d'un agent économique pour sa propre activité de consommateur ou de producteur d'électricité.

Le graphique (voir la Figure 2) et le tableau qui suivent rassemblent les principaux usages et services pouvant être obtenus grâce au stockage stationnaire d'électricité, en lien ou non avec des EnRi.

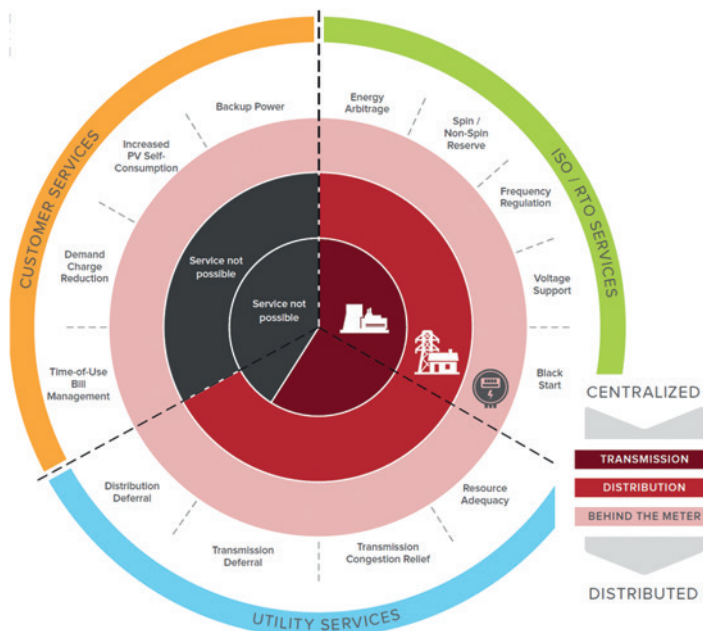


Figure 2 : Services pouvant être rendus par le stockage d'électricité dans un système électrique (source : Rocky Mountain Institute, [6]) (ISO/RTO : independent system operator/regional transmission organization).

Quelles sont les technologies disponibles pour fournir les services attendus du stockage d'électricité ?

L'intégration des EnRi dans un système électrique implique de compenser à tout instant la demande résiduelle d'électricité (consommation-production EnRi) pour que le système soit toujours en équilibre. Comme les productions d'EnRi manquent d'inertie, il convient d'abord, autant que faire se peut, de procéder à un « lissage⁽²⁾ » grâce au stockage-déstockage, à la modulation de la demande (effacements) et aux échanges avec l'étranger. Les installations de production pilotables (centrales thermiques et hydrauliques) peuvent ensuite satisfaire facilement la demande ainsi lissée.

Le lissage sur un jour de la demande résiduelle peut consister, par exemple, à déplacer 2 heures de consommation d'électricité sur la journée considérée. Autrement dit, une réserve d'énergie électrique équivalente à 2 heures de consommation moyenne, soit 100 à 110 GWh, est mise à la disposition du responsable de l'équilibre du réseau. Dans cette hypothèse, la demande résiduelle ainsi corrigée grâce à ce stockage sera satisfaite par des installa-

(2) En mathématiques, par exemple au moyen de la transformation de Fourier, un lissage consiste à réduire les irrégularités et les singularités d'une courbe. Les techniques de lissage sont notamment utilisées en traitement du signal pour atténuer ce qui peut être considéré comme une perturbation ou un bruit de mesure (transformation de Fourier).

tions de production, dont la puissance est constante en moyenne sur la journée considérée. Le surdimensionnement du parc pilotable est un facteur de sécurité dans le cas où le stockage ne suffirait pas.

Si la puissance appelée est constante dans la journée, elle diffère sensiblement d'un jour à l'autre, y compris au cours d'une même semaine, ne serait-ce qu'en raison des week-ends. De plus, le type de mix électrique impacte fortement les besoins de stockage (et d'effacement). Ainsi, selon un calcul rapide, avec le mix électrique actuel, pour lisser sur un jour, il suffirait de déplacer 1 heure de consommation, tandis qu'il faudrait déplacer 7 heures de consommation pour assurer un lissage sur une semaine, 35 heures sur un mois et 800 heures sur un an. Avec un mix « moins pilotable » qu'actuellement, ces quantités d'électricité à déplacer, et donc à stocker, seraient évidemment multipliées.

