

13/3/2019



CONSEIL GÉNÉRAL DE L'ÉCONOMIE
DE L'INDUSTRIE, DE L'ÉNERGIE ET DES TECHNOLOGIES

TELEDOC 792
BATIMENT NECKER
120, RUE DE BERCY
75572 PARIS CEDEX 12

N° 2018 / 05 / CGE / ICM

Mars 2019

STOCKAGE STATIONNAIRE D'ÉLECTRICITÉ

Synthèse et recommandations
du thème de l'année 2018 de la Section ICM du CGE

Rapport

établi par

Richard LAVERGNE
Ingénieur général des mines

Iharion PAVEL
Ingénieur en chef des mines

avec l'appui de : **Ivan FAUCHEUX**
Ingénieur général des mines

Table des matières

Introduction et synthèse.....	3
Technologies, procédés et usages du stockage d'électricité	5
Aspects industriels	9
Aspects économiques	14
Applications en termes de politique énergétique	20
Recommandations	25
Annexe 1 : considérations sur le stockage d'énergie	27
Annexe 2 : éléments de modélisation d'un mix électrique avec stockage d'énergie électrique mais sans énergie fossile.....	43
Annexe 3 : bibliographie.....	54
Annexe 4 : personnes rencontrées	55
Annexe 5 : lettre de mission	56

Introduction et synthèse

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 (telles que 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.

L'objet du présent rapport est de dresser des pistes de solutions pour le stockage stationnaire d'électricité pour le système électrique de demain, afin notamment de pallier l'intermittence de formes de production non pilotables dans le cadre de scénarios ambitieux de déploiement de ces dernières. Dans la limite des connaissances en termes de coût et de durée de vie des technologies de stockage, il a été esquissé de premiers ordres de grandeur du besoin d'investissement pour de tels scénarios, dans des conditions socio-économiques « acceptables » (en particulier avec des « effacements » limités).

À l'issue de cette analyse, quelques constats s'imposent :

- En termes de retombées industrielles en France, le stockage d'électricité présente de réelles opportunités pour la production d'équipements (batteries, connectique, smartgrids, etc.) et dans l'offre de services liés aux réseaux d'électricité (« service système », « *black start* », domotique, etc.). Un travail d'identification des enjeux futurs des systèmes énergétiques devrait permettre de déboucher sur des actions collectives de recherche, d'organisation de la filière et in fine de création d'activités sur le territoire national. À court terme, la capacité de revenir dans la course nécessite également de travailler sur le déploiement d'unités de production de batteries pour véhicule électrique ou pour usage stationnaire (essentiellement, pour ce second cas, à des fins d'exportation ou d'usage en Outre-Mer).
- En l'état actuel des technologies, il subsiste une impasse économique majeure du stockage stationnaire dans le système électrique français, en raison du besoin massif de stockage inter saisonnier et des profils de variabilité des énergies solaires et éoliennes ; il n'apparaît pas possible de crédibiliser, par des moyens connus et économiquement viables, des scénarios d'introduction massive d'énergies renouvelables intermittentes en France qui ne reposeraient que sur l'hypothèse du stockage de leurs surplus de production ou du déstockage pour compenser leurs déficits de production.
- En conséquence, il paraît nécessaire de continuer à travailler selon deux angles :
 - En associant à la fonction de stockage d'électricité d'autres usages que la seule fonction d'équilibrage de l'offre et de la demande, y compris en lien avec des services de mobilité tels que le véhicule électrique.
 - En visant une baisse des coûts d'investissement compatibles avec l'enjeu du stockage saisonnier. Quelle que soit la capacité à trouver des adjacences de marché permettant de rentabiliser l'investissement dans le stockage d'électricité, la baisse des coûts de cette fonction reste une priorité. Le caractère très limité en France du potentiel de

déploiement de nouvelles STEP hydrauliques ne permet pas de mobiliser cette solution pour notre pays, malgré son modèle économique pourtant très intéressant là où la géographie le permet, dans certaines parties du monde.

- Le stockage de chaleur, qui n'est pas abordé dans le cadre de la présente étude, pourrait représenter une alternative intéressante. Historiquement, les ballons d'eau chaude domestiques ont été un moyen puissant de réduire et déplacer la pointe de consommation électrique du soir.

La liste des recommandations figure en page 25.

Technologies, procédés et usages du stockage d'électricité

Bien qu'il ne soit question ci-après que de stockage d'électricité, il convient de souligner au préalable que le **stockage thermique**, sans nécessairement revenir à l'électricité¹, peut être une alternative intéressante. La pratique de stocker du chaud (braises) comme du froid (glacière) est connue depuis l'antiquité. De nouvelles technologies, par exemple celles à base de « sels fondus » (dans la limite où ces derniers ne sont ni dangereux ni nuisibles à l'environnement), offrent des perspectives intéressantes en association avec des panneaux solaires (solaire à concentration) ou des réseaux de chaleur. Selon le CEA-Liten, le stockage saisonnier de chaleur a des rendements qui atteignent 60% pour des coûts de l'ordre de 5 à 10 €/MWh_{th}/cycle.

Dans le cas de la France, la consommation des résidences principales s'est élevée à 425 TWh en 2016 (source : CEREN), dont 75% pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire. Sur ces 75% particulièrement affectés par la saisonnalité de la demande, l'électricité représente une consommation de 56 TWh ; à des moments où l'électricité est abondante et bon marché, plutôt que de la stocker pour la convertir ultérieurement en chaleur, il serait plus efficace de la transformer tout de suite en chaleur, puis de stocker cette chaleur jusqu'au moment où elle fera besoin (c'est déjà le cas en partie avec les ballons d'eau chaude, sur un cycle jour-nuit, mais au niveau, par exemple, d'un réseau de chaleur, le stockage de chaleur pendant quelques mois paraît également envisageable).

Le stockage d'électricité est cependant devenu un défi majeur de la transition énergétique au niveau mondial. En effet, le vecteur « électricité » va devenir de plus en plus présent et le stockage devient indispensable avec l'intégration croissante d'EnRi² dans les systèmes électriques de nombreux pays ainsi qu'au développement de la mobilité électrique (sans parler des applications nomades qui se multiplient). Comme le souligne le projet de PPE³ 2019-2028 mis en consultation par le Ministère de la transition écologique et solidaire le 25 janvier 2019 (page 172), il existe un grand nombre de technologies de stockage d'électricité, chacune avec des coûts, des degrés de maturité et des caractéristiques techniques de puissance, énergie, temps de réponse, durées d'intervalle entre charge et décharge, densité énergétique différentes, visant des marchés de stockage centralisé, distribué ou diffus. A l'heure actuelle, aucune technologie de stockage d'électricité ne permet de couvrir simultanément l'ensemble des services attendus qui sont très variés.

Pour l'instant, toujours au niveau mondial, le stockage stationnaire d'électricité reste, de très loin, l'apanage des STEP⁴ (98% de la base installée, soit 145 GW), mais la dynamique d'usage des **batteries** (notamment en local) et la baisse tendancielle de leurs coûts (-19% par an au MWh stocké sur les cinq dernières années) suscitent un fort intérêt, à la fois des entreprises et des centres de recherche.

S'agissant de la France où la production d'électricité décarbonée et non-intermittente est plus forte que dans la plupart des autres États membres de l'UE grâce au nucléaire et à l'hydraulique, et où les prix de détail de l'électricité sont relativement faibles, l'intérêt du stockage d'électricité est nuancé :

- En termes de politique énergétique, le stockage stationnaire, notamment par batteries, peut contribuer, d'une part, à l'équilibre offre-demande du système électrique (flexibilité), d'autre part, à la qualité du courant distribué (services système), mais à court ou moyen termes le besoin apparaît plus évident dans les ZNI⁵ qu'en métropole.
- En termes de politique industrielle, il représente par contre un enjeu considérable pour développer une offre industrielle compétitive, tant en systèmes de stockage stationnaire pour

¹ Opération dont le rendement est très faible, voir annexe.

² Énergies renouvelables intermittentes (essentiellement éolien et solaire PV).

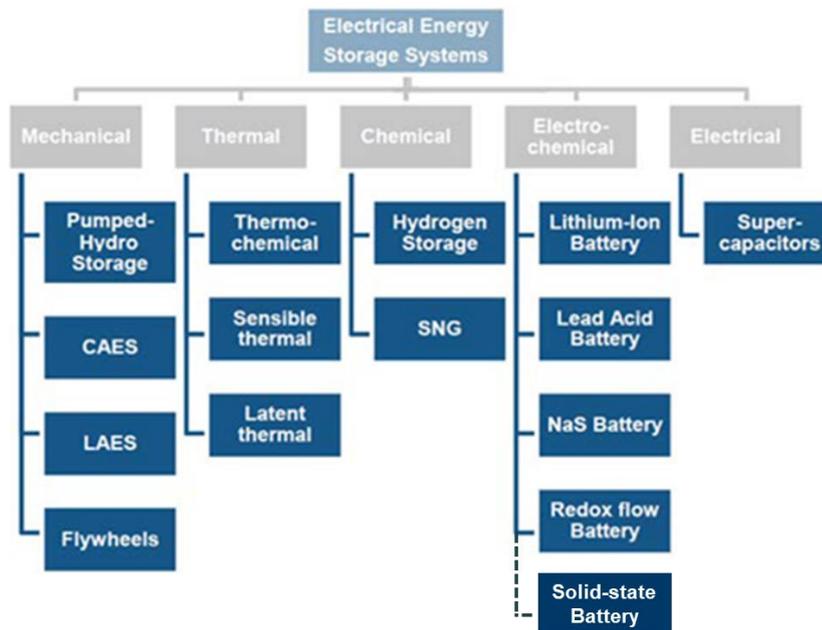
³ Programmation pluriannuelle de l'énergie (article L. 141 du code de l'énergie).

⁴ Station de transfert d'énergie par pompage (« *Pumped Storage Hydropower* » en anglais).

⁵ Zones non interconnectées.

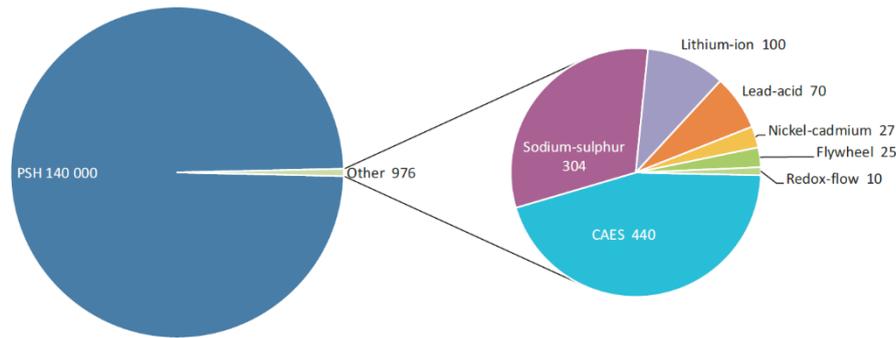
l'exportation qu'en batteries liées à la mobilité (plus particulièrement pour la construction automobile).

S'agissant de la politique énergétique, il convient de signaler l'incertitude qui demeure, au niveau d'un pays tel que la France, sur la viabilité d'un système électrique qui serait basé essentiellement sur des énergies renouvelables et du stockage, du moins dans l'état actuel des connaissances. Il existe cependant des « niches », comme les ZNI ou l'accès à l'électricité dans des pays insuffisamment dotés de réseaux électriques, pour lesquelles l'intérêt socio-économique et environnemental du stockage est évident. Par contre, à l'échelle d'un pays industrialisé de la taille de la France, les hypothèses de stockage futur reposent parfois sur des démonstrateurs subventionnés depuis déjà plusieurs décennies sans qu'on ne puisse encore en déduire quelles technologies seraient les plus pertinentes. Ce constat peut être fait dans certaines études prospectives à 2050 ou 2060 (dont celles publiées par l'ADEME prônant un mix à 100% d'énergies renouvelables) où le stockage est pourtant indispensable à l'équilibre futur entre offre et demande. Une remarque similaire peut être faite au niveau européen où s'échafaude, probablement à grand frais, une Europe de l'électricité dont la validation reste à prouver.



Principales technologies de stockage de l'électricité. Source : CGE d'après Conseil mondial de l'énergie, 2017 (CAES : Compressed Air Energy Storage ; LAES : Liquid Air Energy Storage ; SNG : Synthetic Natural Gas).

1. La technologie la plus éprouvée, tant en France que dans le monde, demeure celle de la STEP. La France dispose de six grandes STEP, mises en service entre 1976 et 1987, représentant au total une puissance de 4,2 GW en pompage et 4,9 GW en turbinage. Le projet de PPE 2019-2028 en cours de consultation envisage d'accroître cette puissance de 1,5 GW d'ici 2035.



Capacités de stockage d'électricité en service (raccordées au réseau) en 2014⁶, au niveau mondial, exprimées en MW (PSH : Pumped Storage Hydropower ; CAES : Compressed Air Energy Storage)

2. S'agissant des **batteries**, Il existe une grande variété de techniques proposées à divers niveaux de maturité. Leurs performances, et donc leurs types d'usages, diffèrent considérablement, notamment en termes de capacité, de densité d'énergie stockée, de temps de charge et de décharge, ainsi que de nombre de cycles. On peut citer parmi les plus prometteuses :

- **Lithium-ion (Li-ion)** : les batteries Li-ion sont très utilisées dans des applications nomades ou mobiles et elles existent sous de multiples formes, dont beaucoup sont en cours de développement, se différenciant notamment par la teneur en cobalt qui est un métal coûteux (voir ci-après). Les batteries Li-ion classiques disposent d'un séparateur polymère microporeux et l'électrolyte est constitué par un mélange de carbonates avec un sel de lithium. Certaines sont plus orientées vers la réserve de puissance et moins vers celle d'énergie ou la durée de vie, alors que d'autres possèdent une grande densité (massique et volumique) d'énergie. Elles nécessitent peu de maintenance mais présentent des risques en cas de surcharge, des coûts de fabrication élevés et sont difficilement recyclables.
- **Sodium-soufre (Na-S)** : les électrodes liquides sont constituées de sodium fondu (pôle négatif) et de soufre (pôle positif). L'électrolyte solide intermédiaire est une céramique d'alumine. Elles présentent une haute densité énergétique et une bonne cyclabilité. Elles emploient des matériaux corrosifs et fonctionnent à haute température (de 300 à 350 °C). Cette technologie est adaptée pour les applications « grande échelle » telles que les industries électro intensives, les grands systèmes de back-up... Ces batteries ont une grande efficacité (jusqu'à 90%) et une forte densité énergétique, mais sont handicapées par un encombrement peu compatible avec les applications mobiles, une forte autodécharge par pertes thermiques (20% par jour) et des risques d'incendie difficile à maîtriser.
- **Batterie à flux circulants (Redox flow)** : L'énergie est stockée suivant le même mode que pour les piles à combustibles. Elles sont constituées de deux demi-cellules, l'une pour l'oxydation, l'autre pour la réduction, séparées par une membrane échangeuse d'ions. La puissance fournie est fonction de la taille de la membrane tandis que la quantité d'énergie dépend de la taille du réservoir d'électrolyte. Les batteries à flux ont l'avantage de nécessiter peu de maintenance et d'avoir une durée de vie importante.
- **Les batteries acides avancées** : Elles constituent une évolution des batteries acides traditionnelles. Les électrodes en carbone permettent d'augmenter la cyclabilité et l'élasticité de la charge. Cette technologie est déjà employée pour le stockage d'électricité du réseau électrique général.

⁶ Selon une autre estimation de l'AIE (WEI 2018), le stockage d'électricité au niveau mondial représenterait en 2017 environ 7 000 GW installés, dont 1 270 GW d'hydro-électricité, en tenant compte de l'hydro-électricité de stock (écluses et lacs), par opposition à l'hydro-électricité au fil de l'eau non stockable.

- De nombreuses nouvelles formes de batteries sont en cours de développement (telles que celles où le lithium est remplacé par un autre alcalin, les batteries organiques,...) et il est difficile de prédire lesquelles trouveront un marché. Les **batteries « tout solide »⁷ (« solid-state ») sont à signaler par l'enthousiasme qu'elles suscitent chez certains experts bien qu'il doive être tempéré.** Ces batteries peuvent être classées en trois grandes familles : électrolytes polymères, verres et céramiques. Leur principal avantage réside dans la sécurité et des progrès sont attendus sur les autres caractéristiques, mais leur avènement à grande échelle n'est probablement pas pour le court terme car des défis restent à relever :
 - Densité d'énergie : les gains annoncés reposent sur le remplacement du graphite par du lithium métal mais les électrolytes solides tolérant le contact avec le lithium métal et permettant son cyclage sont actuellement difficiles à trouver. Les céramiques sont très lourdes (densité 5) et le cyclage se passe mal aux joints de grains. Les polymères sont souvent limités en tension. Pour que le gain en densité d'énergie se concrétise, il faudrait aussi des épaisseurs très fines d'électrolyte solide (<20 µm) aujourd'hui hors de portée pour les verres et les céramiques.
 - Coûts : pour obtenir des coûts compétitifs, il semble plus efficace aujourd'hui de se concentrer sur les procédés (notamment fabrication d'électrodes sans solvant) et la synthèse de matériaux actifs (réduction de la température).
 - Température d'usage : les cellules qui fonctionnent aujourd'hui le font souvent à plus de 60°C (cas de la BlueCar du Groupe Bolloré). Les efforts actuels de R&D devraient permettre de descendre vers la température ambiante, notamment avec les verres ou les céramiques, mais les cahiers des charges, notamment pour la construction automobile, vont souvent bien plus bas. Dans ces cas, la gestion thermique au niveau du pack impliquera des pertes supplémentaires en masse, volume, énergie, coût,... Une batterie qui fonctionne à chaud peut être pertinente pour le stockage stationnaire, ce qui justifie l'intérêt dans cette technologie, mais il n'est pas sûr que le marché soit suffisant pour justifier une filière dédiée.
 - Matériaux rares : les verres contiennent généralement une quantité non négligeable de lithium (en plus de celui qui cycle) et les céramiques utilisent typiquement du lanthane ou du germanium ; seuls les polymères ne posent pas de nouveaux problèmes du point de vue des matériaux rares.
3. Parmi les autres formes de stockage d'électricité en cours de développement, les technologies de « **Power to X** » paraissent les mieux adaptées au stockage inter-saisonnier, notamment le stockage d'hydrogène produit par électrolyse. La transformation supplémentaire de l'hydrogène en ammoniac ou, par combinaison avec du CO₂, en bio-méthane ou en biocarburant, peut ouvrir des perspectives de « verdissement » de la mobilité et de la pétrochimie, mais dans des conditions de rentabilité qui sont encore très incertaines. De plus, dans le cas du bio-méthane, l'impact environnemental des fuites est à examiner attentivement car le pouvoir de réchauffement de ce gaz est très supérieur à celui du CO₂ pur.

Par ailleurs, le rendement du Power to X est très faible. Pour être en mesure d'assurer l'ensemble du stockage saisonnier par Power to X, il faudrait pouvoir déplacer une quantité d'électricité de l'ordre de 40 TWh, ce qui exigerait de disposer de gisements considérables d'électricité décarbonée et bon marché. Ainsi, si le rendement était de 30% (cas favorable où X est de l'hydrogène), il faudrait produire 90 TWh d'électricité en plus de celle consommée et s'il était de 25% (cas favorable où X est de l'ammoniac ou du méthane de synthèse), il faudrait produire 120

⁷ Une batterie « solide », également appelée batterie « à électrolyte solide » ou batterie « tout solide » désigne un type d'accumulateur électrique pour lequel l'électrolyte, placé entre l'anode et la cathode, est solide sous forme d'une plaque de verre ou de gel. Un exemple est la batterie Lithium Métal Polymère (LMP®) développée par la société Blue Solutions, filiale du groupe Bolloré qui équipait les Autolib.

TWh (plus du quart de la consommation actuelle) en plus par rapport à la consommation, juste pour alimenter les pertes.