Outre le volume d'énergie électrique à déplacer, la pertinence et la rentabilité d'une technologie de stockage pour assurer un service de flexibilité se jugent aussi à l'horizon de lissage recherché, à la puissance nécessaire et au nombre de cycles mis en œuvre sur l'année.

Les usages du stockage d'électricité sont relativement nombreux et peuvent intervenir à différents niveaux d'un système électrique. Le tableau ci-après indique les principales caractéristiques attendues d'un service de flexibilité en fonction de l'usage qui en est fait.

Type d'usages	Taille (MW)	Temps de décharge	Nombre de cycles	Temps de réponse
Stockage saisonnier	500 à 2 000	jours ou mois	1 à 5 par an	jour
Arbitrage	100 à 2 000	8 h à 24 h	0,25 à 1 par jour	> 1 h
Contrôle de fréquence	1 à 2 000	1 min à 15 min	20 à 40 par jour	1 min
Suivi de charge	1 à 2 000	15 min à 1 jour	1 à 29 par jour	< 15 min
Soutien de tension	1 à 40	1 s à 1 min	10 à 100 par jour	ms à s
Démarrage à froid	0,1 à 400	1 h à 4 h	< 1 par an	< 1 h
Allègement de congestion du réseau de transport ou de distribution	10 à 500	2 h à 4 h	0,14 à 1,25 par jour	> 1 h
Report d'investissement en infrastructures de réseau de transport ou de distribution	1 à 500	2 h à 5 h	0,75 à 1,25 par jour	> 1 h
Décalage de la demande et réduction du pic de demande	0,001 à 1	min ou h	1 à 29 par jour	< 15 min
Hors réseau	0,001 à 0,01	3 h à 5 h	0,75 à 1,5 par jour	< 1 h
Intégration des EnRi	1 à 400	min ou h	0,5 à 2 par jour	< 15 min
Réserve synchrone	10 à 2 000	15 min à 2 h	0,5 à 2 par jour	< 15 min
Réserve non synchrone	10 à 2 000	15 min à 2 h	0,5 à 2 par jour	< 15 min

Principales caractéristiques des dispositifs de stockage d'électricité par type d'usage dans un système électrique (source : AIE, [7]).

Une classification des principales techniques actuellement disponibles pour stocker de l'électricité est donnée dans le schéma suivant :

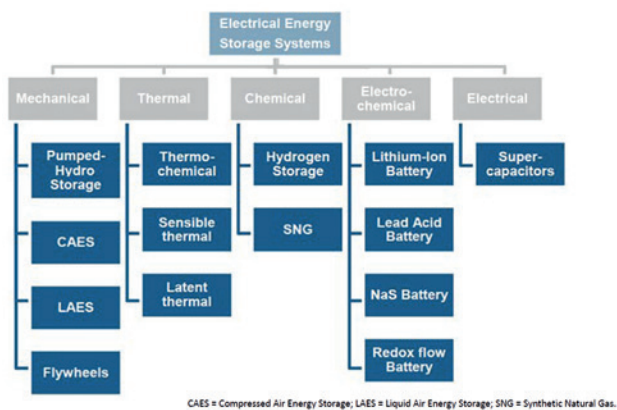


Figure 3 : Principales formes de stockage de l'électricité (source : Conseil mondial de l'énergie).

Certaines technologies, comme les volants à inertie ou les batteries, ont des temps de réponse très faibles, qui leur permettent de répondre à des usages spécifiques (soutien de tension, suivi de charge, etc.), alors que d'autres sont destinées à des usages à temps de réponse de l'ordre de l'heure, voire de la journée (STEP⁽³⁾, air comprimé, stockage thermique, etc.).

En termes de puissances installées, comme le montre le graphique ci-après, les STEP représentent aujourd'hui l'écrasante majorité des installations de stockage (98 %) ; les batteries, toutes technologies confondues, sont, quant à elles, encore ultra-minoritaires.

À côté du stockage de l'électricité par un vecteur intermédiaire (eau, hydrogène, composant chimique dans les batteries, air comprimé), certains usages finaux peuvent être considérés comme un moyen de stocker des kWh électriques, par exemple la production de chaleur (*power-to-heat*, ballons d'eau chaude, inertie thermique des bâtiments...) et les produits industriels dont la production peut être pilotée (acier, lingots d'aluminium...).

Les batteries Li-ion connaissent depuis quelques années des progrès remarquables

Apparue à partir des années 1990, la technologie des batteries Li-ion, sous leurs différentes formes, constitue une rupture technologique majeure qui apporte une solution de plus en plus compétitive à la problématique du stockage de courte durée. Le coût des cellules Li-ion reste fortement orienté à la baisse, alors que les performances de celles-ci sont en constante augmentation. Ce coût d'environ 1000\$/kWh en 2010 a fortement chuté pour atteindre, en 2018, environ 200\$/kWh. Certains experts comme Avicenne pensent qu'il pourrait atteindre les 120\$/kWh en 2025 (voir la Figure 2) ; BNEF (Bloomberg New Energy Finance) estime pour sa part qu'il pourrait se situer sous les 100\$/kWh dans les dix ans à venir ; Elon Musk, le célèbre patron de Tesla, annonce même que ce niveau de 100\$/kWh pourrait être atteint d'ici à deux ans. Certains experts sont plus réservés, estimant que l'électrochimie

(3) Stations de transfert d'énergie par pompage, ou « pumped storage hydropower plants » (PSH ou PSP).