4. On peut citer également les **supercapacités**, ou supercondensateurs, qui permettent de délivrer en un temps court une puissance importante. Elles peuvent être couplées avec une batterie afin de créer un système combinant les bénéfices des deux technologies. Les développements des supercapacités portent actuellement sur l'augmentation de la densité d'énergie.
5. Le concept du « **vehicle to grid** » (**V2G**) où sont mutualisées des batteries de véhicules électriques à l'arrêt (après accord de leurs propriétaires) pour les mettre à disposition du réseau sous forme de stockage, semble prometteur sur des usages de flexibilité journalière (puissance limitée, charge intelligente), tels que les services système (voir ci-après) ou l'écrêtage de la pointe électrique du soir. De nombreuses expérimentations sont en cours mais il faut attendre que le parc de véhicules électriques soit suffisamment important pour pouvoir en déduire des coûts fiables, des modèles d'affaires (ex. : quelle rémunération aux propriétaires de véhicules pour qu'ils acceptent de mettre à disposition leurs batteries ?) et des « gisements » possibles de stockage, principalement en usages intra-journaliers (suivi de charge au pas de quelques minutes ou dizaines de minutes, services système instantanés, etc.).

Si, par exemple, le parc français de véhicules comprenait 30% de véhicules électriques, il en résulterait une demande supplémentaire d'électricité de 25 à 30 TWh par an, mais les batteries permettraient de mettre sur le réseau un stock équivalent à 4 h à 9 h de consommation d'électricité, avec un bon rendement et une bonne cyclabilité.

Ainsi, dans la mesure où le modèle d'affaires du V2G se préciserait, avec notamment des infrastructures de charge appropriées, l'intérêt de ce concept serait double : économique grâce à la diminution du coût des batteries de véhicules électriques permise par leur fabrication en grandes séries (comme cela a été le cas pour le coût des batteries nomades d'ordinateurs et téléphones mobiles) et énergétique grâce à la fourniture de services à coût réduit du fait du double usage mobilité/stationnaire.

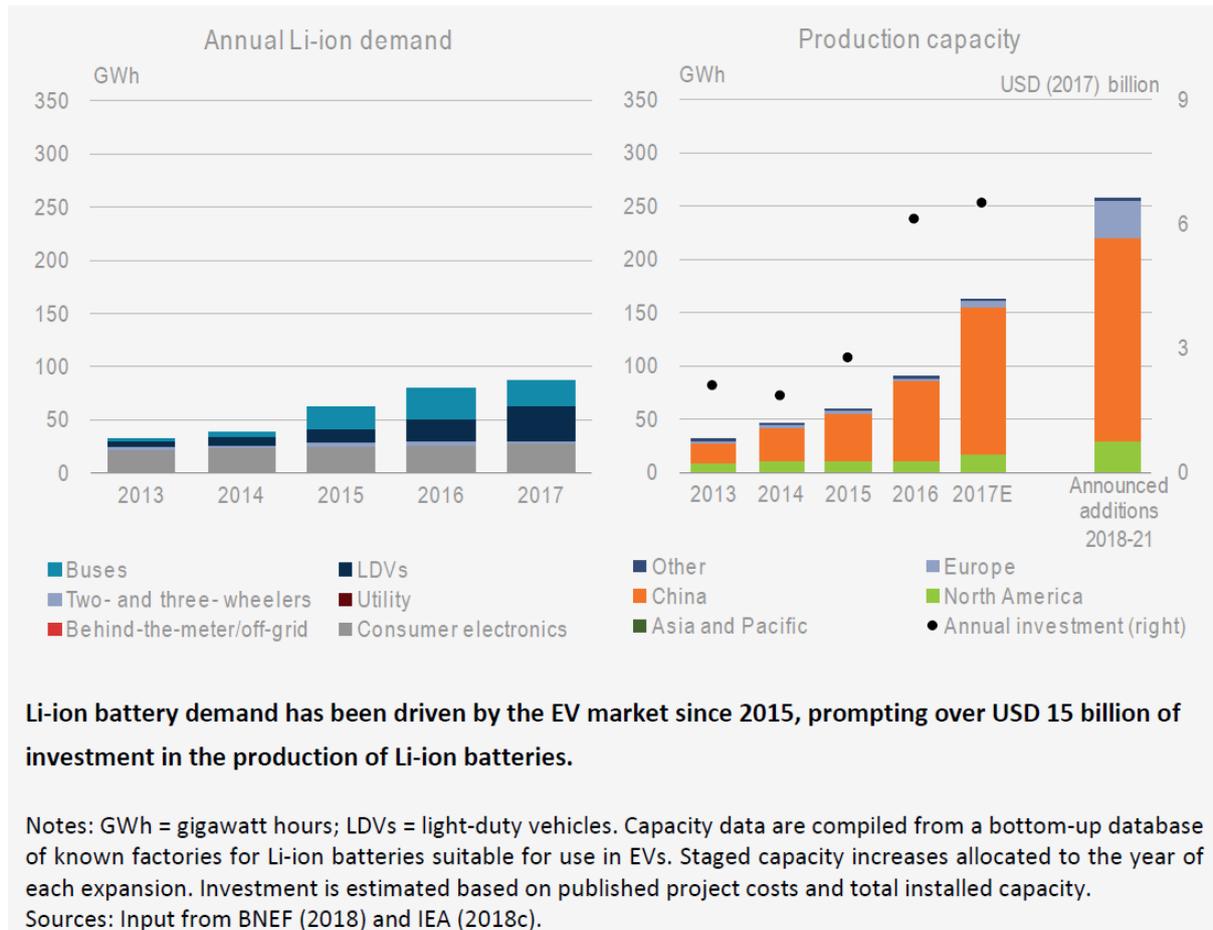
6. Si les batteries Li-ion paraissent devoir dominer à court-moyen terme pour la mobilité, le choix de technologies paraît nettement plus ouvert pour les applications stationnaires. La valeur du stockage stationnaire d'électricité est liée aux différents services qu'il peut rendre, particulièrement dans les zones où le réseau est insuffisant, et le stockage par batterie peut se trouver en concurrence avec d'autres technologies ou services de gestion de la flexibilité : pilotage de la demande (effacements), stockage de chaleur, etc. En ce qui concerne la France, dont le mix électrique est assez facilement pilotable grâce au nucléaire, des applications spécifiques (services système dans le cadre du marché d'ajustement, ZNI, etc.) peuvent néanmoins représenter des débouchés importants.

Aspects industriels

7. Dans le cadre du plan d'action adopté par la Commission européenne pour « *faire de l'Europe un leader dans la production durable et compétitive de batteries* », l'Allemagne et la France ont déclaré, lors de la 6^{ème} réunion des Amis de l'industrie qui s'est tenue à Paris le 18 décembre 2018, qu'elles allaient coopérer dans les prochains mois pour développer une approche commune en vue d'établir une production industrielle innovante et respectueuse de l'environnement de cellules de batteries en Europe. L'objectif initial porte sur des batteries liées à la mobilité, mais le transfert de compétence vers les batteries pour stockage stationnaire en serait grandement facilité. La France et l'Allemagne envisagent de soutenir un grand projet à l'échelle européenne qui pourrait être qualifié de « *projet important d'intérêt européen commun* » (PIIEC ou IPCEI en anglais). A cet

effet, la DGE a lancé un appel à manifestation d'intérêt (clôturé fin janvier 2019) afin d'identifier des entreprises qui pourraient y participer sur le territoire français, en lien avec des partenaires d'autres États membres.

Parmi les consortiums susceptibles de bénéficier du statut PIIEC figurent celui porté par Saft, avec Siemens et Solvay, et celui monté par BASF, avec Varta et Ford. Si la France, n'a pas encore donné de chiffre quant à son investissement pour la filière, l'Allemagne a déjà débloqué un milliard d'euros pour financer différents projets d'ici à 2022. Compte tenu des enjeux pour la construction automobile et dans la mesure où l'Allemagne dispose, encore pour longtemps, de confortables capacités de production pilotables (charbon, lignite, gaz, hydro-électricité de Norvège, etc.), il ne faut pas négliger la tentation que pourrait avoir ce pays de faire cavalier seul.

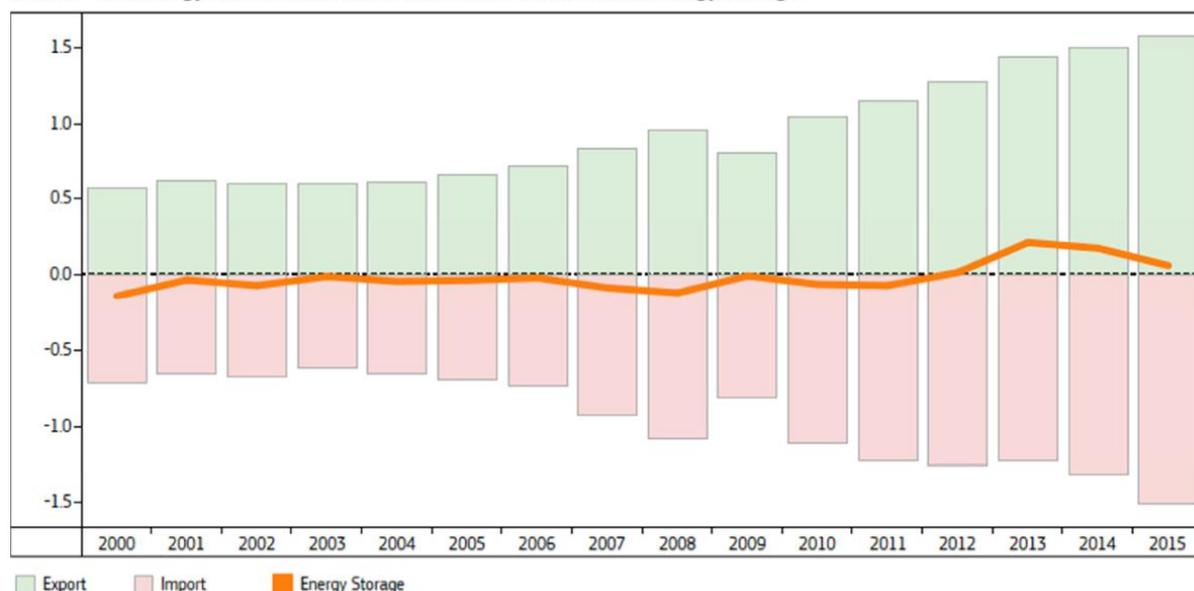


Li-ion battery demand has been driven by the EV market since 2015, prompting over USD 15 billion of investment in the production of Li-ion batteries.

Demande de batteries Li-ion de 2013 à 2017 et capacité de production par région (source : AIE, 2018)

- Après une longue léthargie, le stockage d'électricité, stimulé par les applications nomades et les véhicules électriques permettant, dans certaines conditions, de décarboner le secteur des transports, foisonne d'innovations, d'idées de nouveaux modèles et d'expérimentations. La R&D publique et privée dans ce domaine est très active, partout dans le monde, et les soutiens des pouvoirs publics sont importants. La France a une balance commerciale positive en ce qui concerne les équipements de stockage d'énergie, du moins en extra-européen (notamment vers les USA, la Russie et la Suisse), mais elle est la plus négative des 28 États membres en intra-européen. Globalement pour l'UE cette balance est restée pratiquement à l'équilibre jusqu'en 2015, mais la situation se dégrade sous l'impact des importations en provenance d'Asie.

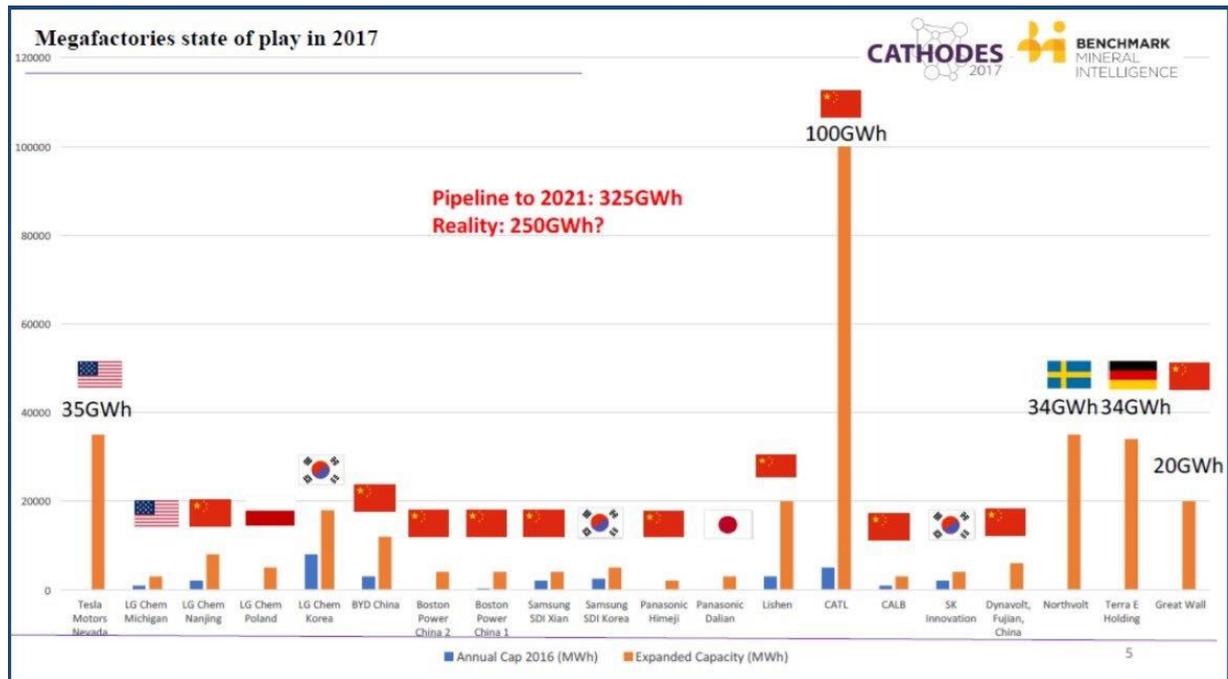
i) EU28 - Technology trade balance (X-M) with Extra-EU28 [EUR Bn]: Energy Storage



Source : EU-SET-Plan, JRC EU energy technology trade (juillet 2017)

9. Il paraît évident que la France doit rester dans la course pour disposer de capacités industrielles en production de batteries, tant pour les usages de mobilité que pour les usages stationnaires, les marchés en jeu étant considérables au niveau mondial, dans les deux cas. Il convient d'être vigilant sur le fait que la construction d'une « *gigafactory* », basée sur les technologies actuelles, ne mette pas en péril le maintien de capacités lors de l'avènement d'ici 2030 de nouvelles générations de batteries, qui pourraient être, selon plusieurs experts rencontrés par la mission, les batteries « tout solide ».

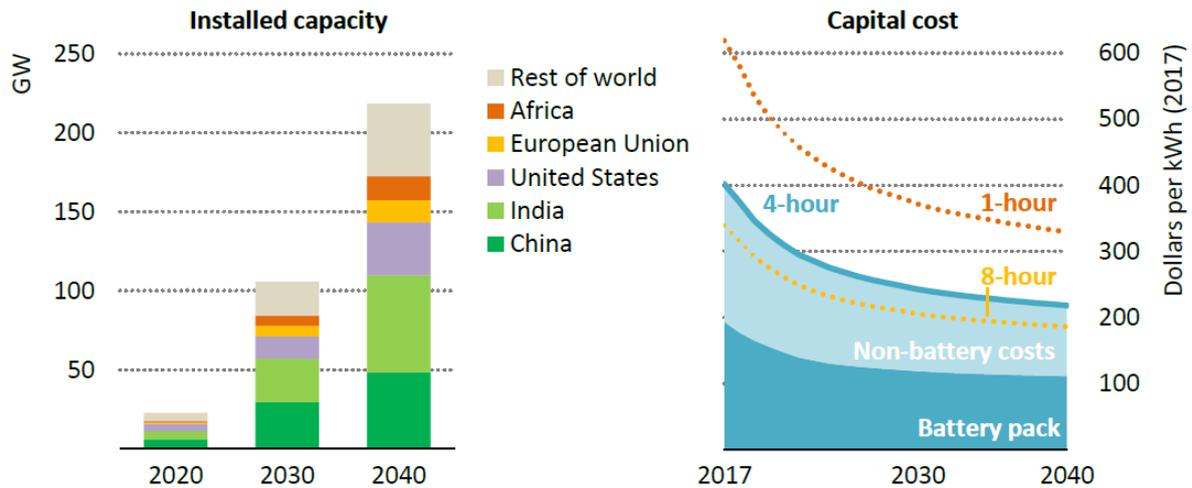
En tout cas, l'implantation en France d'une « *gigafactory* », accompagnée d'un éco-système approprié, ce qui est tout aussi important, paraît être une condition indispensable pour assurer la place de la France dans les marchés mondiaux qui se profilent, mais il s'agit d'un défi qui déborde l'enjeu du territoire national et de la politique énergétique. D'évidentes synergies avec l'industrie de la construction automobile jouent un rôle important dans le choix de mise en œuvre.



Usines en construction ou décidées en 2017 pour la fabrication de batteries Li-ion

10. L'engouement pour le stockage stationnaire d'électricité, particulièrement sous forme de batteries, est mondial et des progrès importants ont été obtenus depuis 10 ans, à la fois en termes de coûts et de performances, en raison du développement tant de nouveaux usages et des applications nomades de l'électricité que de la décarbonation des systèmes énergétiques en faveur de l'électricité. Entre 2012 et 2017, le montant des investissements mondiaux dans le stockage stationnaire d'électricité a été multiplié par 6 selon l'AIE (WEI 2018), malgré une chute de 8% en 2017 liée à la baisse des prix du pétrole. Les perspectives de développement sont florissantes, selon l'AIE, avec une capacité installée en systèmes de taille professionnelle qui, dans le scénario « New Policies », atteindrait 220 GW en 2040 (contre 22 GW en 2020), principalement en soutien de l'éolien et du photovoltaïque (avec un modèle d'affaires basé sur le cumul de revenus en arbitrage pour l'énergie et en services système).

Toujours selon l'AIE, dans des pays comme l'Inde, les batteries deviendraient compétitives entre 2020 et 2030, pour le passage des pointes de consommation, par rapport à des turbines à gaz.



Declining costs for battery storage systems underpin utility-scale deployment to reach 220 GW by 2040, most of which is paired with renewables

Note: The figure with cost breakdown (on the right) refers to four-hour battery storage.

Perspectives de déploiement et de coût des systèmes de batteries à usage professionnel (« utility-scale battery storage systems ») d'ici 2040 selon le scénario NPS (New Policies Scenario) de l'AIE (source : AIE, World Energy Outlook 2018).

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, voire le nickel. En effet, l'extraction ayant des conséquences potentiellement graves pour l'environnement, plusieurs pays occidentaux ont fermé leurs mines, laissant souvent la Chine et, pour le cobalt, la RDC, en situation de quasi-monopole. Le lancement d'un programme de recyclage des batteries paraît judicieux, de même qu'un encouragement à la prospection minière, en France (Nouvelle Calédonie notamment) et en Europe.

Le cobalt devrait jouer un rôle important dans les prochaines années en lien avec le développement de la mobilité électrique et des batteries Li-ion, avant l'arrivée d'une nouvelle génération de batteries moins dépendantes. Très médiatisé en 2017-2018, période pendant laquelle les cours ont été multipliés par 3, la fièvre sur le cobalt est retombée début 2019 (bibliographie [21]), mais la forte volatilité des cours reste un sujet de préoccupation.

La pénurie globale de lithium ne semble pas d'actualité. Ainsi, sur la base qu'il faut 143 g de lithium pour stocker 1 kWh, 10 kg de lithium permettrait de disposer⁸ d'une batterie de 70 kWh, ce qui est une quantité confortable pour un véhicule. Or, selon l'USGS, les réserves d'ores et déjà prouvées s'élèvent à 53 Mt (Bolivie, Chili, Chine, USA, Australie, ...), soit l'équipement de 5 milliards de véhicules⁹. Par ailleurs, des substituts au lithium font l'objet de travaux de recherche qui pourraient aboutir d'ici une dizaine d'années.

La fabrication des cellules nécessite par ailleurs beaucoup d'énergie (plusieurs centaines de kWh pour chaque kWh stockable), ce qui entraîne des émissions de CO₂ plus ou moins importantes

⁸ Un autre mode de calcul consiste à considérer que le passage de Li à Li + 2 moles de Li (14 g) permet d'échanger 1 faraday (96 500 coulombs) avec un potentiel d'électrode de 3,6 V, soit un stockage d'environ 350 kJ.