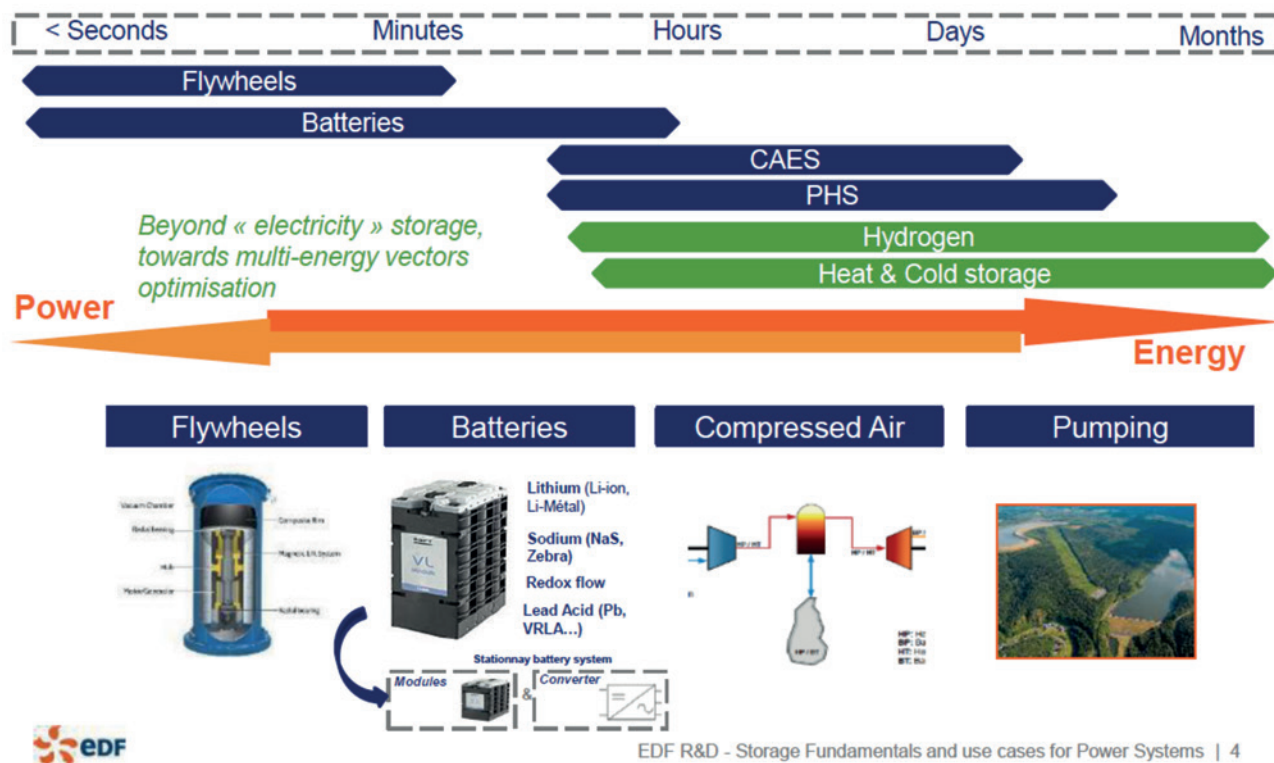


Figure 4 : Quelques services et technologies de stockage en fonction de la puissance et de l'énergie (source : EDF-R&D, [5]).

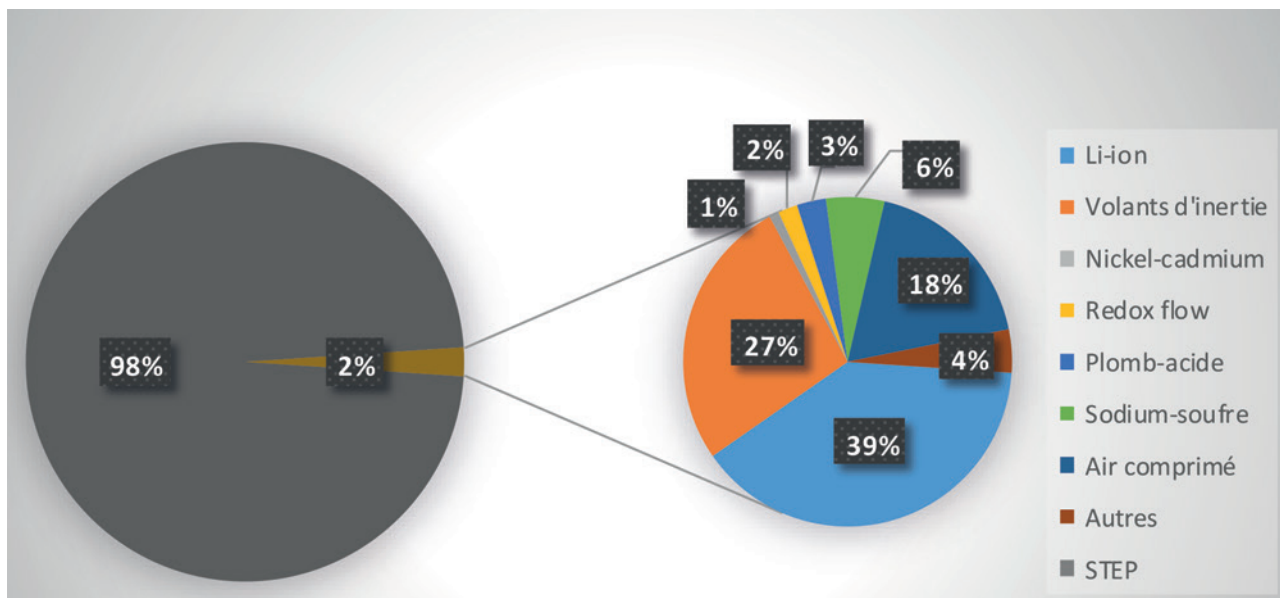


Figure 5 : Répartition par type de technologie du stockage d'électricité installé au niveau mondial en 2016 : un stockage qui représente un total de 168 GW (à gauche), dont 3,6 GW hors STEP (à droite) (source : AIE, Agence internationale de l'énergie, « Energy technology perspectives 2017 », retraitement opéré par le CGE).

ne répond pas aux mêmes lois que la technologie du silicium (celle des panneaux solaires PV). Un potentiel très significatif de baisse des coûts existe dans tous les cas de figure sous réserve qu'une production de masse puisse être atteinte.