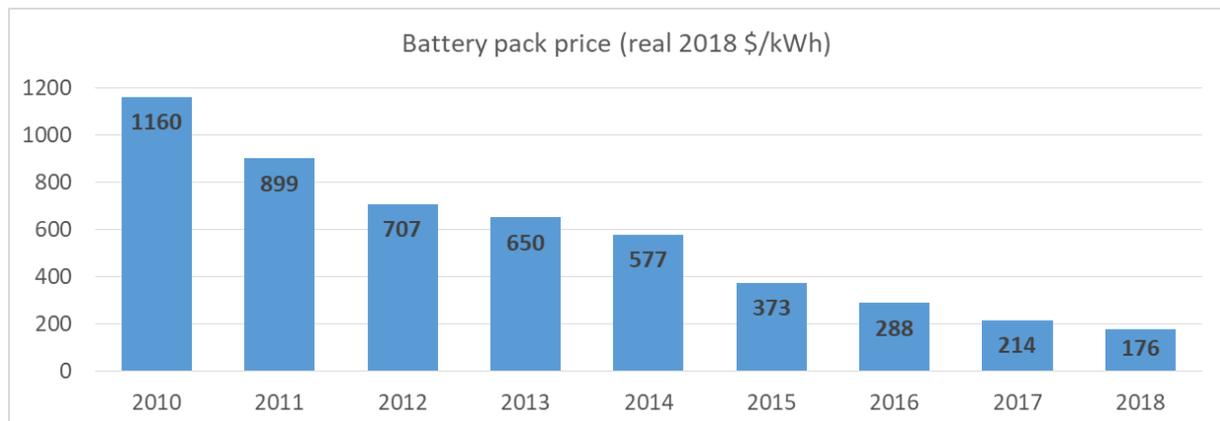
⁹ Soit un stockage cumulé de 350 TWh (70 kWh x 5 milliards), ce qui ne résout pas tous les problèmes de stockage.

selon le mix électrique du pays de fabrication. Le contenu en carbone « gris » d'une batterie est estimé entre 150 et 200 kg de CO₂/kWh (voir notamment [20]).

12. Outre le recyclage des batteries et de leurs composants en fin de vie, un marché de « seconde vie » semble envisageable en utilisant des batteries de véhicules électriques à performances dégradées (de l'ordre de -15% à -20% en capacité au bout de 7 à 8 ans pour les batteries Li-ion) pour le stockage stationnaire (soutien au réseau, stockage décentralisé). Des tests sont en cours chez les constructeurs automobiles et des entreprises spécialisées (Forsee Power, Powervault, Connected Energy, ...), mais le marché du véhicule électrique n'est pas assez développé pour en tirer des conclusions sur la viabilité du modèle économique.

Aspects économiques

13. La baisse du coût du stockage par batterie depuis une dizaine d'années est presque aussi spectaculaire que celle des cellules photovoltaïques, comme le montre le graphique ci-dessous, mais cette technologie n'est utilisable en mode stationnaire que pour des durées de quelques minutes à quelques heures, voire au mieux quelques jours, selon la taille des « fermes à batteries », ce qui ne suffit pas à répondre notamment aux besoins de stockage inter-saisonnier.



Lithium-ion battery price survey results: volume-weighted average. Source: Bloomberg NEF. Note: The data in this chart has been adjusted to be in real 2018 dollars.

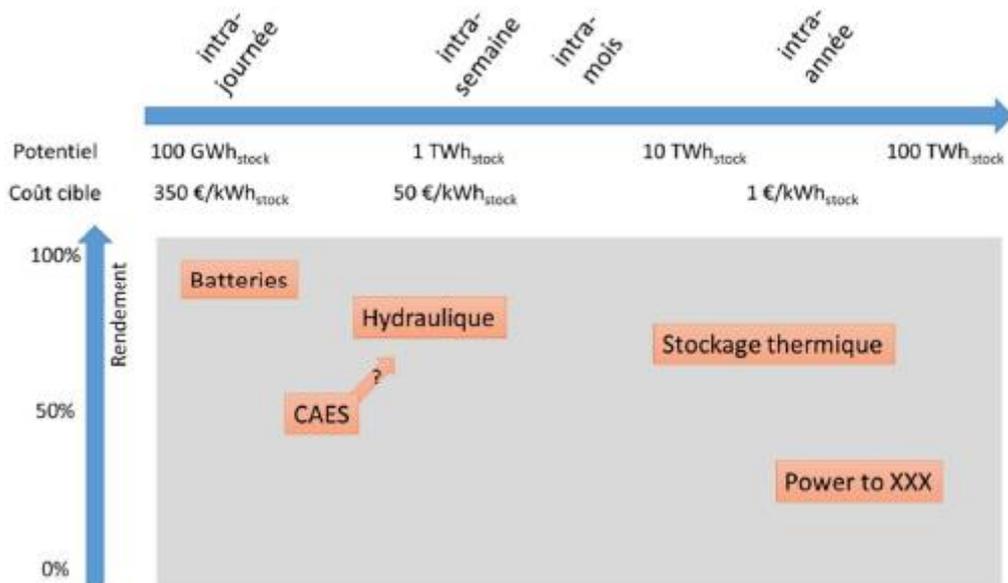
Le prix des batteries lithium-ion a baissé de 85% entre 2010 et 2018, suite à des progrès techniques aux niveaux de la cathode, de la cellule et du package, qui ont amélioré la densité énergétique, et d'autres baisses et améliorations de performances sont attendues grâce à une industrialisation de plus en plus poussée, de sorte que certains analystes pronostiquent un prix de 100 \$/kWh d'ici une dizaine d'années. Néanmoins, Bloomberg aurait constaté une remontée des prix au cours de l'année 2018, de sorte qu'il convient d'être prudent.

14. La valeur du stockage stationnaire d'électricité est difficile à estimer parce que le recul manque sur son usage à grande échelle et que les services potentiels sont multiples. Selon la technologie utilisée, il est possible par exemple de faire du réglage de l'onde électrique ou du back-up d'EnRi. Or, il est beaucoup plus difficile, et donc coûteux, de lisser la demande d'électricité en inter-saisonnier, qui fait déplacer de grosses quantités d'électricité (de l'ordre de 40 TWh à consommation actuelle), qu'en court terme, par exemple pour effectuer du réglage de fréquence.

Si les batteries sont bien adaptées pour ce dernier usage, en réserve de puissance, elles le sont beaucoup moins en réserve d'énergie pour le lissage inter-saisonnier car le coût de fabrication des batteries nécessite de minimiser leur taille et de les utiliser le plus fréquemment possible. Elles ne sont pas adaptées non plus au lissage hebdomadaire, ou à 2-3 jours, qui caractérise le soutien à l'éolien, alors qu'avec le développement rapide de cette forme de production d'électricité, le

risque de déficit de vent simultanément en France et en Allemagne (comme ce fut le cas par exemple du 21 au 23 septembre 2017) devient de plus en plus difficile à compenser. À cette aune, le stockage interannuel, par exemple pour lisser entre une année avec peu de vent et une année avec vent, paraît moins dimensionnant.

À titre d'exemple, la grande « ferme à batteries » de Tesla mise en service fin 2017 en Australie du Sud dispose d'une réserve de 130 MWh, soit l'équivalent de seulement 8 min de fonctionnement d'une centrale thermique de 1 000 MW (taille moyenne d'un réacteur nucléaire ou d'une centrale au charbon), même si elle permet de soutenir le réseau local de manière satisfaisante.



Positionnement de différents systèmes de stockage en fonction de leur rendement (en ordonnée) et de leur capacité à gérer une durée de stockage (en abscisse) dans l'hypothèse d'un coût de stockage d'environ 50 €/MWh/cycle à l'horizon 2030. Source : CEA-Liten, 2018.

Le graphique ci-dessus prend l'hypothèse – arbitraire - d'un coût du stockage qui serait descendu d'ici 2040 à 50 €/MWh/cycle, de façon à ce que le coût de l'électricité, après passage par le stockage, ne soit pas trop supérieur au coût prévisible de l'électricité non stockée (autrement dit, le stockage ne ferait que doubler le prix de l'électricité qui y séjourne). Avec cette hypothèse, on peut en déduire le **coût « cible » de l'investissement** dans un système de stockage, en fonction du besoin de lissage :

- Stockage journalier (365 utilisations par an, c'est-à-dire 365 cycles par an, avec une durée de vie de 20 ans) : $365 \times 20 =$ environ 7 000 cycles, à 50 €/MWh/cycle, soit un coût¹⁰ de 350 €/kWh_{stock}
- Stockage hebdomadaire (52 cycles/an, 20 ans) : $52 \times 20 \times 50 =$ environ 50 €/kWh_{stock}
- Stockage mensuel (12 cycles/an, 20 ans) : $12 \times 20 \times 50 =$ environ 10 €/kWh_{stock}
- Stockage intra-annuel ou saisonnier (1 cycle/an, 20 ans) : $1 \times 20 \times 50 =$ environ 1 €/kWh_{stock}

L'écart entre ces deux dernières valeurs « tolérables » et les coûts observés (de l'ordre de 200 €/kWh_{stock} pour les batteries d'automobiles à l'échelle du pack, soit 10 000 € pour un pack de 50 kWh_{stock}) indique que le principal enjeu consiste à faire baisser massivement les coûts du

¹⁰ Le coût ici considéré, exprimé en euros par quantité d'électricité stockée, soit €/kWh_{stock}, se réfère à la taille (exprimée en kWh) du dispositif de stockage et non à l'électricité effectivement déstockée comme c'est le cas dans les calculs du paragraphe 17 ci-après.

stockage mensuel et saisonnier. Ceci peut être facilité par la mise en commun de la fonction de stockage avec d'autres fonctions, telles que la production d'électricité, comme c'est le cas pour les STEP. En ce qui concerne le stockage journalier, voire hebdomadaire, les actuelles tendances de baisse de coûts d'investissement permettent d'envisager une utilisation des technologies connues dans des conditions économiques acceptables.

15. Comme il va être argumenté ci-après, la politique énergétique d'un pays, par la nature du système électrique auquel elle aboutit, impacte fortement la valeur du stockage stationnaire d'électricité dans ce pays. Dans un système électrique dominé par la production thermique d'origine fossile, comme c'est le cas en Europe, la valeur d'un transfert d'énergie électrique journalier est plus faible que les 50 €/MWh précités, si l'on considère la valeur du MWh évité par le déstockage, minoré du rendement de la technologie de stockage, nette de la valeur du MWh consommé et stocké. La décarbonisation du mix électrique par un recours prépondérant soit au nucléaire (comme en France où il est utilisé en base avec un coût marginal faible), soit aux EnRi, conduit à des valorisations très différentes du stockage.
16. Pour un stockage mensuel, voire saisonnier, si la technologie utilisée permet d'éviter une défaillance rare mais de longue durée (par exemple 15 h tous les 5 ans, soit 3 h en moyenne par an), sa valeur au MWh sera très élevée, jusqu'à plusieurs milliers d'euros par MWh, même si, sur 5 ans, le coût agrégé d'actionner ces moyens de stockage peut rester relativement faible. De fait, actuellement, le coût du stockage inter-saisonnier (lissage deux ou trois fois par an) reste prohibitif, quelle que soit la technologie.

Il convient de noter que la valeur s'analyse différemment pour le stockage d'électricité dédié à la tenue de fréquence car il nécessite de fournir de la puissance élevée – et non de l'énergie - sur une durée très courte, ce qui explique la différence de technologie.

17. Plus généralement, les conditions économiques du stockage stationnaire d'électricité diffèrent fortement en fonction de la constante de temps et de la cyclabilité attendues de l'usage désiré, et donc de la technologie du moyen de stockage utilisé. Ainsi, par exemple :
 - Les volants à inertie ont des constantes de temps de quelques minutes, ce qui est bien adapté au service de tenue de fréquence (qui nécessite une réserve de puissance).
 - Les batteries Li-ion présentent des constantes de temps de l'ordre de l'heure, ce qui les rend pertinentes pour des services système et le mécanisme d'ajustement, voire le « ramping » des centrales au gaz, même si elles sont aussi employées (à grand frais) pour du lissage journalier en association avec des panneaux photovoltaïques off-grid.
 - Les batteries sodium-soufre du constructeur japonais NGK ont une constante de temps de 7 h, ce qui permet de faire du lissage un peu plus long que les batteries Li-ion.
 - Les STEP françaises ont des constantes de temps comprises entre quelques heures et 30 h (Grand Maison), voire 40 h pour celle de Montézic, dans des conditions « nominales ».

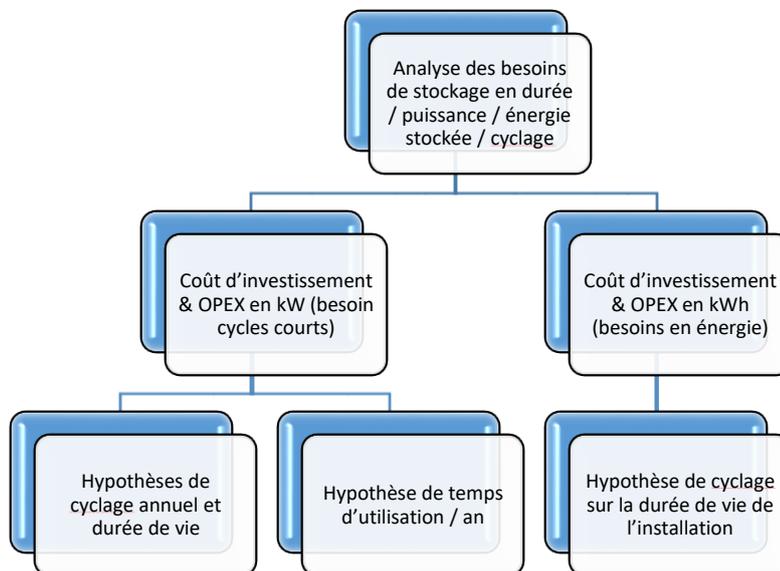
18. Le **coût du stockage** de l'électricité peut être exprimé en euros par kWh d'électricité stockée ($\text{kWh}_{\text{stock}}$), en tant que LCOS (« *Leveraged Cost Of Storage* »), incluant notamment un coût moyen pondéré du capital et un taux d'actualisation, en fonction du coût d'investissement et du coût d'utilisation des différents moyens. Deux grands modèles se dégagent dans ce domaine :
 - Les technologies de stockage qui nécessitent des coûts d'investissement élevés par unité de puissance, comme ce peut être le cas pour l'hydrogène (Power to X).

- Les technologies qui nécessitent des coûts d'investissement élevés par unité d'énergie stockée.

Principaux critères d'évaluation d'un système de stockage (par exemple une batterie) pour une application donnée (source : EDF, [14]) :

- Sécurité
- Coût : prix d'achat et coût de possession en général exprimé en €/kWh stocké (incluant rendement, auxiliaires éventuellement nécessaires et maintenance)
- Énergie disponible : électricité exprimée en MWh ou GWh pouvant être restituée au système électrique après décharge complète
- Puissance disponible : puissance déchargeable exprimée en W (pour une durée à préciser)
- Densité massique : énergie ou puissance disponible par unité de masse (kWh/kg ou W/kg)
- Densité volumique
- Durée de vie cyclique : nombre maximal de cycles obtenu en charge et décharge
- Durée de vie calendaire
- Rendement
- Plage en température

Dans les deux cas, le raisonnement permettant de juger de l'adaptation, ou non, de ces technologies à la demande de stockage est très différent. En effet, beaucoup de technologies utilisant des coûts d'investissement élevés par puissance stockée peuvent afficher in fine des coûts au kWh faible en faisant une hypothèse sous-jacente d'utilisation maximale des capacités. C'est le cas notamment pour les volants d'inertie ou les technologies de type hydrogène. Inversement, les technologies qui nécessitent des coûts d'investissement élevés par unité d'énergie stockée, peuvent faire une hypothèse plus conservatrice en termes de taux d'utilisation, mais restent structurellement très limités en termes de durée de stockage, comme les batteries Li-ion. Le graphique ci-après résume les principaux déterminants de l'évaluation des coûts de stockage dans ce contexte.



Ainsi, sur cette base, on observe les coûts suivants :

- Une batterie Li-Ion fonctionnant sur 2 200 cycles (soit environ 7 ans de durée de vie), avec un rendement de 80%, sur la base d'un coût d'investissement de 100 €/kWh (pour les véhicules électriques où le facteur énergie est dimensionnant) et de coûts d'entretien de 7% par an, délivre une électricité à un coût de l'ordre de 80 €/MWh.
- Un volant d'inertie de coût égal à 1 300 €/kW délivre de l'électricité à un coût compris entre 30 et 1 000 €/MWh selon que son utilisation se fait en régulation de fréquence (30

cycles/jour, ce qui est sans doute excessif pour l'Europe, avec 20 ans de durée de vie) ou en utilisation journalière.

- Une STEP à 4 600 h de fonctionnement annuel, dont 50% de stockage et 50% de déstockage, avec une durée de vie de 50 ans, délivre de l'électricité à un coût¹¹ de 77 €/MWh. Son coût complet (annuité) peut donc être estimé à $2\,300 / 1\,000 \times 77 = 177$ €/kW/an.

Il reste qu'aujourd'hui, mis à part les lissages courts ou très courts (réglage de fréquence, aide au démarrage de moyens conventionnels, ...), peu de systèmes de stockage d'électricité permettent d'espérer des coûts en dessous de 50 €/MWh.

19. Dans l'étude ADEME-Artelys « *Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060* » ([18], décembre 2018), les batteries seraient utilisées avec des durées de décharge de 2h, un rendement de 90% et une durée de vie de 10 ans. Selon cette étude, leur CAPEX passerait de 880 €/kW en 2020 à 356 €/kW en 2050, tandis que leur OPEX resterait stable à 5 €/kW/an. Avec l'hypothèse d'un taux d'actualisation de 5,25% par an et d'une électricité fournie gratuitement, le coût actualisé d'une batterie de 1 MW cyclant une fois par jour (730 MWh déstockés) baisserait ainsi à 78 €/MWh en 2050.

Toujours selon l'ADEME, pour le Power-to-Hydrogen, la baisse de coût des électrolyseurs serait la suivante : leur CAPEX passerait de 1 183 €/kW_e en 2020¹² à 663 €/kW_e en 2050, tandis que leur OPEX descendrait de 36 €/kW_e/an à 20 €/kW_e/an, avec un rendement qui croîtrait dans le même temps de 62,5% à 67%, avec une durée de vie limitée à 20 ans. La problématique du stockage d'hydrogène en bouteilles pourrait faire augmenter fortement les coûts du stockage saisonnier, à moins d'utiliser du stockage d'hydrogène en cavités géologiques, lorsque cela s'avère possible.

De façon générale, les hypothèses de travail prises par l'ADEME dans cette étude pour justifier une trajectoire de mix électrique quasiment sans nucléaire, paraissent très contestables et s'écartent des conclusions de la majorité des études faisant référence au niveau international, par exemple de l'AIE, du CME, du GIEC ou même de la DENA (agence homologue de l'ADEME en Allemagne). La plupart concluent en effet que toutes les solutions bas-carbone, y compris le nucléaire et le CCUS¹³, doivent être mises à contribution, sans tabou, pour pouvoir équilibrer sur le long terme l'offre et la demande d'énergie sans dégrader le climat. L'hypothèse d'importations massives, par les pays industrialisés, de méthane et de pétrole synthétique obtenus par des technologies de « *Power to X* » dans les pays les plus ensoleillés demeure hautement improbable pour des raisons autant économiques que géopolitiques.

20. La baisse du prix des batteries pour véhicule électrique n'est pas forcément transmissible ipso facto au stockage stationnaire. Dans le premier cas, le principal effort des travaux de R&D porte sur l'augmentation de l'autonomie alors que, dans le second, ils visent plutôt à augmenter le nombre de cycles en fonctionnement nominal.
21. Un système de stockage stationnaire d'électricité doit être accompagné de dispositifs auxiliaires qui le raccordent au réseau ou à l'unité de consommation, lorsqu'il est « *off-grid* », ce qui augmente son coût. Ainsi, pour un panneau photovoltaïque, les modules de stockage sont complétés par un système de gestion BMS (*Battery Management System*) qui surveille la bonne marche de toutes les cellules dans les modules et le communique à l'EMS (*Energy Management System*) pour garantir la sécurité du système. Un onduleur est aussi nécessaire afin de redresser le courant alternatif « AC » (réseau) en courant continu « DC » (batterie), en fonctionnement de charge, et, inversement, d'onduler le DC en AC, en fonctionnement de décharge. L'EMS représente

¹¹ Le coût ici considéré concerne l'électricité déstockée et n'est pas exprimée, comme au paragraphe 13 ci-dessus, par rapport à la taille (exprimée en kWh) du dispositif de stockage. Le rapport entre les deux représente le nombre de cycles.

¹² Cette valeur paraît très optimiste par rapport à un coût qui est actuellement voisin de 2 000 €/kW.

¹³ *Carbon Capture Utilization and Storage*.

l'intelligence du système, sur la base d'algorithmes qui lui sont propres : par exemple, il peut décider à quel moment une batterie doit se charger ou se décharger en fonction de la production solaire et de la consommation observée.

22. La « parité réseau » d'une technologie de production d'électricité, comme l'éolien ou le solaire PV, correspond au moment où l'autoproduction grâce à cette technologie devient compétitive par rapport à l'électricité obtenue via le réseau (y compris donc les coûts de transport et de distribution). En termes de LCOE¹⁴, cette parité est d'ores et déjà atteinte dans des localisations favorables, ce qui peut justifier, dans ces cas, l'arrêt des subventions généralement accordées à ces EnRi.

Néanmoins, lorsqu'on analyse les coûts d'un moyen de production d'électricité, il faudrait raisonner en **coût complet pour le système électrique** car le service apporté par ces EnRi peut être loin de la parité si l'on prend en compte l'ensemble des externalités (besoin de *back-up* et/ou d'effacement, maintien de la qualité du courant, etc.) : selon certaines études (voir par exemple [16]), l'externalité brute (solde entre externalités positives et négatives) liée à la production d'électricité par une EnRi est négative et varie entre 48 et 191 €/MWh, qu'il faudrait donc ajouter au coût de production, pour pouvoir assurer la satisfaction de la demande intérieure.

L'intérêt de raisonner ainsi en coût complet est de pouvoir cibler les moyens de réduire ce surcoût, par exemple grâce aux progrès attendus sur la compétitivité du stockage ou sur la flexibilité de la demande. Le coût complet est celui qui permet de comparer réellement les coûts des EnRi et des énergies pilotables, mais il est rarement mis en valeur (voir par exemple les études ADEME [18] et [19]), si ce n'est dans certaines études récentes de l'OCDE AEN (voir [17]).

23. Les besoins en flexibilité d'un système électrique sont fortement impactés par la structure du mix électrique du pays, comme le montre le tableau suivant :

Nombre d'heures de consommation à déplacer	Sans ENRi	Mix Volt ¹	Mix Ampère ²	Mix ADEME 100%
Pour lisser sur 1 jour	1 h	2 h	2.5 h	5 h
Pour lisser sur 1 semaine	7 h	15 h	20 h	40 h
Pour lisser sur 1 mois	35 h	60 h	70 h	130 h
Pour lisser sur 1 an	800 h	800 h	800 h	800 h

Besoins en flexibilité exprimés en nombre d'heures de stockage selon divers scénarios¹⁵ (¹ Volt : scénario RTE 40% EnR ; ² Ampère : scénario RTE 50% EnR). Source : CEA-Liten.

Guide de lecture : pour le lissage sur un an, dit inter-saisonnier, le photovoltaïque se trouve en opposition de phase par rapport à l'éolien (en général, le premier produit plus en été et le second plus en hiver), de sorte que des mix électriques à fort taux d'EnRi mais comprenant sensiblement plus d'éolien que de photovoltaïque, peuvent théoriquement aboutir à des besoins de flexibilité inter-saisonniers comparables à celui d'un mix « sans EnRi », ce qui explique les 800 h des scénarios « Volt » et « Ampère » de RTE et de « Mix 100% EnRé » de l'ADEME. Par contre, sur des durées de lissage plus courtes, les scénarios à fort taux d'EnRi sont nettement désavantagés.

¹⁴ LCOE, pour « *Levelized Cost of Electricity* », signifie coût actualisé de l'électricité. Il correspond au prix complet d'un kWh d'électricité sur la durée de vie de l'équipement qui le produit.

¹⁵ RTE a publié en 2017 une étude en lien avec le « Bilan prévisionnel d'électricité » qui comprend notamment le scénario Volt (40% d'ENR et 56% de nucléaire en 2035 – 55 GW, où les flexibilités sur la consommation suffisent à répondre aux besoins de flexibilité du système électrique et où les caractéristiques du système telles qu'envisagées par RTE ne permettent pas de rentabiliser les investissements dans des actifs de stockage) et le scénario Ampère (50% d'ENR et 46% de nucléaire en 2035 – 48,5 GW, où les besoins en nouvelles flexibilités sont également faibles à l'horizon 2035 et peuvent de la même façon être assurés par de l'effacement, le stockage étant une solution moins compétitive à cet horizon de temps).

À titre d'exemples, les flexibilités suivantes sont observées en France :

Stockage hydraulique	2h de consommation
Effacement (totalité sur 2017)	1,2h de consommation
Barrages (entre niveaux haut et bas sur 1 an)	30h de consommation
Arrêt du nucléaire 10% du temps	1000h de consommation

Ordres de grandeur de quelques moyens de flexibilité pour la France. Source : CEA-Liten

Le tableau ci-dessus témoigne de l'intérêt du nucléaire pour lisser la variabilité de la demande, que ce soit par « suivi de charge » ou par le bon choix des périodes d'arrêt pour maintenance. Le cas de l'Allemagne, qui connaît des coûts croissants de redispatching (1,5 milliard d'euros en 2018) et privilégie la construction de nouvelles lignes électriques, peut témoigner des difficultés rencontrées en la matière.

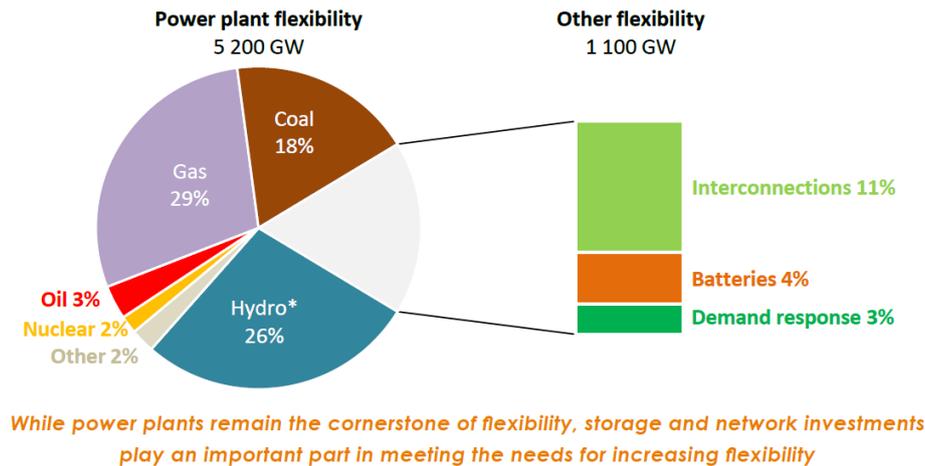
24. Dans la mesure où les coûts des électrolyseurs baisseraient suffisamment, à long terme, c'est-à-dire à un horizon de l'ordre de 2050, on peut imaginer un système de stockage d'électricité en grande quantité (par exemple 50 TWh) sous forme d'**hydrogène** qui serait compatible avec des réseaux de gaz « verdis » par injection d'hydrogène lorsqu'il y aurait des surplus. Le stockage hebdomadaire et inter-saisonnier en serait grandement facilité par rapport à une option, qui serait très coûteuse sur ce type de lissage, basée sur des batteries.

A l'heure actuelle, un tel système, où cohabiteraient les deux vecteurs, électricité et hydrogène, que ce soit pour la production d'électricité ou la mobilité, paraît utopique mais il mérite d'être étudié, ne serait-ce que par l'intérêt qu'il suscite dans certains pays. Ainsi, le gouvernement japonais communique beaucoup sur le concept d'« *Hydrogen Society* » alors que l'Allemagne, qui semblait dix ans plus tôt avoir misé sur l'hydrogène, est devenue bien plus discrète sur ce sujet.

Applications en termes de politique énergétique

25. Pour les raisons économiques et environnementales précitées, il paraît probable que le stockage stationnaire par batteries va rester limité en France, au moins d'ici 2030-2040. Les principaux usages qui vont se développer concerneront les « services système » et notamment la fourniture de « réserve primaire » pour le réseau électrique, ce qui nécessite une forte réactivité et un grand nombre de cycles annuels, ce qui permet de réduire le coût de l'électricité déstockée.
26. Il est cependant acquis que le réseau électrique du futur, d'ici 2030-2040, devra disposer de nouvelles flexibilités pour assurer l'équilibre entre offre et demande, dans un contexte où la demande d'électricité pourrait être orientée à la hausse du fait de nouveaux usages qui ne cessent d'apparaître et de se développer (tels que les véhicules électriques). Cette flexibilité apparaît sous diverses formes :
- au niveau de la production en pilotant les équipements qui peuvent l'être (y compris par « *curtailment* », c'est-à-dire par restriction d'accès au réseau de l'électricité d'origine EnRi),
 - au niveau de la consommation, par des mécanismes d'effacement avec incitations tarifaires (malgré les espoirs mis dans les effacements « volontaires » considérés comme gratuits),
 - au niveau de la consommation également, par des substitutions d'énergies fossiles par de l'électricité bas-carbone (particulièrement dans les transports),
 - par des moyens de stockage, y compris l'usage pour le réseau de batteries de véhicules électriques (V2G),
 - par des conversions vers d'autres vecteurs énergétiques (hydrogène, méthane, chaleur, ...).

Les diverses formes de stockage d'électricité actuellement disponibles dans les conditions de marché résultant des baisses de prix précitées permettront de soulager les « services système » nécessités pour l'équilibre du système électrique en présence d'une proportion de plus en plus forte d'énergies intermittentes. Cependant, la modélisation simplifiée mise en œuvre par la mission démontre que, à niveau de consommation électrique stable - hypothèse exigeante malgré les progrès attendus en efficacité énergétique -, la contribution du stockage dans un mix électrique à très forte proportion d'EnRi ne suffirait pas à résoudre d'énormes difficultés technico-économiques et d'acceptation sociale.



* Includes pumped storage.

Contribution potentielle des divers modes de flexibilité au niveau mondial en 2040 dans le scénario « New Policies » de l'AIE, World Energy Outlook 2018 (source : AIE, novembre 2018).

27. Le système électrique futur de la France doit être aussi décarboné que possible, ce qui, dans l'état actuel des connaissances, limite l'origine de l'électricité consommée à cinq sources :

- Les EnRi (éolien et photovoltaïque) et les énergies renouvelables pilotables pour partie (hydraulique, énergies marines).
- Les énergies renouvelables thermiques, primaires ou secondaires, qui sont pilotables (biomasse, géothermie).
- Les importations, qui sont tributaires des disponibilités dans les pays voisins et pas forcément décarbonées.
- Le nucléaire, qui est pilotable et permet le « suivi de charge » (adaptation en cours des centrales françaises).
- Le déstockage.

En dehors des périodes de prix négatifs qui reflètent une situation d'échec par excédent d'offre (« productions fatales ») et en dehors des situations de crise qui nécessitent des « leviers exceptionnels », RTE, en tant que responsable d'équilibre du réseau, dispose de six outils « bas carbone » pour ajuster l'offre et la demande :

- La flexibilité de l'offre grâce aux équipements pilotables.
- La flexibilité de la demande comme moyen de régulation classique ou de prévention de crise (baisses de tension, effacements, ...).
- Les économies d'électricité, de façon structurelle mais avec une inertie de plusieurs années, ce qui atténue mais ne résout pas le problème de l'équilibre instantané.

- Le « suivi de charge » par les centrales nucléaires, c'est-à-dire la modulation de la production en fonction des besoins.
- Les exportations pour évacuer des excédents de production si les pays voisins sont acheteurs ou les importations, si elles sont disponibles, en cas d'insuffisance d'approvisionnement national.
- Le stockage des quantités produites en excédent ou le déstockage en cas de pénurie.

Lorsque ces moyens « bas carbone », ou parfois à tort considérés comme tels (les importations peuvent être d'origine carbonée), ne suffisent pas, RTE doit recourir à des moyens thermiques classiques, essentiellement au gaz, ce qui nécessiterait des « compensations carbone » pour maintenir la neutralité carbone du secteur de l'électricité (CCUS ou achat de permis à polluer).

28. Les arguments socio-économiques utilisés par l'ADEME ou des associations anti-nucléaires pour justifier l'intérêt d'un mix électrique à 100% renouvelable, ne sont pas convaincants :

- En critiquant le nucléaire sur ses coûts « cachés », alors que la Cour des comptes a rendu plusieurs rapports qui assurent la transparence, et sur le coût du nouveau nucléaire (en ne s'appuyant que sur celui des « prototypes » d'EPR à Olkiluoto en Finlande et de Flamanville 3 en France).
- En mettant en avant les baisses de coûts du photovoltaïque et de l'éolien (-71% pour une installation PV d'ici 2050, et -58% pour l'éolien, selon Bloomberg NEF), ainsi que du stockage d'électricité, sans documenter le coût complet du système électrique (ni tenir compte de l'ensemble des externalités).
- En vantant les gisements d'installation d'EnRi, de sobriété en consommation d'électricité et d'autoconsommation, sans s'assurer de leur acceptabilité sociale.
- En vantant les emplois potentiellement créés par le déploiement d'EnRi accompagné par des efforts importants de sobriété énergétique, sans suffisamment tenir compte des emplois perdus dus à l'impact macroéconomique des coûts induits, dont ceux des importations d'équipements installés mais faiblement produits en France (malgré la baisse bienvenue des importations d'énergies fossiles qui en découle).

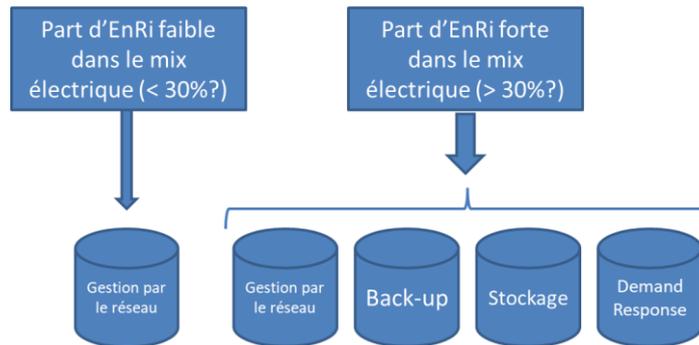
29. Est-ce à dire que l'objectif gouvernemental de baisser à 50% d'ici 2035, contre un peu plus de 70% aujourd'hui, la part du nucléaire dans la production d'électricité française, est insuffisamment « ambitieux » et devrait être amplifié pour tendre, comme le suggère l'ADEME, vers 15% voire 0% d'ici 2050 ou 2060 ?

La mission considère que, dans l'état actuel et prévisible des technologies, ce serait une faute extrêmement pénalisante pour l'économie française de se passer du nucléaire qui est le principal pourvoyeur d'électricité bas-carbone et pilotable, dans des conditions de sûreté surveillées par l'ASN, régulateur indépendant et digne de confiance en matière de sûreté nucléaire.

Une erreur fréquente est aussi de considérer que l'électricité a la même qualité et donc la même valeur, quelle que soit son origine, c-à-d qu'elle sorte d'une centrale nucléaire, d'une éolienne, d'un panneau photovoltaïque ou qu'elle vienne d'un pays étranger. Or 1 kWh d'électricité affecté par exemple de microcoupures ou d'une incertitude sur sa livraison, n'a évidemment pas la même valeur d'usage que 1 kWh de qualité nominale, que ce soit pour un ménage ou une entreprise.

30. En fait l'électricité éolienne ou photovoltaïque doit être compensée par des systèmes de stockage ou déstockage, d'onduleurs (pour transformer en courant alternatif l'électricité qui sort en courant continu du photovoltaïque) ainsi que de dispositifs de redressement du courant pour lui permettre d'être en permanence disponible au niveau requis par la demande avec les caractéristiques contractuelles (220 V, 50 Hz, etc.). Dans les cas, assez rares en France, de cumul d'un grand ensoleillement et de vents soutenus, la production des éoliennes et panneaux PV peut engendrer

un excédent d'offre¹⁶ que les dispositifs de stockage ne sont pas forcément en mesure d'absorber, ce qui soit nécessite du « *curtailment* », comme le pratiquent certains pays, soit engendre des phénomènes de prix négatifs.



Inversement, les anticyclones hivernaux, sans vent et sans ensoleillement lors des « pointes » du matin et du soir, peuvent fragiliser le système électrique s'il est trop dépendant du solaire et de l'éolien, et RTE peut être obligé de procéder à des délestages non contractualisés afin d'éviter des blackouts qui seraient ravageurs pour l'économie et la santé des français (à l'instar des grandes tempêtes de fin 1999).

Effacement consommation (%)	Capacité stockage (TWh)	Puissance totale (GW)	dont éolien (GW)	dont solaire (GW)	Coût (G€)	dont investissement	Effacement production (%)
10	0,53	414,7	262,4	152,3	468,2	53,4	40,9
5	0,73	465,7	294,7	171,0	539,2	73,1	48,2
3	0,93	505,0	319,5	185,5	598,3	93,3	53,4
2	1,30	507,3	321,0	186,3	637,4	130,1	53,3
1	1,89	534,3	338,1	196,2	723,3	188,9	56,9

Cas d'un mix électrique formé à 100% d'EnRi (éolien et PV répartis selon les proportions actuellement observées en France.

Guide de lecture :

1) Le tableau présente le résultat de la modélisation d'un cas extrême et théorique, mais utile pour mettre en évidence les ordres de grandeur des défis à relever dans la gestion d'un parc électrique français qui serait constitué à 100% d'éolien et de photovoltaïque. La modélisation n'est pas suffisamment détaillée pour discriminer entre effacements contractualisés et délestages en mesure d'urgence, de sorte que l'ensemble est appelé « effacement ».

2) Pour un niveau de sécurité d'approvisionnement fixé à 1% maximum d'« effacements » de consommation, soit l'équivalent de 4 jours par an de coupure d'électricité (à comparer au plafond de 3 h de délestage en vigueur actuellement pour RTE), il faudrait développer un parc de 338 GW en éolien (contre 15 GW actuellement) et de 196 GW en solaire photovoltaïque (contre 9 GW actuellement), pour un coût non actualisé de plus de 700 milliards d'euros ; inversement, sur 57 jours de l'année, il faudrait effacer la production (*curtailment*) ou l'exporter, car elle excèderait les capacités de demande et de stockage sur le territoire français.

Un mix électrique à 100% d'éolien et de photovoltaïque paraît aujourd'hui irréaliste puisque la France bénéficie d'ores et déjà d'un parc de production bas-carbone d'électricité d'origine nucléaire, hydraulique ou à base de biomasse et de déchets, qui sont largement pilotables, sans compter les capacités de flexibilité de la demande (« *demand-response* ») que le compteur

¹⁶ La capacité « crête » cumulée au niveau européen de l'éolien et du photovoltaïque, peut représenter plusieurs centaines de GW. Par comparaison, la capacité totale du parc électrique actuel installé en France s'élève à 130 GW, dont 63 GW de nucléaire. La pointe historique de consommation française d'électricité, de 102 GW, a été atteinte le 8 février 2012.

« Linky » pourrait renforcer. À plus long terme, se pose la question du remplacement des centrales nucléaires, mais le programme en cours de « grand carénage » des centrales nucléaires décale d'au moins 10 ans les échéances.

Il apparaît en tout cas clairement que le coût d'équilibre du réseau peut varier considérablement en fonction des choix faits par les pouvoirs publics (l'intérêt de la PPE est de documenter ces choix). Il ne faut pas négliger non plus les menaces sur l'acceptation sociale d'un système électrique comprenant 10 à 20 fois plus d'éoliennes qu'actuellement avec des contraintes potentielles d'effacement qui pourraient affecter tant les ménages (dont les ressorts sociaux sont difficiles à prévoir), que les entreprises.