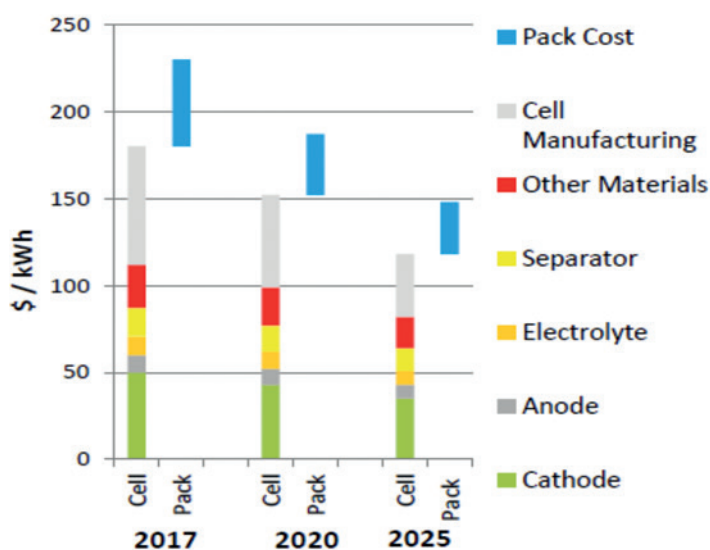


Figure 6 : Coût des batteries Li-ion équipant des véhicules électriques, estimation 2017-2025 (Source : Avicenne Energy, [11]).

Des interrogations se sont faites jour quant à la disponibilité des matériaux nécessaires à leur fabrication, au premier rang desquels le lithium et le cobalt⁽⁴⁾. En effet, leur extraction ayant des conséquences graves pour l'environnement, les pays occidentaux ont fermé leurs mines, laissant la Chine (ou la RDC pour le cobalt) en situation de quasi-monopole.

La fabrication des cellules nécessite par ailleurs beaucoup d'énergie (plusieurs centaines de kWh par kWh de capacité), ce qui peut être à l'origine d'émissions de CO₂

importantes. Un document de février 2018 a recensé les études internationales mesurant l'impact environnemental de la fabrication des batteries⁽⁵⁾ : selon le mix du pays de fabrication, le contenu varie entre environ 50 et 500 kg de CO₂/kWh. Si la batterie d'un véhicule électrique est fabriquée en Chine, dont le mix électrique est très carboné, les émissions de CO₂ sont alors équivalentes à celles d'un véhicule thermique d'un modèle similaire ayant parcouru plus de 50 000 km. Celles-ci sont appelées à augmenter mécaniquement avec l'autonomie du véhicule.

Pour ces raisons, la baisse des prix observés a toutes les chances de ne pas être linéaire et donc de se faire par à-coups. Une incertitude existe encore quant à l'existence d'un coût plancher et, dans l'affirmative, quant à son niveau et aux horizons de temps auxquels il serait atteint. Aucun scénario n'est donc à écarter dans l'état actuel des connaissances, y compris un scénario très disruptif, avec des coûts très bas, un scénario qui bouleverserait la physionomie des secteurs électriques.

Aujourd'hui, les solutions commerciales concernent des moyens de stockage de courte durée du fait du capital immobilisé et de la tendance d'une batterie à se décharger dans le temps. Ainsi, la plus grande ferme de batteries à avoir été mise en service en Australie du Sud par Tesla, fin 2017, dispose d'une réserve de 130 MWh, soit seule-

(4) L'Académie des Sciences, dans son cahier d'acteur adressé à la CNDP dans le cadre du débat public sur la PPE, note qu'« à l'heure actuelle, [...] pour stocker deux jours de consommation [d'électricité, soit moins de 2 TWh], avec une technologie performante lithium-ion, il ne faudrait pas moins de 12 millions de tonnes de batteries utilisant 360 000 tonnes de lithium, sachant que 40 000 tonnes de ce métal sont extraites dans le monde chaque année ».

(5) Source : Effects of battery manufacturing on electric vehicle life-cycle greenhouse gas emissions, https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/EV-life-cycle-GHG_ICCT-Briefing_09022018_vF.pdf

Nom des fabricants	Nationalité des fabricants	Ventes en GWh	Part en %
CATL	Chine	11,8	23,7%
Panasonic	Japon	10,0	20,1%
BYD	Chine	7,2	14,5%
OptimumNano*	Chine	5,5	11,0%
LG	Corée du Sud	4,5	9,0%
Guoxuan High-tech	Chine	3,2	6,4%
Samsung	Corée du Sud	2,8	5,6%
Beijing National Battery	Chine	1,9	3,8%
BAK	Chine	1,6	3,2%
Farasis	Chine	1,3	2,6%
Total des dix premiers fabricants mondiaux		49,8	100,0%

Figure 7 : Parts de ventes des 10 premiers fabricants de batteries : la Chine bouleverse le panorama mondial (source : "The Breakneck Rise of China's Colossus of Electric-Car Batteries", 1^{er} février 2018, <https://www.bloomberg.com/news/features/2018-02-01/the-breakneck-rise-of-china-s-colossus-of-electric-car-batteries>)

ment l'équivalent de 10 minutes de fonctionnement d'une centrale de 1GW (ce qui ne l'empêche pas d'intervenir de façon satisfaisante en soutien au réseau).

Au-delà de la politique énergétique, il y a un enjeu industriel majeur pour la France et pour l'Europe

Les enjeux industriels pour notre pays et pour l'Europe sont cruciaux. Selon la Commission européenne, la taille du marché européen des batteries devrait avoisiner les 250 Mds€, en 2025. En octobre 2017, la Commission a ainsi lancé le projet d'un « Airbus des batteries ». Mais faute d'être arrivé à mettre d'accord tous les porteurs de projets, on devrait voir émerger plusieurs consortiums. Ils auront pour objectif de construire des *giga factories*, dans l'optique de réduire au maximum les coûts fixes. Les constructeurs coréens LG et Samsung, ainsi que le chinois CATL, numéro un du secteur, après avoir signé des accords avec des constructeurs automobiles allemands, ont déjà commencé à construire des usines en Europe ou vont le faire (en Pologne, Hongrie et Allemagne), tandis que Tesla (qui utilise la technologie de Panasonic) a annoncé son intention d'en construire une en Allemagne. Le but pour les Européens est également environnemental, car, comme cela a été souligné *supra*, le contenu CO₂ des batteries fabriquées en Chine est beaucoup plus important que celles fabriquées en Europe, et surtout, en France. Malgré son avantage en matière d'électricité décarbonée et son industrie automobile, la France n'a pour l'instant annoncé aucun projet d'usine de fabrication de batteries.

La valeur économique du stockage est difficile à appréhender

La valeur économique du service rendu par une installation de stockage est délicate à évaluer, car il s'agit d'un objet technico-économique d'un type nouveau dans les

systèmes électriques, et qui, de plus, peut rendre plusieurs services à la fois qui ne se cumulent pas forcément.

Techniquement, un moyen de stockage est un objet plus complexe qu'un moyen de production. Ces derniers ne sont en général caractérisés que par leur puissance (kW) et, secondairement, par leur capacité à la moduler (vitesse de variation de charge), alors qu'un moyen de stockage l'est également par celui de l'énergie stockée (kWh). Économiquement, un moyen de production d'électricité s'évalue sur la base de son coût d'investissement (€/kW), de son coût de fonctionnement (€/kWh), de sa durée de vie et de son facteur de charge. Un moyen de stockage d'électricité s'évalue selon son coût d'investissement (€/kWh), son rendement, sa durée de vie, le nombre de ses cycles ainsi que son mode d'utilisation. Dans la littérature, on trouve des coûts exprimés tantôt en euros par kW, tantôt en euros par kWh, mais rarement dans ces deux valeurs en même temps, alors que ce serait la mesure la plus pertinente.