31. Le stockage d'électricité présente des opportunités dans les ZNI et dans les pays en développement où l'accès à l'électricité est difficile, nettement plus prometteuses qu'en France continentale. En effet, le prix de revient de l'électricité, souvent produite à partir de charbon ou de fioul lorsqu'il existe un réseau, y étant plus élevé (production, raccordement, ..), une solution de type « EnRi + stockage + smart grid » a du sens, d'autant qu'elle serait plus faible en émissions de CO2 que toute autre solution (malgré les émissions « grises » issues, par exemple, de la fabrication des batteries).
32. Bien entendu, à condition de pouvoir en payer le prix, rien n'empêche ceux qui le souhaitent d'investir dans des solutions « EnRi + stockage », même dans un pays industrialisé disposant d'un bon réseau, ne serait-ce que pour avoir la satisfaction d'être auto-consommateur ou auto-producteur. Un engouement est ainsi constaté aux Etats-Unis, par exemple avec les packages Tesla (panneaux PV + batterie Powerwall + voiture électrique), notamment en Californie où les besoins de climatisation s'accordent plutôt bien avec l'ensoleillement ou dans le MidWest où des fermes et des habitations sont isolées et éloignées du réseau.

Recommandations

1. **Pour la DGE (Direction Générale des entreprises)** : identifier (notamment à partir de l'étude « Technologies clés 2020 », les produits, solutions et technologies liés au stockage d'électricité (mobile et stationnaire) où la France est en pointe, envisager des partenariats européens pour atteindre une taille critique et faciliter les synergies avec les constructeurs automobiles.
Pour BPIFrance : engager un programme d'environ 50 M€ par an sur cinq ans pour accompagner financièrement (aides à l'innovation, investissements, etc.) l'écosystème de PME pour les renforcer autour des entreprises leader dans le stockage d'électricité et l'électrolyse (Air Liquide, Bolloré, EDF, Renault-Nissan, Schneider Electric, Total, ...).
Pour les centres de recherche (CEA, IFPEN, CNRS, ...) : en lien avec l'ANR (Agence nationale de recherche), redéployer leurs budgets au profit du stockage d'électricité sur les dix années à venir, en lien avec la Stratégie nationale de recherche énergétique qui suivra la publication de la PPE 2019-2028 ; la technologie de batterie « tout solide » paraissant nécessaire à maîtriser avant son avènement potentiel d'ici 2030, examiner la participation de la France à un programme européen.

2. Faciliter l'implantation en France d'une « *gigafactory* », en lien avec l'industrie automobile et les fournisseurs de système de gestion de l'énergie stockée¹⁷, tout en veillant à une « agilité » de conversion à de nouvelles technologies de batteries. L'AMI lancé par la DGE en janvier 2019 pourrait aider à identifier des partenaires pour un projet européen. Dans la mesure où une telle usine serait hautement robotisée, la compétitivité de la France pour l'accueillir dépendrait notamment des coûts d'accès aux matières premières, à l'énergie (électricité « grise ») et au capital, du prix du foncier, des délais et du coût engendré par les contraintes réglementaires. Une fiscalité incitative et d'autres actions de l'État, en lien avec les collectivités locales concernées et en accord avec les règles européennes, paraissent indispensables pour assurer une attractivité suffisante à des investisseurs, face à d'autres pays tout aussi motivés que la France.

3. **Pour la DGE et la DGEC (Direction générale de l'énergie et du climat)** : constituer une équipe d'évaluation des potentialités du concept « *vehicle to grid* » (V2G) avec des experts notamment du CEA, de l'IFPEN, de l'ADEME, de RTE, d'Enedis et de la Chaire Armand Peugeot. A cet effet, les opérations pilotes et les expérimentations en cours, tant en France qu'à l'étranger, devront être examinées par exemple pour l'acceptabilité sociale du rachat d'électricité dans les batteries des véhicules à l'arrêt pour participer à la sécurisation du réseau électrique.

4. Renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France en matériaux sensibles pour le stockage d'électricité grâce à un programme ambitieux de recyclage des batteries et en poursuivant l'exploitation minière en France (Nouvelle Calédonie par exemple).
Pour le MTES (Ministère de la transition écologique et solidaire), en lien avec la DGE et France Stratégie : engager une étude sur la vulnérabilité des filières d'approvisionnement liées aux énergies renouvelables et au stockage d'électricité¹⁸.

5. **Pour la DHUP (Direction de l'habitat, de l'urbanisme et des paysages) et la DGEC** : réhabiliter le stockage par ballon d'eau chaude dans le résidentiel-tertiaire, de façon à réduire le recours futur du réseau au stockage d'électricité, ce qui serait socio-économiquement plus coûteux (même si

¹⁷ Le plan annoncé le 14 février 2019 par le Président de la République pour développer la mobilité électrique, en vue notamment de la création d'un « Airbus » de la batterie, paraît répondre à cette préoccupation.

¹⁸ Le comité de pilotage du Plan d'approvisionnement

la consommation d'électricité d'un logement peut être diminuée grâce à l'usage, par exemple, d'une pompe à chaleur). À cet effet, veiller notamment à ce que la future Réglementation environnementale 2020 des bâtiments privilégie la baisse des émissions de gaz à effet de serre, ce qui implique de fixer un niveau adéquat au coefficient de « conversion en énergie primaire », sans doute proche de 2,1 comme le suggère l'Union européenne.

6. Pour le MTES (en tant que pilote de la PPE, Programmation pluriannuelle de l'énergie) : prendre en compte, dans la PPE, la préoccupation de minimisation du surcoût lié au besoin de flexibilité du système électrique qui, selon les études, peut varier entre 6,3 et 31,6 milliards d'euros par an dans un mix à 50% de nucléaire dans la production d'électricité¹⁹.
7. Pour le Gouvernement : communiquer sur les coûts complets, actuels et futurs, du système électrique répondant aux besoins des consommateurs (entreprises et ménages) et non pas seulement sur les coûts de production au niveau d'une installation.
Pour France Stratégie : reprendre la réalisation d'études périodiques, que faisait autrefois le ministère en charge de l'énergie, sur les coûts de référence de l'électricité, tant pour la production que pour le stockage et les coûts systèmes. À cet effet, il est recommandé de s'inspirer des travaux de l'OCDE (AIE et AEN), notamment du rapport « *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables* » publié par l'OCDE en janvier 2019.
8. Pour France Stratégie : établir un groupe de travail permanent, à l'instar notamment de ce que fait l'Allemagne pour le suivi de l'Energiewende, afin d'examiner la validité des hypothèses de modélisation des scénarios énergétiques et proposer d'éventuelles améliorations. Seront analysées en particulier tant la pertinence technico-économique que l'acceptation sociale de ces hypothèses, notamment sur la flexibilité du système électrique et le stockage inter-saisonnier.
9. Pour l'ADEME : dans l'objectif d'optimiser les dépenses publiques engagées pour la transition énergétique, mettre en place dans les zones non interconnectées (ZNI), avec les opérateurs concernés, des expérimentations ou des déploiements pilotes de systèmes de stockage innovants d'électricité.

¹⁹ Jacques Percebois et Stanislas Pommeret, Surcoût lié au stockage des EnR dans un mix électrique nucléaire à 50%, La Revue de l'énergie n° 639, juillet-août 2018.

Annexe 1 : considérations sur le stockage d'énergie

(par Ilarion Pavel)

Préliminaires

Pour évaluer la capacité de stockage d'une technologie, il est utile d'avoir un terme de comparaison intuitif. Un kilogramme de pétrole a une capacité énergétique de 40 MJ. La densité du pétrole étant de $0,8 \text{ g/cm}^3$ on a une chaîne d'équivalences :

1,25 l pétrole \equiv 1 kg pétrole \equiv 40 MJ (= 11 kWh)

Ce facteur peut être trouvé facilement à l'aide des indications énergétiques qui figurent sur l'emballage des aliments. Un gramme de lipides a une capacité énergétique de 9 kcal, soit approximativement 40 kJ. Les lipides sont majoritairement formés de chaînes linéaires d'acides gras, composés d'atomes de carbone et hydrogène. C'est également le cas des hydrocarbures qui entrent dans la composition du pétrole, ce n'est pas donc pas étonnant qu'on obtienne le même résultat. Un gramme de glucides a une capacité énergétique de 4 kcal, soit approximativement 20 kJ, c'est également l'ordre de grandeur de la capacité énergétique du bois sec. De même, les glucides sont essentiellement composés de molécules de glucose ou qui sont apparentés à celle-ci, le bois est en grande partie composé de cellulose, substance composée par de molécules de glucose enchaînées.

L'apport alimentaire journalier d'un être humain est d'environ 2 200 kcal, soit approximativement 10 MJ, ce qui équivaut à un quart de litre de pétrole, ce qui est tout à fait remarquable pour faire fonctionner un système aussi complexe qu'un organisme humain. Si on rapporte cette énergie au nombre de secondes d'une journée, on obtient 100 W, ce qui est la puissance moyenne dissipée²⁰. C'est également la puissance d'une bougie.

Cette puissance peut varier en fonction d'effort physique. Une personne de 70 kg, qui monte un escalier ayant de marches de 15 cm de hauteur, avec une vitesse d'une marche par seconde, effectuera un travail mécanique de 100 W utile. Si on tient compte du rendement des muscles, qui est de 25%, on obtient une puissance consommée de 400 W, qui se rajoutera aux 100 W de l'activité normale.

Aujourd'hui, chaque habitant de l'Europe occidentale, consomme en moyenne 5 kW. Si on retournait aux temps anciens où la seule force mécanique était fournie par des esclaves, chacun d'entre nous aurait besoin de 200 esclaves, travaillant 6 heures par jour.

Énergies renouvelables

Une évaluation du flux d'énergie moyen pour chaque type d'énergie renouvelable²¹, sur le territoire de la France conduit aux résultats suivants : le solaire récupère en moyenne 25 W/m^2 , l'éolien²² $2\text{-}3 \text{ W/m}^2$, la biomasse $0,5 \text{ W/m}^2$, la géothermie $0,06 \text{ W/m}^2$ et l'hydroélectrique $0,02 \text{ W/m}^2$.

En France, chaque habitant consomme en moyenne 5,1 kW d'énergie primaire. La densité de population est de 120 habitants/m². Le produit de ces deux quantités est $0,62 \text{ W/m}^2$ et peut être

²⁰ Il s'agit de la puissance moyenne, qui est également consommée lors d'une activité normale, par exemple en restant assis à un bureau. Pendant le sommeil, la puissance est de 70 W, lors d'une marche normale 140 W.

²¹ Ceci est possible car les énergies renouvelables sont extensibles par rapport à la surface.

²² Pour le on-shore 2 W/m^2 , pour le off-shore 3 W/m^2 , le vent étant plus fort dans pour ce dernier cas.

interprété comme le flux d'énergie primaire que le territoire doit produire pour satisfaire aux besoins de la population.

Ainsi, en utilisant l'énergie solaire seule, il suffirait de couvrir 2,5% de la surface de la France. En ce qui concerne l'éolien, il faudrait 20-30% de la surface. Les autres formes d'énergie ne peuvent en aucun cas couvrir les besoins énergétique du pays.

En conclusion, le solaire²³ paraît physiquement la forme d'énergie renouvelable la plus adaptée pour remplacer les énergies fossiles²⁴.

Stockage saisonnier

Supposons qu'on utilise l'énergie solaire comme seule source d'énergie pour satisfaire les besoins énergétiques de la France. Chaque personne consommant 5 kW en moyenne, il faudrait lui associer une surface de 200 m² de panneaux photovoltaïques.

Serait-il possible de stocker l'énergie produite par une cellule photovoltaïque pendant l'été afin de l'utiliser pendant l'hiver et quelle sera la capacité de stockage ?

L'ensoleillement moyen varie suivant les saisons en fonction de latitude. À partir de la courbe d'ensoleillement en fonction des saisons²⁵, on peut évaluer, que pour une latitude de 49°, il faudrait stocker pendant l'été 20% de l'énergie totale, pour pouvoir passer l'hiver. Ceci permet d'évaluer la capacité de stockage saisonnier par personne :

$20\% \times 5 \text{ kW} \times 3600 \times 24 \times 365 = 32 \text{ GJ}$, qui est équivalente à 800 kg de pétrole, soit 1 m³.

Donc chaque personne doit disposer d'une cuve d'un mètre cube de pétrole pour passer l'hiver et doit disposer de 200 m² de panneaux photovoltaïques.

Prenons les diverses formes de stockage de l'énergie (hydraulique, air comprimé, batteries, hydrogène, thermique, volante à inertie, super-condensateurs, bobines supraconductrices) et estimons, pour chacune d'entre elles, les caractéristiques du stockage (énergie/masse, énergie/volume).

Critiques du modèle

On peut adresser plusieurs critiques à ce modèle, qu'on peut juger simpliste :

²³ Le flux de 25 W/m² a été calculé à partir de l'ensoleillement moyen annuel en France, pour un rendement photovoltaïque de 20% disponible dans le commerce. En avenir, les rendements supérieurs, allant jusqu'à 40% sont possibles à l'aide de cellule photovoltaïques multi-jonctions, qui utilisent mieux la fenêtre spectrale. En revanche, les turbines éoliennes actuelles ont des rendements de 50%, proche des 59% qui représente la limite théorique de Betz.

²⁴ En pratique, l'éolien est plus répandu que prévu pour des raisons économiques : son retour énergétique est de 5-6 mois, alors que pour le solaire est de 2-3 années. De même, son retour sur investissement est de 2-3 ans, alors que pour le solaire est de 15-20 ans.

²⁵ On calcule la moyenne de cette courbe, puis on estime l'aire bornée par la courbe située au-dessus de cette moyenne.

- *Il faudrait utiliser la courbe de production et de consommation de l'énergie primaire pour estimer l'énergie à stocker pendant la période de surplus énergétique (été) pour les besoins de la période de pénurie (hiver).*

Oui, mais cela ne change pas la méthodologie : on peut remplacer la courbe de l'ensoleillement par la différence entre la courbe de production et celle de consommation de l'énergie et répéter l'analyse.

- *On utilise exclusivement l'énergie solaire, en réalité on aura un mix énergétique.*

Oui, car l'énergie solaire produit le flux d'énergie le plus important, dix fois plus que l'éolien. C'est l'énergie renouvelable la plus adaptée pour remplacer l'énergie fossile. On peut bien sûr prendre en compte le mix énergétique : il suffit d'indiquer dans un scénario de développement les pourcentages du solaire, de l'éolien, de la biomasse, de la géothermie, de l'hydroélectricité. Le problème étant linéaire, il suffit de multiplier tous les résultats qui suivent avec le pourcentage de l'énergie solaire, cependant l'estimation du stockage ne sera valable que pour ce type d'énergie. Pour l'éolien, il faudra faire une autre analyse pour prendre en compte la courbe de variabilité du vent, cette question sera abordée ultérieurement.

- *Le modèle implique un passage obligatoire par l'énergie électrique – on convertit l'énergie lumineuse en électricité, puis l'électricité dans une autre forme (mécanique, thermique) nécessaire à une utilisation spécifique en fonction du consommateur. Or, aujourd'hui on utilise par exemple directement du pétrole pour faire voler des avions ou pour le chauffage.*

Oui, une analyse plus fine, devrait prendre en compte un mix énergétique qui implique à la fois des énergies renouvelables et des énergies fossiles. Le problème est toujours linéaire, il suffit d'établir les pourcentages pour chaque type d'énergie. Actuellement en France, l'énergie électrique représente environ 20% de l'énergie primaire.

- *On traite seulement de stockage saisonnier, alors qu'en pratique il faudrait prendre en compte le stockage hebdomadaire et le stockage journalier.*

Évidemment, les stockages hebdomadaire et journalier posent moins de contraintes sur la quantité d'énergie à stocker, en revanche, le stockage journalier demande plus un temps de réaction plus rapide afin de traiter la variabilité de l'énergie solaire ou éolienne. Donc les solutions de stockage peuvent être différentes de celle du stockage saisonnier, cet aspect sera pris en compte ultérieurement.

En conclusion, dans un premier temps, on se contentera de ce modèle simpliste, mais qui permet d'identifier les limites physiques du stockage. Il sera affiné ultérieurement pour le rendre plus réaliste.

Hydraulique

Le stockage hydraulique est fondé sur l'énergie gravitationnelle de l'eau. Un calcul simple²⁶ montre qu'une piscine de taille 10 x 10 x 2 m³ située dans le grenier d'une maison à deux étages (5 m de hauteur) possède une énergie gravitationnelle de 10 MJ, équivalent à un quart de litre de pétrole. Pour atteindre l'objectif de 800 kg de pétrole, il faudrait donc 3 200 piscines de ce type ! Pour une piscine

²⁶ L'énergie gravitationnelle est égale à $m g h$, où m est la masse de l'eau, g l'accélération gravitationnelle (10 m/s², h la hauteur)

de taille olympique $50 \times 25 \times 3 \text{ m}^3$, située dans un tour haut de 100, la valeur est de 3,75 GJ, équivalent à 90 kg de pétrole, ce qui est évidemment très faible. Bien évidemment, personne n'utilisera dans une habitation cette solution !

La raison d'une valeur si faible, réside d'une part dans faiblesse de l'intensité de l'interaction gravitationnelle par rapport à l'interaction électromagnétique²⁷ (responsable des liaisons chimiques entre les atomes des molécules de pétrole), d'une autre part dans les caractéristiques de la Terre (rapport entre sa masse et le carré de son rayon). Difficile de l'améliorer sauf changer de planète.

Pourtant, on sent bien plus les effets de la gravitation que de l'électromagnétisme. La raison est que, bien qu'elle soit plus forte que la gravitation, l'interaction électromagnétique fait intervenir des charges positives et négatives, donc elle est attractive ou répulsive. Aussitôt qu'une charge positive se trouve dans un endroit donné, une charge négative a tendance de se localiser autour de la première, par force d'attraction, de manière que la matière reste neutre. La force engendrée par la charge positive se trouve compensée par celle de la charge négative, au moins partiellement, ce qui diminue fortement les effets des interactions électromagnétique à des échelles supérieures à la taille des atomes, phénomène appelée écrantage. En revanche, la gravitation ne fait intervenir que des masses positives, la force est exclusivement attractive. Ainsi, les effets de plusieurs masses s'additionnent et, bien qu'elle soit plus faible que l'interaction électromagnétique, l'interaction gravitationnelle devient importante pour les corps massifs comme la Terre et les étoiles. C'est d'ailleurs elle qui prédomine à l'échelle cosmique.

C'est pour ces raisons qu'un stockage gravitationnel n'a pas de sens que pour des grandes quantités d'eau, ce qui est réalisé par les Station de transfert d'énergie par pompage (STEP). Ce système fonctionne sur le principe de deux retenues d'eau situés à des hauteurs différentes et souvent couplé avec un barrage. Il suffit de pomper l'eau du bassin inférieur dans le bassin supérieur pour stocker l'énergie ou, réciproquement, faire passer l'eau du bassin supérieur dans le bassin inférieur à travers une turbine pour produire de l'énergie.

Une STEP ayant d'une différence entre les hauteurs des bassins de 400 m, stocke une énergie par kilogramme de $10 \text{ m/s}^2 \times 400 \text{ m} = 4 \text{ kJ/kg}$, ce qui équivaut à 0,1 g de pétrole. C'est relativement faible, mais les bassins ont des gros volumes, entre 10^4 et 10^6 m^3 . Pour une grande partie des STEP, les chutes se situent entre 100 et 500 m, la quantité d'énergie stockée est alors de 1-100 GWh, la puissance délivrée de 0,1-10 GW. Cette dernière dépend du débit, qui est proportionnel à la hauteur de la chute et dépend à la puissance quatre du diamètre des conduites (loi de Poiseuille). En général, on préfère des STEP avec des fortes chutes, car pour la même puissance délivrée, elles demandent des retenues d'eau et des conduites moins importantes, donc moins de travaux d'aménagement.

Le rendement de stockage dépend du rendement des pompes et turbines (90-95%) et des pertes dans les conduites, il se situe entre 65 et 80%. Un STEP peut être mis en état de fonctionnement en 10, temps relativement court par rapport aux centrales au charbon ou fuel.

Actuellement, on compte quelque 400 STEP dans le monde pour une puissance totale de 125 GW, ce qui représente 99% des capacités de stockage installées.

La plus grande STEP en France se trouve à Grand'Maison (Isère), c'est la 7^{ème} au monde suivant la puissance délivrée : capacité de retenue 137 millions m^3 , chute de 950 m, pour une puissance de 1,82 GW. Son rendement est de 78%, l'énergie stockée calculée est de 360 GWh, ce qui équivaut à 40 000 x 800 kg de pétrole. Donc cette STEP peut stocker l'énergie nécessaire pour 40 000 personnes, mais il faudrait 1 600 STEP pour l'ensemble de la population française !

²⁷ La force gravitationnelle d'attraction entre deux protons est 10^{40} plus faible que leur répulsion électrostatique.

La plus puissante STEP au monde se trouve à Bath County (Virginia, Etats-Unis) avec une puissance de 3 GW. Cependant ses capacités sont plus modestes par rapport à la Grand'Maison : 33 GWh, le réservoir ne dispose que de 44 millions m³ et la chute est de 380 m.

En Asie la capacité du stockage par STEP va doubler d'ici 2020 et en Europe une dizaine de projets sont en cours.

La STEP est une technologie mature, mais nécessite un relief approprié pour l'emplacement ainsi que d'importants travaux d'aménagement. Elle ne pourra pas résoudre la question du stockage saisonnier.

Air comprimé

Le stockage par air comprimé (Compressed Air Energy Storage, CAES) est fondé sur la compressibilité de l'air : on le comprime à 100 - 300 atmosphères et on le stocke dans des réservoirs. Pour récupérer l'énergie, on le détend dans une turbine qui entraîne un générateur électrique.

L'énergie stockée d'un mètre cube d'air comprimé, à une pression de 100 atm, est de 46 MJ/m³, ce qui équivaut à 1,4 l de pétrole²⁸, il faudrait que chaque personne puisse disposer d'une cuve de 700 m³ pour les besoins de stockage saisonnier.

Bien qu'on puisse envisager une utilisation individuelle du stockage à air comprimé, en pratique on préfère des grandes installations et souvent on le couple avec une centrale à gaz. Cette centrale dispose d'un compresseur, d'une chambre de combustion et d'une turbine, dont l'axe est couplé au compresseur, comme dans le cas d'un turboréacteur d'avion. Dans un fonctionnement ordinaire, l'air est comprimé avant l'admission dans la chambre de combustion, puis les gaz de combustion passent à travers la turbine, qui entraîne le générateur électrique mais aussi le compresseur : une partie de l'énergie est donc perdue pour l'entraînement du compresseur.

On peut alors découpler la turbine et le compresseur pour les faire fonctionner indépendamment. Lors des périodes d'excédent de production d'énergie électrique, on fait fonctionner le compresseur pour stocker de l'air comprimé dans le réservoir, la turbine étant à l'arrêt. Lors des périodes de forte demande, on démarre la turbine utilisant l'air comprimé du réservoir, sans devoir entraîner le compresseur, ce qui augmente l'énergie produite par la centrale à gaz.

Actuellement il existe quelques grandes installations CAES, par exemple à Huntorf (Allemagne) en fonctionnement depuis 1978. Elle peut fournir 290 MW pendant 4h, le réservoir est de 310 000 m³ et opère à une pression de 100 atm, pour un rendement de 42%.

En théorie, une telle CAES pourrait couvrir les besoins de stockage saisonnier pour 130 personnes. En fait, elle est utilisée pour un stockage journalier. Adossée à une centrale nucléaire, elle stocke la nuit une partie de l'énergie produite par la centrale nucléaire, puis fait fonctionner le jour la turbine à gaz.

Une autre CAES se trouve à McIntosh (Alabama, Etats-Unis), est en fonctionnement depuis 1991, peut fournir une puissance de 110 MW pendant 26 heures, dispose d'un réservoir de 10 millions de m³ à une pression de 75 atmosphères et opère avec un rendement de 54%.

D'autres projets sont en cours par exemple, Gaelectric (Irlande, 330 MW pendant 6 heures), San Joaquin County (Californie, Etats-Unis, 300 MW pendant 10 heures). Un autre projet, Adele (Allemagne, 200 MW pendant 5 heures) a été reporté.

²⁸ Le travail par unité de volume d'une détente isotherme est égal à $n p \log n$, où p est la pression atmosphérique et n est le rapport entre la pression de stockage et la pression atmosphérique.

En général, les CAES ont des capacités de stockage de 100 MWh – 10 GWh, des puissances de 100 MW – 1 GW, un ordre de grandeur en dessous des STEP.

Le rendement d'une CAES classique est de l'ordre 50% mais il peut être augmenté de 20-25% par l'utilisation de la compression adiabatique. En fait, lors de la compression l'air se réchauffe, lors de la détente il se refroidit, donc il doit être réchauffé avant l'injection dans la chambre de combustion. Contrairement à la CAES classique, où la chaleur de la compression était perdue, dans une CAES adiabatique on la récupère dans un réservoir thermique et on la réutilise pour chauffer l'air avant l'injection dans la chambre de combustion. Des projets de recherche envisagent la réalisation des CAES isothermes, où la différence de température entre le compresseur et l'environnement soit très faible, de manière à rendre ces transformations réversibles.

On utilise comme réservoirs des cavernes de sel, des galeries de mine abandonnée ou des aquifères, la dernière solution ayant l'avantage de fonctionner à pression constante (quel que soit son volume) déterminée par la hauteur de la colonne d'eau. D'autres projets, au stade de recherche envisagent des dômes sous-marins.

La mise au point d'un CAES demande un endroit géographiquement adapté pour installer le réservoir, mais aussi une centrale à gaz et la proximité d'un réseau électrique pour acheminer l'énergie. Il est plus facile de trouver des endroits pour construire des CAES que des STEP, mais, comme on vient de le voir, les capacités de stockage sont d'un ordre de grandeur en dessous. De même que les STEP, les CAES ne pourront pas résoudre les problèmes du stockage saisonnier.

Batteries

Inventée par A. Volta en 1800, la pile électrique convertit l'énergie chimique en énergie électrique, via des réactions d'oxydo-réduction. Initialement, à base de zinc et cuivre, les batteries ont connu un grand développement pendant le XIXe siècle : Grove (platine, zinc), Bunsen (charbon, zinc), Lechanché (manganèse, zinc), Gassner (pile sèche). Le processus s'est ralenti au début du XXe siècle, probablement à cause du développement de l'automobile à explosion, puis a repris après la deuxième guerre mondiale avec les inventions des diverses piles : au mercure, alcaline, au lithium.

Si les piles transforment l'énergie chimique en électricité de manière irréversible, les accumulateurs permettent le processus inverse, donc ils sont rechargeables. Le premier accumulateur était à base de plomb et acide sulfurique et a été mis au point par Gaston Planté en 1859. Plusieurs technologies se sont développées successivement, certaines ont été commercialisées : nickel-cadmium, lithium-métal, nickel-métal-hydrure, lithium-métal-polymère, lithium-ion. Actuellement, c'est l'accumulateur lithium-ion, qui connaît le plus grand succès.

On appelle batterie²⁹, un assemblage de plusieurs accumulateurs connecté entre eux en série, pour augmenter la tension ou en parallèle pour augmenter le courant (parfois on combine les deux) afin d'obtenir une source électrique de tension et capacité souhaitées.

Le fonctionnement d'un accumulateur (ou pile électrique) est fondé sur des réactions chimiques d'oxydo-réduction (redox). Ces réactions ont lieu entre diverses espèces chimiques, à l'intérieur de l'accumulateur, qui changent leur état d'oxydation, ce qui implique un transfert d'électrons. Ce transfert doit être compensé par un circuit extérieur, permettant aux électrons de circuler, c'est le courant électrique délivré par l'accumulateur et utilisé par un consommateur. En général, un accumulateur dispose de deux électrodes, siège des réactions (réduction à la cathode, oxydation à l'anode) et un électrolyte, liquide, gel ou solide qui permet aux ions de se déplacer.

²⁹ Par abus de langage, les accumulateurs sont couramment appelés batteries.

Par exemple, l'accumulateur au plomb - acide, est formé par une anode de Pb, une cathode de PbO₂ et un électrolyte d'acide sulfurique (H₂SO₄) dilué dans l'eau. Lors de la décharge, à l'anode, le Pb s'oxyde à l'ion Pb²⁺, à la cathode l'oxyde de plomb PbO₂ se réduit à Pb²⁺. Les ions Pb²⁺ se combinent avec les ions SO₄²⁻ de l'électrolyte pour former PbSO₄. L'anode est alors le pôle négatif, la cathode le pôle positif et leur différence de potentiel engendre un courant électrique qui traverse le consommateur connecté à l'accumulateur. Cet accumulateur est très robuste et bon marché mais dispose d'une énergie et puissance spécifique modestes, d'une durée de vie courte et d'une grande sensibilité aux basses températures.

Des meilleures performances sont obtenues par l'accumulateur au NiMH (nickel – métal – hydrure). Lors de la décharge, la cathode NiOOH, grâce à sa structure lamellaire, capte des protons H⁺ (et des électrons) pour se transformer en Ni(OH)₂. À l'anode, l'hydrure métallique libère des protons H⁺, l'ensemble se trouve dans un électrolyte de KOH. L'accumulateur NiMH dispose d'une meilleure énergie spécifique et durée de vie que le Pb – acide, il est capable de délivrer une forte puissance (d'où son utilisation dans l'outillage électroportatif et les batteries pour le véhicule électrique), mais les matériaux qui le composent sont chers.

Les meilleurs accumulateurs actuels sont à base de lithium – ion. L'anode est lamellaire, à base de graphite et peut loger des ions de lithium. La cathode est un matériau d'insertion comme LiCoO₂ (ou LiMn₂O₄, LiFePO₄)³⁰ capable d'accepter des ions de lithium. L'électrolyte est à base de sels de lithium (LiPF₆) dissous dans un solvant organique (éthylène carbonate ou diméthyle carbonate) car le lithium réagit violemment avec l'eau. Lors de la décharge, l'anode libère des ions de lithium dans l'électrolyte, la cathode insère ces ions à partir de l'électrolyte. Il ne s'agit donc que d'un déplacement de charge positive des ions de lithium à l'intérieur de l'accumulateur. Ce déplacement sera compensé par un transport d'électrons sur le circuit extérieur. L'accumulateur lithium – ion présente une meilleure énergie spécifique que le NiMH, une meilleure durée de vie et est construit à partir des matériaux moins chers. En revanche, la puissance spécifique est plus faible, car les ions de lithium sont plus grands que les protons dont moins faciles à déplacer.

Technologie	Énergie massique (Wh/kg)	Énergie volumique (Wh/l)	Puissance massique (W/kg)
Pb - acide	40	110	340
NiMH	120	300	1 000
Li-ion	240	690	340

Ces valeurs sont obtenues en laboratoire, dans les applications commerciales on s'attend à des valeurs plus faibles. De plus, il faudrait prendre en compte également, les poids du packaging, des connexions et des circuits électroniques nécessaires pour la gestion de la batterie.

Donc un kilogramme de batterie Li-ion possède une énergie de 240 Wh, ce qui équivaut à 20 g de pétrole. Il y a donc un facteur 50 entre l'énergie spécifique du pétrole et celle de la meilleure batterie actuelle disponible sur le marché. Si on compte en termes de volume, un litre de batterie Li-ion dispose d'une énergie de 690 Wh, équivalent à 78 ml de pétrole, ce qui donne un facteur volume de 13.

³⁰ On a pu augmenter considérablement la surface spécifique de l'interface électrode – électrolyte grâce aux nanotechnologies, ce qui a permis l'utilisation des matériaux comme LiFePO₄ qui à taille micrométrique ont des propriétés médiocres de conduction ionique et électronique.

Quelle pourrait être la meilleure batterie en termes d'énergie spécifique par unité de masse ? Il faut utiliser du lithium car c'est le métal le plus léger (6,9 g/mol) et le plus électropositif (potentiel de 3 à 4 V). L'idéal serait une batterie lithium-air : l'anode, du lithium métallique la cathode graphite poreux. À l'anode le lithium s'oxyde et passe à l'état ionique, à la cathode les ions lithium se combine avec l'oxygène de l'air pour donner du dioxyde de dilithium.

Un gramme d'ions de lithium équivaut 1/6,9 mols, chaque mols disposent d'une charge électrique $N_A \times e = 96\,500\text{ C}$. Le potentiel redox de la réaction étant de 2,9 V, l'énergie spécifique est égale à $96\,500/6,9 \times 2,9 \approx 40\text{ kJ}$ qui équivaut à 1 g de pétrole. La masse d'oxygène n'entre pas en calcul, car il se trouve en abondance dans l'air ambiant.

Une batterie lithium – air pourrait avoir théoriquement la même densité énergétique que le pétrole. Malheureusement, c'est un calcul théorique, en réalité il faudrait considérer également le poids des électrodes, de l'électrolyte, ainsi que toutes les connexions. En fait, il s'agit plutôt de Li – oxygène, car Li réagit avec l'azote atmosphérique, il faudra prévoir une méthode de séparation. Actuellement les meilleurs résultats en laboratoire³¹ se situent à un facteur 6-7 en dessous du calcul théorique. Enfin, au stade actuel, il s'agit plutôt d'une pile d'usage unique, car on ne peut pas la recharger³². Après utilisation, il faudrait l'envoyer au recyclage pour récupérer le lithium.

En ce qui concerne les applications pour la mobilité, l'objectif à 20 ans est d'obtenir 500 Wh/kg, ce qui permettrait à un véhicule électrique d'avoir une autonomie de 500 km avec une batterie inférieure à 200 kg³³.

Ce critère n'est pas aussi important pour les applications stationnaires³⁴, c'est plutôt le rendement du cycle charge - décharge et la durée de vie, ainsi que le coût qui sont déterminants.

Une possibilité est de remplacer le lithium par sodium, matériaux bien plus abondant et moins cher³⁵. En effet, il existe déjà des batteries au sodium mais qui fonctionnent à 250 - 300°C, appelé batteries à sel fondu³⁶.

Batteries à sel fondu

La batterie sodium - soufre dispose d'une anode en sodium métallique et d'une cathode en soufre, séparées par une couche d'alumine, qui permet la migration d'ions de sodium. Lors de la décharge, le sodium métallique se transforme en ions de sodium à l'anode, traversent la couche d'alumine et

³¹ Il existe de multiples difficultés pour mettre au point de batteries performantes : lors de la charge et la décharge, les électrodes changent de volume et peuvent se dégrader, l'électrolyte qui doit être stable sur un grande plage de potentiels redox sinon on risque de l'électrolyser, il faut minimiser les pertes de tension au niveau des quatre interfaces (contacts – anode, anode – électrolyte, électrolyte - cathode et cathode - contact).

³² On peut effectuer la recharge, mais après quelques cycles, l'électrolyte est détruit par l'action de l'ion superoxyde O_2^- . Des recherches actives sont en cours pour résoudre ce problème.

³³ Un véhicule d'une tonne ayant un $C_x=0,3$ qui roule à une vitesse de 130 km/h, nécessite environ 100 kW pour parcourir 500 km. Pour un rendement moteur thermique de 20% cela demande 45 l essence (consommation 9 l/100 km), soit 36 kg. Actuellement, une batterie Li-ion commerciale qui équipe un véhicule électrique a une densité massique d'énergie de 150 Wh/kg, il lui faut donc une batterie de plus de 600 kg !

³⁴ Ce qui n'a pas empêché la société Tesla de construire à Hornsdale (Australie) un système de stockage stationnaire d'une capacité de 129 MWh, pour une puissance de 100 MW, dont le rendement charge – décharge serait de 80%.

³⁵ Le lithium se trouve en proportion de 20 ppm dans la croûte terrestre, alors que le sodium est 2,3%. Cependant, la masse moléculaire du sodium étant trois fois plus grande que celle du lithium et son caractère électropositif de 10% inférieur, on s'attend à des énergies spécifiques moins élevées.

³⁶ Pour maintenir cette température, il faut placer la batterie dans une enceinte isolée thermiquement et l'utiliser dans des cycles recharge – décharge courts, dont les pertes d'énergie se transforment en chaleur.

arrivent à la cathode où ils se combinent avec le soufre fondu. L'énergie spécifique d'une batterie sodium – soufre est de 150 Wh/kg, le rendement charge – décharge est autour de 90%.

Le plus grand système de stockage sodium – soufre se trouve à Rokkasho (Japon), avec une capacité de 245 MWh (équivalent énergétique à 30 x 800 kg de pétrole), pour une puissance de 34 MW.

La batterie appelé Zebra³⁷, est une version de la précédente : anode en sodium, membrane de séparation en alumine, mais cathode en chlorure de nickel et comme électrolyte chlorure d'aluminium et sodium. Lors de la décharge, le sodium passe dans l'électrolyte sous la forme d'ions de sodium. Des ions de sodium de l'électrolyte traversent la membrane d'alumine, puis, à la cathode, se combine avec la chlorure de nickel pour se transformer en chlorure de sodium et libérer le nickel sous forme métallique. L'énergie spécifique est de 90 Wh/kg, la puissance spécifique de 150 W/kg et supporte plus de 1 500 cycles de charge – décharge. Cette batterie a connu un grand succès dans les années 1990 et a équipé plusieurs véhicules électriques. Cependant, son développement s'est ralenti, victime de l'augmentation du prix du nickel et de la méfiance des occupants du véhicule, peu rassurés par la température de fonctionnement de 250°C.

Les systèmes à base de batteries disposent de capacités de stockage et de puissances qui varient sur une grande plage de valeurs : 1 Wh – 100 MWh, et 1 W – 100 MW, ils peuvent être utilisé à la fois pour des applications mobile de faible capacité ou stationnaire de forte capacité. Leur rendement est relativement élevé, 70 – 90%.

En général, pour ce type de batterie, la capacité de stockage et la puissance sont corrélées, la première étant donnée par la quantité des réactifs (qui dépend de la concentration et de la taille de la cellule électrochimique) et leurs potentiels redox, la seconde par vitesse de migration des ions et la surface d'électrode (donc implicitement la taille de la cellule). Quand la puissance augmente, la capacité de stockée diminue. Cependant, il existe un moyen de les découpler : il faut séparer les réactifs par rapport à la cellule où ont lieu les réactions redox, en les stockant dans des réservoirs extérieurs. C'est le principe des batteries à flux.

Batteries à circulation

On va placer les couples redox dans deux réservoirs et à l'aide des pompes, on va les faire circuler en circuits fermés dans la cellule³⁸. La capacité de stockage est alors déterminée par la taille du réservoir et la concentration des réactants, la puissance par la taille de la cellule électrochimique. On peut également monter des cellules en série ou en parallèle pour obtenir la tension et l'intensité souhaitées.

Une de plus réponde batterie à circulation est à base d'ions vanadium. Pour des pH inférieurs à 1, les ions vanadium ont de multiples numéros d'oxydation : V^{2+} (II), V^{3+} (III), VO^{2+} (IV), VO_2^+ (V). On place alors dans un réservoir le couple redox V^{3+}/V^{2+} , dans un autre le couple VO_2^+/VO^{2+} , puis on les fera circuler continûment dans la cellule électrochimique à l'aide des pompes. Lors de la décharge, à l'anode les ions V^{2+} s'oxydent en V^{3+} , à la cathode VO_2^+ se réduisent à VO^{2+} (en captant aussi deux protons). L'anode et la cathode sont séparées par une membrane sélective ne permettant que le passage des protons (H^+) et empêche donc le mélange des couples redox des deux réservoirs.

Suite à la décharge, le rapport oxydant/réducteur du premier réservoir augmente, dans le deuxième diminue. Pour recharger la batterie, on applique une différence de potentiel sur les électrodes, on continue à faire circuler les réactifs en circuit fermé. Les réactions redox sont inversés : le rapport oxydant/réducteur du premier réservoir diminue, dans le deuxième diminue. On peut également

³⁷"Zeolite Battery Research Africa", renommée ultérieurement "Zero Emission Batteries Research Activities".