L'intérêt économique du lissage temporel des écarts entre l'offre et la demande dépend des prix de marché de l'électricité aux différents moments où est pratiqué ce lissage. Actuellement, en Europe, ces prix ne sont pas suffisamment contrastés pour permettre de rentabiliser une installation de batteries. Une des raisons tient à la façon dont est conçu le marché (« *market design* ») qui n'intègre pas les EnRi, lesquelles sont rémunérées *via* d'autres mécanismes (tarifs d'achat, appels d'offres, compléments de rémunération...). La quantité d'EnRi qui devra être injectée dans le réseau relève de choix politiques, et la valeur économique du stockage dépendra de la structure du mix électrique et de la redéfinition du marché.

La valeur du stockage dépend également du coût des autres options de flexibilité. S'il est utilisé, par exemple,

pour produire de la chaleur, cette valeur dépendra du prix des énergies concurrentes capables d'en produire également. Elle dépend également de la tarification en vigueur : à l'époque où il a été mis en place, le tarif EJP⁽⁶⁾ mobilisait, de par son prix attractif, 6 000 MW d'effacement lors des jours de pointe de consommation. Enfin, la valeur d'un kW de stockage dépend de la quantité totale de stockage installée : le premier captera la valeur la plus grande, le deuxième aura une valeur un peu plus faible, et ainsi de suite.

L'impact de l'existence de solutions de stockage sur le dimensionnement des réseaux du fait des congestions que peut susciter le développement d'EnRi est tout aussi délicat à évaluer : cette évaluation ne peut être faite qu'au cas par cas, aucune règle générale n'étant applicable. Actuellement, le foisonnement permis par les réseaux a une valeur économique si importante qu'il sera très difficile pour une solution de stockage de le concurrencer sauf cas particulier (typiquement une maison isolée géographiquement) ; il sera souvent plus intéressant d'optimiser la localisation des EnRi en tenant compte des équilibres régionaux et locaux. En l'absence de signaux de prix pérennes comportant une composante géographique utilisables par les investisseurs, cette optimisation des décisions d'investissement ne peut se faire qu'à un niveau de synthèse de la gestion prévisionnelle du système.

Le dernier cadre de valorisation du stockage est l'amélioration de la qualité de l'onde électrique. Pour ce type d'usage, les systèmes à base de volants d'inertie ou de batteries sont les mieux adaptés. Ils sont déjà utilisés par des industriels recherchant un très haut niveau de qualité de l'onde électrique. De leur côté, les gestionnaires de réseau commencent eux aussi à recourir aux batteries afin d'assurer les services systèmes, en particulier le maintien de la fréquence (la durée de la réaction est de l'ordre de 15 à 30 secondes). Aux États-Unis, le gestionnaire de réseau PJM (Pennsylvanie - New Jersey - Maryland) a installé 200 MW de capacités de batteries. Au Royaume-Uni, ce sont également 200 MW de batteries qui ont été attribués à l'été 2016 dans le cadre d'un appel d'offres attribué par le National Grid, le gestionnaire du réseau de transport britannique, une capacité de stockage qui doit servir au réglage de fréquence. La France a lancé, la même année, une expérimentation de 1 MW dans le cadre du marché d'ajustement de RTE.

Si le stockage électrochimique d'électricité n'est pas à ce jour une solution économiquement rentable pour chacune des applications prises individuellement, il pourrait toutefois le devenir en combinant la valeur retirée par différents acteurs économiques de la chaîne de valeur du système électrique (production, transport, distribution, clients).

Vers une nécessaire évolution de la régulation

Le stockage apparaît donc dans le paysage énergétique comme un nouvel élément potentiellement porteur de valeur sur différents segments du système électrique, il est *a fortiori* disponible sous des formes très variées. En France, cependant, ni la régulation actuelle ni les signaux de marché ne permettent aujourd'hui à des solutions de

se développer « naturellement », en dehors de quelques niches comme les sites isolés ou les zones non interconnectées, ou encore le marché que représentent les rares consommateurs « militants » suffisamment riches.