³⁸ C'est pratiquement une pile à combustible « en solution ».

recharger la batterie, tout simplement en la branchant à d'autres réservoirs contenant les réactifs dans les concentrations appropriées à la batterie chargée.

L'énergie spécifique de cette batterie est de 10-20 Wh/kg et 15-25 Wh/l, cependant c'est un paramètre moins important du fait de l'usage exclusivement stationnaire des batteries à circulation. Son rendement est de 75-80%, légèrement inférieur aux batteries ordinaires, une partie d'énergie produite étant dépensée pour faire fonctionner les pompes. En revanche, le nombre de cycles est supérieur à 100 000, ce qui lui confère une durée de vie importante.

Un autre type de batterie à circulation est zinc – brome. L'électrolyte est le bromure de zinc et se trouve dans les deux réservoirs, cependant celui qui alimente la cathode contient également du brome (Br_2) dissous dans un liquide organique non miscible dans l'électrolyte aqueux. Des gouttelettes de ce liquide sont circulées dans la cellule. Lors de la décharge le brome se réduit à l'état ionique Br^- et passe dans l'électrolyte. Ce type de batterie à circulation est particulier car la cellule dispose à l'anode d'une électrode de Zn, elle ressemble donc à une machine d'électrodéposition des métaux. Lors de la décharge, l'anode de Zn s'oxyde en Zn^{2+} . La cellule est séparée en deux compartiments séparés par une membrane polymère perméable aux espèces ioniques (Br^- et Zn^{2+}) mais qui empêche le passage du Br_2 vers l'électrode en Zn, évite ainsi la décharge de la batterie, car ces deux espèces réagissent fortement l'une avec l'autre.

Cette batterie a une capacité de stockage supérieure (35-55 Wh/kg, 15-40 Wh/l) par rapport à la précédente, mais nécessite des mesures supplémentaires de sécurité du fait de la toxicité du brome Br_2 .

En général, les systèmes à base de batteries de circulation ont des capacités de stockage de 10-100 MWh, délivrent une puissance de 1-100 MW, pour un rendement de 70-90%. La plus grande installation se trouve actuellement au Minami-Hayakita (Japon), sa capacité est de 60 MWh pour une puissance de 15 MW. Une autre est en construction à Dalian (Chine), sa capacité est de 800 MWh (équivalent énergétique à 90 x 800 kg pétrole) et sa puissance 200 MW, elle sera opérationnelle en 2020.

Hydrogène

L'hydrogène est le plus léger élément chimique du tableau de Mendeleïev, le plus répandu en Univers et le troisième sur la surface de la terre. On pourrait s'imaginer un système énergétique complet et cyclique à l'échelle mondiale, fondé sur ce vecteur d'énergie propre : on peut le produire par électrolyse à partir d'une source d'énergie renouvelable (solaire, éolien), le stocker et le distribuer, et l'utiliser pour produire de l'électricité dans les piles à combustible ou le brûler directement dans les moteurs thermiques ou les chaudières. Ce cycle ne fait intervenir que trois composés chimiques (H_2 , O_2 et H_2O), ce qui s'inscrit pleinement dans l'optique du développement durable.

La densité énergétique de l'hydrogène est de 120 MJ/kg, soit trois fois plus que celle du pétrole. Malheureusement, à température et pression ambiante, sa densité volumique est très faible (0,09 kg/m³), ce qui nécessite de grands volumes de stockage. L'énergie stockée dans un m³ d'hydrogène est équivalente à celle de 1/3 l de pétrole !

Pour augmenter sa densité on peut le compresser, le liquéfier ou l'absorber dans des hydrures métalliques.

On peut compresser l'hydrogène dans des réservoirs polymères à une pression de 700 atm et obtenir à une densité de 42 kg/m³. Mais cela demande une quantité d'énergie équivalente à 15-20% de celle contenu dans l'hydrogène compressé, donc cette solution présente un rendement de 80-85%. On peut le liquéfier, pour arriver à une densité de 70 kg/m³, mais cela nécessite des installations chères de cryogénie et le maintien à une température de 20 K. Le rendement de cette solution est moins bon

(60%). Une dernière possibilité est de l'absorber dans des hydrures métalliques comme LaNi_5H_6 ou des hydrures complexes comme NaAlH_4 . Les densités sont plus importantes (90-110 kg/m^3) mais les rendements sont très faibles (1-7%)³⁹.

Actuellement, 95% de l'hydrogène est produit par le reformage du méthane, procédé qui génère du CO_2 . Seulement 4% est produit par électrolyse, procédé de décomposition de l'eau en hydrogène et oxygène avec de l'énergie électrique. Le rendement de l'électrolyse est autour de 75% (à 80°C et 100 atm) mais récemment, on a mis au point des procédés d'électrolyse à haute température (800°C), dont les rendements approchent 90%⁴⁰.

L'hydrogène peut être utilisé dans des piles à combustible, qui fonctionnent suivant la réaction inverse de l'électrolyse : on combine l'hydrogène avec de l'oxygène de l'air pour produire de l'énergie électrique et de l'eau. Le rendement d'une pile à combustible, dite "à membrane d'échange de protons" et utilisée dans les véhicules, est de 40%. Pour les applications stationnaires, on utilise des piles à combustible "à oxyde solide", dont le rendement est de 60% mais fonctionnent à 800°C.

On peut utiliser directement l'hydrogène dans les moteurs à combustion des véhicules, mais cela demande une nouvelle conception du moteur⁴¹, comme cela a été fait dans le projet expérimental BMW Hydrogen 7 qui utilise un moteur hybride essence - hydrogène⁴². On pourrait également injecter de l'hydrogène dans le réseau de gaz de ville et l'utiliser ainsi pour le chauffage domestique, cependant actuellement le prix de l'hydrogène est bien plus cher que celui du gaz.

Un système énergétique fondé sur de l'hydrogène doit tenir compte des diverses pertes de conversion : production par électrolyse (rendement 75-90%), stockage par compression (80-85%), utilisation dans les piles à combustibles (40-60%), ce qui donne des rendements globaux de 25-45%.

À l'heure actuelle, il existe des projets expérimentaux de stockage d'hydrogène, parmi eux :

- la plateforme MYRTE, installée en Corse, constituée d'une centrale photovoltaïque (560 kW) reliée à un électrolyseur qui produit de l'hydrogène pendant les heures creuses, puis restituée cette énergie au réseau par une pile à combustible pendant les heures de forte consommation, le stockage étant par compression ;
- INGRID, en Italie, semblable au précédent mais où le stockage est réalisé dans des hydrures métalliques (MgH_2) ; L'installation peut stocker 39 MWh pour une puissance de 1,2 MW ;
- HYUNDER, projet européen, qui traite le stockage hydrogène saisonnier à grande échelle dans des cavités souterraines ;
- GRHYD, projet français, qui vise l'injection d'hydrogène dans les réseaux de distribution de gaz de ville (Power to Gas), à 6% dans un premier temps, puis à 20%.

Stockage thermique

Le stockage thermique est fondé sur la capacité de certains matériaux d'emmagasiner et de restituer la chaleur. Parmi les matériaux usuels, l'eau présente une grande chaleur spécifique (4 180 J/kgK).

³⁹ Les hydrures ayant les meilleurs rendements demandant des températures de 200-300°C et leur cinétique reste lente.

⁴⁰ Cependant, cela demande le maintien de la température, certains propositions visent de récupérer la chaleur produite par des réacteurs nucléaires.

⁴¹ En fait, pour les moteurs qui utilisent le gaz, on peut injecter jusqu'à 20% hydrogène dans la combustible sans avoir besoin de modifier le moteur. En revanche, les moteurs qui fonctionnent avec exclusivement de l'hydrogène doivent être redimensionnés, pour abaisser leur température de fonctionnement et éviter la génération de produits NO_x .

⁴² Le projet a produit un véhicule mixte essence – hydrogène, avec des rendements inférieurs à celles des véhicules essence et également inférieur à celles des véhicules utilisant exclusivement de l'hydrogène.

Ainsi, un m³ d'eau se refroidissant de 90°C à 20°C, délivré quelque 290 MJ (80 kWh), mais ceci n'est équivalent qu'à l'énergie de 9 l de pétrole, ce qui donne un facteur volumique 110 plus faible. En d'autres termes, une personne qui souhaite effectuer un stockage saisonnier dans un réservoir thermique devrait disposer de 110 m³.

Stocker la chaleur l'été et la réutiliser l'hiver est possible et cela peut être fait avec un rendement de 80-90%. En revanche, convertir cette chaleur stockée en électricité est pratiquement impossible car le rendement de conversion est très faible. La meilleure machine thermique, qui fonctionne suivant le cycle Carnot, opérant entre 90°C et 20°C a un rendement d'environ 20%⁴³.

Actuellement on construit des systèmes de stockage thermique de capacités comprises entre 1 kWh et 10 MWh, pour des puissances de 1 kW- 1 MW et des rendements de restitution thermique de 80-90%.

Plusieurs variantes de stockage sont possibles : dans des réservoirs ou fosses thermiques (60-80 kWh/m³), dans des aquifères (30-40 kWh/m³) ou dans des puits de forage (15-30 kWh/m³). Les premiers ont des meilleures capacités par rapport au volume, mais nécessitent des aménagements plus importants, donc les coûts de constructions sont plus élevés. La seconde implique l'existence d'un aquifère à l'endroit de stockage, la dernière est la moins chère mais présente des capacités volumiques plus modestes.

Il existe actuellement plusieurs sites pilote dans le monde :

- Drake Landing (Alberta, Canada), où 52 habitations disposent de panneaux solaires thermiques qui stockent la chaleur pendant l'été et la restituent pendant l'hiver. Ce système fonctionne sans pompe à chaleur, dispose d'une capacité de stockage de 10 MWh, qui suffit pour couvrir 90% des besoins de chauffage annuel. En revanche, des chaudières à gaz d'appoint sont utilisées pour augmenter la température nécessaire à l'eau chaude sanitaire ;
- Vojens (Danemark), où se trouve la plus grande usine solaire thermique (70 000 m², 37 MW) et le plus grand réservoir thermique (200 000 m³ eau) ;
- Neckarsulm (Allemagne), qui s'étend sur 60 000 m², dont la capacité est de 800 MWh, pour une puissance de 4 MW ;
- Braedstrup (Danemark), dont les panneaux solaires thermiques s'étendent sur 8 000 m², pour une puissance est de 6 MW. En fait, l'installation est couplée à une centrale thermique à gaz, le but étant de démontrer la complémentarité entre ces deux systèmes afin de réduire les émissions de CO₂.

Une autre possibilité est d'utiliser des sels fondus comme le mélange NaNO₃ et KNO₃, pour stocker l'énergie dans les centrales solaires thermiques. Dans ce type de centrale, les rayons du soleil sont concentrés à l'aide des miroirs sur un récepteur, qui est donc chauffé à haute température. La chaleur est ensuite transportée par un fluide à un échangeur de chaleur, qui produit de la vapeur d'eau, qui entraîne une turbine connectée à un générateur. L'excédent de chaleur produite le jour est stockée dans des réservoirs de sels fondus (qui opèrent entre 260°C et 550°C) et peut être utilisé la nuit ou pendant les jours moins ensoleillés.

De tels systèmes de stockage ont été mis au point, par exemple à Solana Generation (Arizona, Etats-Unis), dont la capacité de stockage est de 250 MW pendant 6 heures ou à Gemasolar (Espagne), qui peut stocker 20 MW pendant 15 heures.

⁴³ Le rendement d'un cycle Carnot est donné par le rapport entre la différence des températures des deux sources (chaude et froide) et la température de la source chaude, ces températures étant exprimées en K.

Ces systèmes décrits auparavant utilisent la chaleur spécifique de l'eau ou d'autres matériaux de construction (pierre, ciment, sels fondus). Il est également possible de faire appel à des matériaux qui absorbent ou restituent la chaleur latente lors d'une transformation de phase solide – liquide, comme certains acides gras et paraffines ou sels hydratés. Cependant ces matériaux sont relativement chers, ils sont utilisés actuellement dans la construction pour réguler la température journalière des bâtiments.

Volant à inertie

C'est un système de stockage mécanique, fondé sur l'accumulation de l'énergie cinétique de rotation dans un cylindre massif. Celle-ci est directement proportionnelle au moment d'inertie et au carré de la vitesse angulaire. Cependant, la vitesse périphérique ne peut pas dépasser une valeur limite qui dépend du rapport entre le module de résistance à la traction et la densité du matériau⁴⁴. Une conséquence directe est que la quantité maximale d'énergie stockée par unité de masse est limitée par le rapport des deux caractéristiques du matériau citées auparavant. D'abord en acier, les volants à inertie sont actuellement réalisés en carbone composite, qui présente un meilleur rapport résistance de traction – densité. Actuellement, les volants permettent d'obtenir en laboratoire des capacités de stockage de 100-130 Wh/kg, donc de même ordre que les batteries, cependant les produits commercialisées sont moins performants d'un facteur dix.

Dans un volant à inertie on place sur le même axe le cylindre massif et le rotor du générateur électrique. Ce dernier est utilisé soit comme moteur électrique, qui, alimenté par une source de tension, augmente la vitesse de rotation du cylindre, donc stocke l'énergie électrique en énergie de rotation, soit comme générateur pour effectuer la conversion inverse. Pour minimiser les pertes de frottement parfois on utilise des paliers magnétiques et on place la volante dans une enceinte à vide.

Pour des raisons de sécurité, les volants à inertie sont en général placés dans des cavités creusées dans le sol.

Un système de stockage à base de volants à inertie a été construit à Stephentown (Californie, Etats-Unis), il compte 200 volants de 100 kW, donc une puissance totale de 20 MW. Il peut fonctionner pendant 15 minutes, donc sa capacité est de 5 MWh. Un autre système plus important est en construction à Fresno (Californie) : 800 volantes à 25 kW, donc une puissance de 20 MW, capable de fonctionner pendant 4h, donc une capacité de 80 MWh.

Comme pour les batteries, on peut construire des capacités de stockage ayant une grande plage de valeurs : des énergies de 1 kWh – 100 MWh et des puissances de 1 kW – 100 MW. Les rendements de conversion sont de 80-90%.

Par rapport aux batteries, les volants à inertie disposent d'un temps de vie plus long, certains pouvant atteindre 30 ans. En revanche, à cause des frottements inhérents, la durée de stockage reste courte : un volant chargé s'arrête de tourner après une journée même si on ne la connecte pas à un consommateur. Les volants à inertie sont donc plus adaptés à des opérations de lissage ou d'écrêtage du courant électrique.

⁴⁴ Un élément de volume du volant à inertie est soumis à la force centrifuge, proportionnelle à la distance par rapport à l'axe de rotation et au carré de la vitesse angulaire. Cette force ne doit pas exercer par unité de surface une tension mécanique supérieure à la limite de rupture du matériau, condition qui implique que la vitesse périphérique soit inférieure à la racine carrée du rapport entre le module de résistance à la traction et la densité du matériau.

Super-condensateurs

Ce sont des condensateurs de grande capacité, typiquement 100 à 1 000 fois supérieure à celle des condensateurs classiques. Leur structure rassemble à celles des batteries : deux électrodes séparées par une membrane perméable aux ions, contenant un électrolyte avec des ions positifs et négatifs. Ces éléments sont fabriqués sous la forme des feuillets, qu'on empile, puis on roule. La membrane empêche donc les électrodes de se court-circuiter par contact direct.

Un super-condensateur fonctionne sur le principe de la double couche de Helmholtz. Si on lui applique une tension électrique, les ions positifs migrent vers l'électrode négative, les ions négatifs vers l'électrode positive. Ces ions se disposent alors sous la forme de couches au voisinage des électrodes. Cependant, comme les ions sont entourés par des molécules de solvant de l'électrolyte, les couches ioniques sont séparées des électrodes par une fine couche de solvant. L'ensemble électrode, couche de solvant, couche ionique forment alors la structure caractéristique d'un condensateur : armature, diélectrique, armature.

Les électrodes sont constituées du carbone poreux, ce qui leur donne des grandes surfaces de contact avec l'électrolyte. Cette caractéristique, ainsi que la grande valeur de la permittivité électrique de l'électrolyte et la faible épaisseur de la couche de solvant, confèrent aux super-condensateurs des grandes valeurs de la capacité⁴⁵.

Parfois, certains ions de la couche ionique peuvent franchir la couche de solvant et transférer leur charge à l'électrode par des réactions redox, adsorption ou insertion, mais sans réagir chimiquement. Ce phénomène s'appelle transfert de charge Faraday, est réversible et permet d'obtenir des capacités encore plus importantes par rapport à celles engendrées par le mécanisme de la double couche de Helmholtz. Cependant, ces types de super-condensateurs nécessitent des électrodes plus élaborées, à partir des certains oxydes métalliques couverts par des polymères conducteurs, donc plus chers.

Actuellement, les super-condensateurs commercialisés ont des capacités de stockage de 5-15 Wh/kg, délivrent une puissance délivrée de 3-10 kW/kg et supportent plus de 20 000 cycles charge-recharge. Leurs capacités de stockage sont donc en-deçà de celles des batteries, mais ils sont capables de la délivrer rapidement et ont une durée de vie bien plus longue. Pour ces raisons ils sont utilisés dans diverses applications : démarrage et récupération de l'énergie de freinage des véhicules, propulsion sur des courtes distances des bus et trams, outils électroportatifs, stabilisation et filtrage de l'énergie électrique.

Bobines supraconductrices

Ce système stocke pendant un temps indéfini l'énergie du champ magnétique créée par le courant électrique qui traverse une bobine supraconductrice. La bobine est constituée d'un matériau supraconducteur, qui refroidi au-dessous d'un seuil de température, devient supraconducteur, ce qui permet à un courant électrique de la traverser sans des pertes ohmiques.

Comme dans le cas de la volante d'inertie, la capacité de stockage d'une bobine supraconductrice est limitée par le rapport entre le module de résistance à la traction et la densité du matériau⁴⁶. Pour augmenter la résistance mécanique, les spires en matériau supraconducteur sont enroulées sur des structures d'acier.

⁴⁵ La capacité d'un condensateur plan est proportionnelle à la permittivité électrique du diélectrique, à l'aire des armatures et inversement proportionnelle à l'épaisseur du diélectrique.

⁴⁶ La limitation principale de l'énergie stockée est donnée par la résistance mécanique des conducteurs car le courant électrique qui les traverse, engendre des forces d'attraction entre les spires de la bobine, conformément à la loi d'Ampère.

Les capacités de stockage sur une telle structure peuvent atteindre 3,5 Wh/g. En revanche, une bobine supraconductrice peut se décharger extrêmement vite, ce qui lui permet d'attendre des puissances spécifiques supérieures à 100 MW/kg, ce qui la rend particulièrement adaptée pour le stockage d'énergie de courte durée, notamment dans la stabilisation et le filtrage de l'énergie électrique.

En raison des besoins énergétiques de la réfrigération et du coût élevé du fil supraconducteur, de tels systèmes sont réservés aux usages des laboratoires, aujourd'hui il n'existe pratiquement pas d'installation commerciale. La plus grande bobine supraconductrice au monde est celle du détecteur CMS (CERN) et est utilisée pour la recherche fondamentale en physique des particules⁴⁷. Elle ne sera dépassée que par celle du réacteur à fusion ITER⁴⁸.

Récemment, un laboratoire japonais a construit une bobine avec des supraconducteurs à haute température, dont la capacité de stockage est de 2 kWh, pour une puissance de 5 MW.

Conclusion

Les STEP sont le moyen le plus répandu aujourd'hui pour le stockage, mais elles souffrent d'une faible capacité de stockage spécifique, elles nécessitent des sites adaptés (la France aurait besoin de 1 500 STEP de la taille de Grand'Maison pour faire face aux besoins de stockage saisonnier !).

La capacité de stockage des CAES se situe à un ordre de grandeur en dessous de celle des STEP. Il est également difficile de trouver les sites appropriés et nécessite des coûts d'aménagement élevés.

Actuellement les plus grandes installations de stockage à base de batteries ont une capacité de stockage un ordre de grandeur inférieure à celle des CAES. Elles sont adaptées à un stockage individuel, mais chaque personne en France devrait disposer de 13 m³ disponibles pour abriter un système de stockage du type Li-ion.

Les batteries à circulation sont mieux situées que les batteries Li-ion, mais restent inférieure aux CAES.