La structure du tarif actuel est héritée d'un passé, où le système électrique était hiérarchisé et centralisé. Elle repose sur des principes comme l'égalité de traitement, la péréquation, une part « énergie » prédominante par rapport à la part « puissance » (en particulier, pour les réseaux). Les tarifs restent largement administrés, avec des plages horaires figées dans le temps (tant que les compteurs communicants ne seront pas très largement déployés) et des niveaux de prix peu contrastés entre les heures pleines et les heures creuses.

Pour un certain nombre de raisons, dont l'exposé dépasserait le cadre restreint de cet article, le marché européen de l'électricité est désorganisé (voir la référence [9]). Une des conséquences est que les prix de marché de gros sont déprimés, ils ne reflètent plus les coûts, ce qui n'incite à aucun investissement ni dans de nouveaux moyens de production ni dans des moyens de stockage.

À cela s'ajoute la question du statut des futurs opérateurs de stockage, dont les activités empièteraient sur celles à la fois des gestionnaires de réseau, des producteurs et des fournisseurs. La Commission européenne, dans son Clean Energy Package encore en discussion à la fin 2018 pour le volet « Électricité », prévoit que les gestionnaires de réseau (en particulier de distribution) ne soient pas habilités à posséder et à exploiter des infrastructures de stockage, des dérogations sont néanmoins envisagées dans le cas où aucun acteur ne répondrait favorablement aux appels d'offres qui pourraient être lancés. Cette mesure risque fort de se montrer inapplicable, voire contre-productive en matière de développement du stockage, en particulier en raison de l'absence et de la difficulté à mettre en place des signaux économiques reflétant la diversité des informations accessibles à tous les acteurs souhaitant investir.

Bibliographie

- [1] MOULINIER Jean-Marc (2017), « Croissance de l'éolien et du solaire – Quel stockage de l'électricité ? », CGDD, Théma, décembre.
- [2] ADEME (2014), « Stockage d'énergies : la clé de la transition énergétique », août.
- [3] CRE (2018), Comité de prospective, Rapport du groupe de travail 2 « Réseaux et systèmes d'énergie », mai.
- [4] CRASSOUS R. & ROQUES F. (2014), « Coûts associés à l'insertion des ENR intermittentes », *La Revue de l'Énergie*, n°618, mars-avril.

(6) Effacement Jour de Pointe : le client paie très cher ses kWh pendant certains jours « rouge » correspondant à de fortes tensions sur le système électrique, la contrepartie est un tarif bas le reste du temps (rapport de 1 à 10). Si, aujourd'hui, le consommateur avait accès aux prix nuls, voire négatifs, que l'on observe de plus en plus souvent sur les marchés, il est très probable qu'il modifierait ses habitudes ou développerait de nouveaux usages flexibles.

[5] « Le stockage de l'électricité. Un défi pour la transition énergétique », EDF, Éditions Lavoisier, 2017.

[6] Rocky Mountain Institute (2015), "The Economics of Battery Energy Storage: How Multi-Use, Customer-Sited Batteries Deliver the Most Services and Value to Customers and the Grid", october.

[7] AIE (2014), "Technology Roadmap – Energy storage", 19 mars.

[8] CLERJON A. & PERDU F. (CEA-LITEN), "Matching intermittency and electricity storage characteristics through time scale analysis. An energy return on investment comparison", The Royal Society of Chemistry, article à paraître.

[9] France Stratégie (2014), Rapport « La crise du système électrique européen », janvier.

[10] ASSOUN J., FERRIER R. & PEAUDECERF F. (2012), « Le stockage de l'électricité : enjeux énergétiques, enjeux industriels : quels choix pour la France ? », mémoire de fin de formation des ingénieurs du Corps des Mines, Mines Paris Tech, Sciences de l'ingénieur [physics], octobre.

[11] "Current Status and Future Trends of the Global Li-ion Battery Market", présentation du 4 juillet 2018 de Christophe Pillot, Avicenne Energy, http://www.charles-hatchett.com/public/images/documents/2018/dr_christophe_pillot_current_status_and_future_trends_of_the_global_li-ion_battery_market.pdf