Grâce à sa versatilité, l'hydrogène reste une alternative sérieuse pour un système énergétique, il faut cependant accepter des rendements de conversion faible (25-40%) et investir massivement dans l'infrastructure.

Le stockage thermique individuel reste exclusivement utilisable pour stockage de la chaleur, le rendement de conversion en électricité reste très faible, son usage pour les centrales solaire thermique est très restreint.

Les volants à inertie, les super-condensateurs et les bobines supraconductrices ne permettent pas de grandes capacités de stockage, ils seront dédiés aux applications mobiles ou au filtrage et stabilisation de l'énergie électrique.

Malgré plusieurs technologies expérimentées, le stockage saisonnier de l'énergie renouvelable ne trouve pas actuellement de solution. Plusieurs possibilités d'ouvrent alors :

- Continuer à utiliser des énergies fossiles, avec les risques qui comportent pour l'environnement.
- Développer la filière nucléaire, il faudra estimer les réserves d'uranium et la possibilité de développer des réacteurs surgénérateurs et à base de thorium.

⁴⁷ Le CMS utilise des supraconducteurs à basse température (refroidissement à hélium liquide – 1,9 K), peut stocker 740 kWh et pèse 225 tonnes, donc sa capacité spécifique est de 3,3 Wh/kg, proche de la limite maximale.

⁴⁸ La bobine supraconductrice d'ITER peut stocker 11,4 MWh et pèse 5 300 tonnes.

- Construite un réseau de transport et distribution de l'énergie électrique mondial, qui permettrait l'acheminement de l'énergie électrique d'origine renouvelable à partir des zones productrices vers les zones consommatrices, en acceptant les pertes (3% pour 1 000 km) et les éventuelles risques géopolitiques.
- Investir massivement dans le développement technologique pour la mise au point de la fusion nucléaire.
- Encourager la recherche dans des nouvelles technologies de stockage futuristes (antimatière, désintégration du proton) et dans les voyages spatiaux.

La situation idéale pour l'humanité serait la maîtrise de la fusion nucléaire à la fin du XXI^e siècle. En cas d'échec, elle sera alors contrainte d'utiliser à grande échelle l'énergie solaire, y compris celle disponible hors de la surface terrestre, sur le modèle de la sphère de Dyson, construite autour du Soleil. Si le développement de cette technologie se solde également par un échec, l'épuisement des combustibles fossiles risque de priver l'humanité de l'énergie nécessaire à son progrès, car les autres formes d'énergie (éolienne, biomasse, géothermique, hydro) ne sont pas suffisamment concentrées. Les habitants de la planète Terre seront à jamais condamnés de rester sur cette planète et ne contribueront pas à la colonisation des autres endroits de notre Univers⁴⁹. C'est peut-être le triste sort d'un grand nombre de civilisations, situés sur des planètes lointaines⁵⁰.

⁴⁹ L'énergie jouera un rôle primordial dans les voyages spatiaux. Une quantité énorme d'énergie déforme l'espace temps et raccourcit les distances.

⁵⁰ Selon Nicolaï Kardashev, les civilisations se classent suivant l'énergie dont elles disposent : type I récupère l'énergie disponible à l'échelle planétaire (10^{16} W), type II celle du système solaire (10^{26} W), type III celle de la galaxie (10^{36} W). Le passage de la civilisation de type I à celle de type II est critique, pour passer dans celle de type III, capable d'effectuer des voyages intergalactiques. Nous sommes actuellement une civilisation de type 0,7.

Annexe 2 : éléments de modélisation d'un mix électrique avec stockage d'énergie électrique mais sans énergie fossile

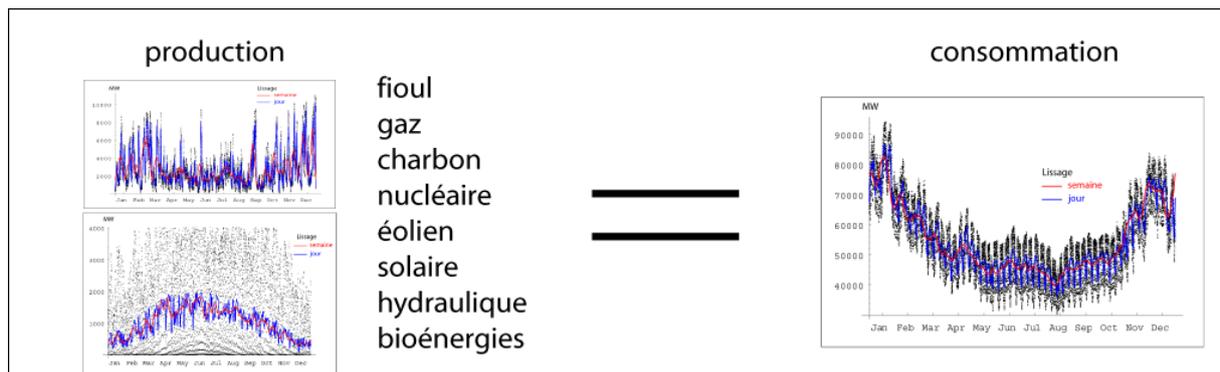
(par Ilarion Pavel)

L'objet de la modélisation est de remplacer, pour la production d'électricité, les combustibles fossiles par des énergies renouvelables (éolien et solaire).

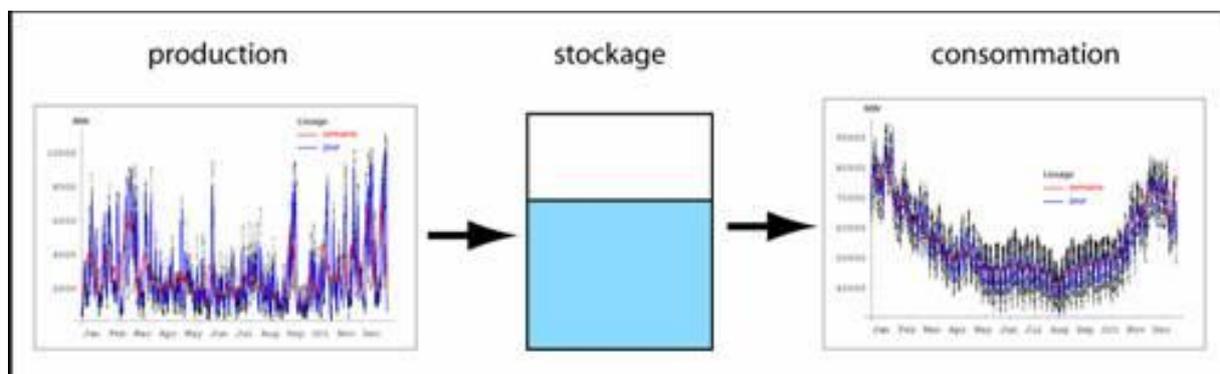
On dispose de données en provenance de RTE pendant trois années consécutives (2015, 2016 et 2017), concernant la consommation et la production de l'énergie électrique. Ces données se présentent sous la forme de relevés de puissance moyennés chaque ½ heure, pendant la durée de l'année : consommation électrique, production d'énergie à partir des sources fossiles (fioul, gaz, charbon), du nucléaire, du renouvelable (éolien, solaire, hydraulique, bioénergies), ainsi que les échanges frontaliers et le pompage par des STEP, soit pour une année 11 x 17 520 entrées (17 568 sur 2016 qui est bissextile).

Dans un premier temps, on consolide la consommation avec les échanges frontaliers (5-10% de la consommation), ainsi que la production hydraulique avec le pompage STEP pour obtenir l'équation suivante :

consommation - échanges = fioul + gaz + charbon + nucléaire + éolien + solaire + hydro (+ pompage) + bio

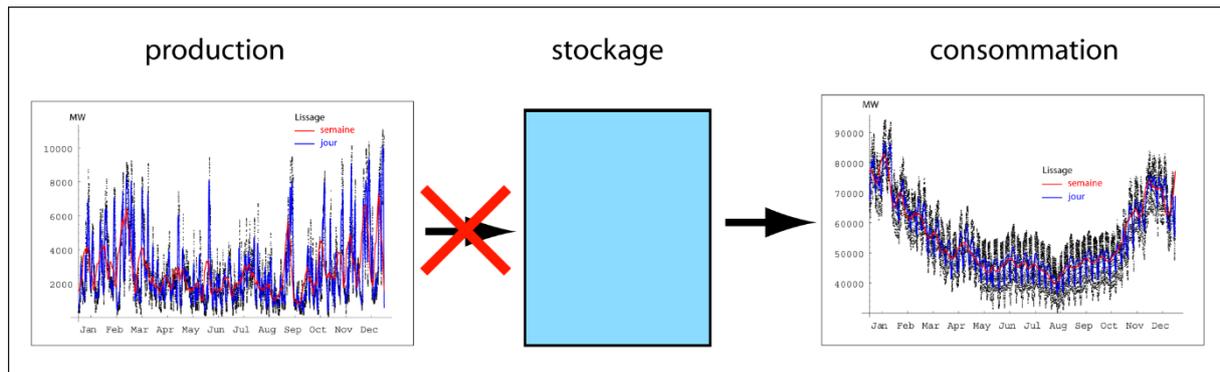


Le modèle vise à remplacer complètement les sources fossiles par de l'énergie éolienne et solaire, ce qui demande, d'une part, l'augmentation de la puissance installée pour ces sources d'énergie, d'autre part la mise en place d'une capacité de stockage afin de faire face à la variabilité qui les caractérise.

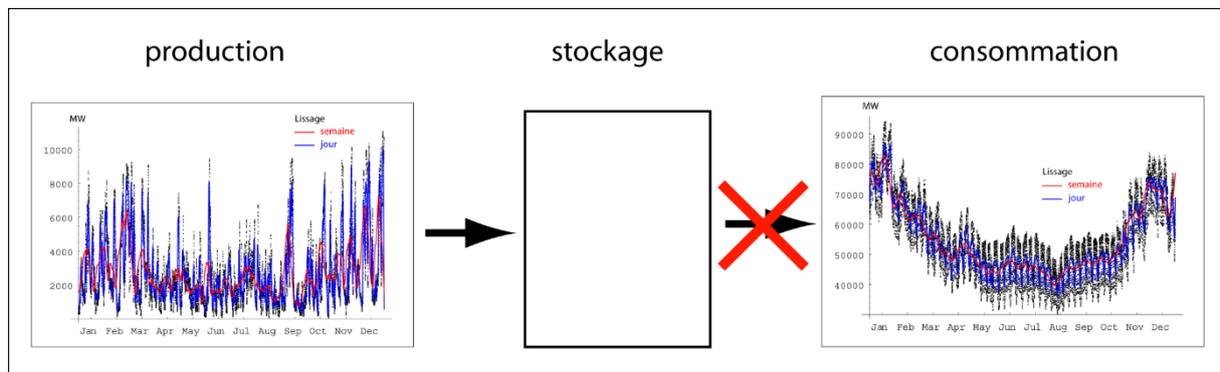


Les variables du modèle sont donc la puissance installée éolienne et solaire (en GW) et la capacité de stockage (en TWh). Chaque demi-heure, on alimente la réserve de stockage avec de l'énergie produite (nucléaire + renouvelable) et, en même temps, on envoie en consommation l'énergie correspondante, en utilisant les données RTE (on garde pour l'instant le nucléaire, le hydraulique et la bioénergie constantes, et on augmente de manière proportionnelle l'éolien et le solaire).

Dans certains cas, la capacité de stockage est saturée et la production est supérieure à la consommation, on est alors obligé d'arrêter la production d'éolien et de solaire (effacement de production ou « *curtailment* »).



De manière symétrique, la réserve en stockage peut se trouver vide, avec une consommation supérieure à la production, on est alors obligé d'arrêter la consommation (effacement de consommation).



Deux résultats importants découlent alors du modèle : le pourcentage d'effacement de consommation par an, soit le nombre de demi-heures de consommation effacées / nombre de demi-heures de l'année (17 520) et le pourcentage d'effacement de production (éolienne et solaire) par an, soit le nombre de demi-heures de production effacées / 17 520.

Un paramètre secondaire est la réserve initiale de stockage au 1^{er} janvier de l'année. On l'a choisie conventionnellement égale à 2 TWh, pour ne pas partir d'un stock égal à zéro pendant un mois d'hiver à forte consommation. En fait, les simulations ont montré que cette valeur a peu d'influence sur les résultats de la modélisation.

Le but de la simulation est alors de déterminer les valeurs de la capacité de stockage et de la puissance installée (éolienne + solaire) pour obtenir des valeurs faibles d'effacement de consommation (entre 1 et 10%, par exemple), pour la simple raison qu'il est souhaitable de ne pas léser les consommateurs.

Trois scénarios

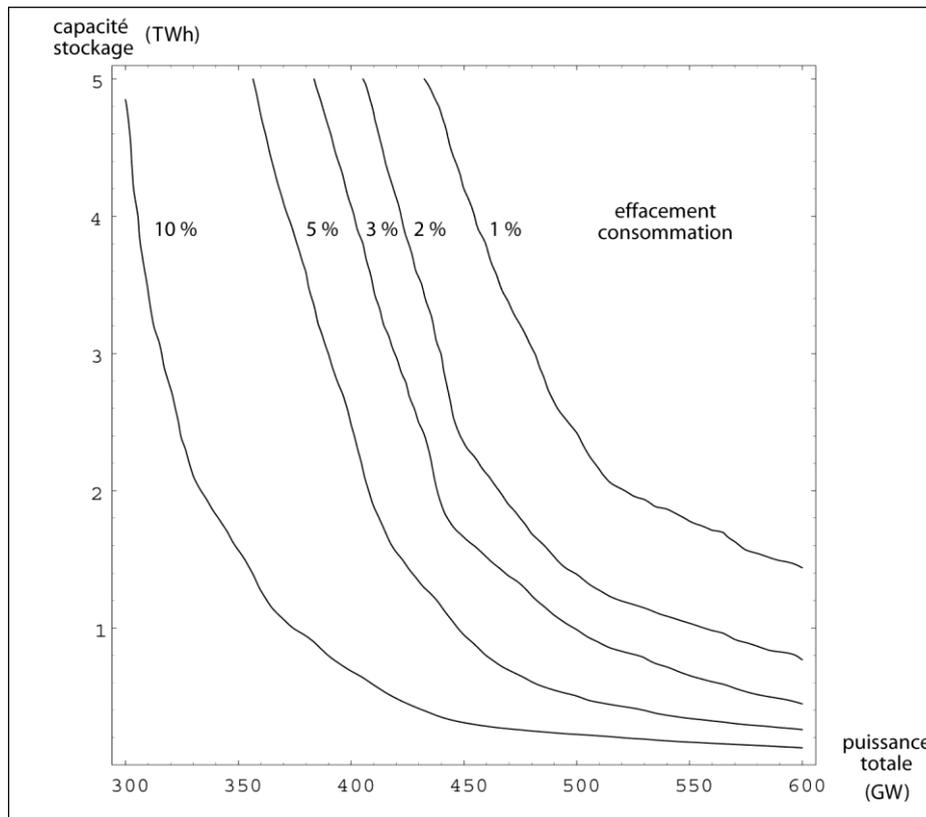
On enlève donc totalement la production d'énergie fossile, on augmente la production d'éolien et du solaire, tout en maintenant constant le rapport des puissances installées éolien / solaire, qui sont respectivement de 1,67 (2015), 1,723 (2016) et 1,770 (2017), calculés à partir des données RTE concernant les puissances installées (voir les données à la fin de l'annexe).

On étudie trois scénarios, en fonction de la part du nucléaire dans le mix électrique :

- Nucléaire à 72%, nuc72% (i.e. on garde l'intégralité du nucléaire) ;
- Nucléaire à 50%, nuc50% (nucléaire réduit) ;
- Nucléaire à 0%, nuc0% (on enlève totalement le nucléaire).

Premiers résultats

La simulation du scénario nuc72% conduit au graphique suivant, qui montre les courbes d'effacement de consommation constante à 10%, 5%, 3%, 2% et 1% :



Si on se place sur une courbe d'effacement constant (1% par exemple), on pourrait choisir d'avoir une forte capacité de stockage, mais une plus faible puissance installée (le haut de la courbe) ou réciproquement, une forte puissance installée, mais une plus faible capacité de stockage (le bas de la courbe).

Considérations économiques

Pour arbitrer la position sur cette courbe on doit faire appel à des considérations économiques. Il sera alors judicieux de minimiser les dépenses nécessaires à l'augmentation de la capacité de production et à la mise en place d'un système de stockage.

On prend alors des hypothèses couramment observées pour ces dépenses : des investissements dans les capacités de production (éolien et solaire) autour de 1 M€ / MW (soit 1 G€/GW) et, pour le système de stockage, autour de 100 € / kWh (soit 100 G€ / TWh).

On peut écrire le coût total comme :

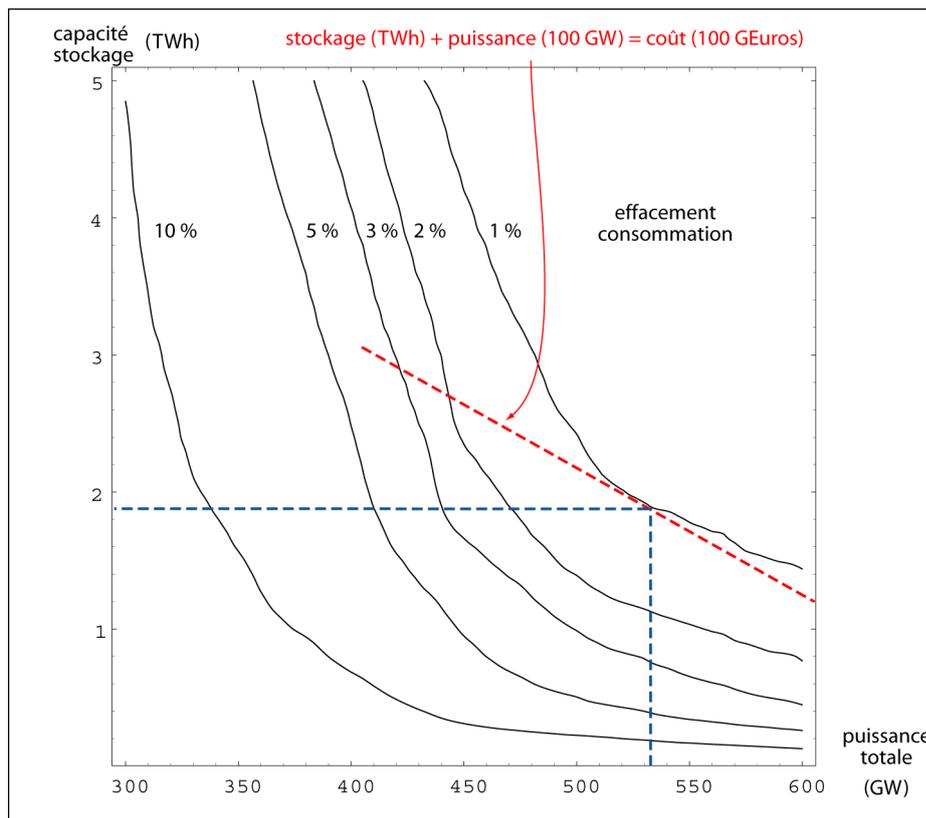
$$\text{Coût total (G€)} = \text{investissement production (GW)} + 100 * \text{capacité de stockage (TWh)}$$

Soit, en changeant les unités de mesure :

$$\text{Coût total (100 G€)} = \text{investissement production (100 GW)} + \text{capacité de stockage (TWh)}$$

qui représente l'équation d'une droite du type $x + y = \text{constante}$

Pour une courbe d'effacement constante, trouver le coût total minimal revient à trouver la distance minimale entre l'origine et une droite $x + y = \text{constante}$, tangente à cette courbe.



Dans le cas d'une courbe d'effacement de consommation égal à 1%, les résultats de la minimisation sont :

- Capacité de stockage = 1,89 TWh ;
- Puissance nominale = 534,3 GW (dont 338,1 GW éolien et 197,2 GW solaire) ;
- Coût = 723,3 G€ (dont 188,9 G€ investissement production énergie).

Observations :

1) Pour simplifier la minimisation on a choisi la même valeur de coûts d'investissement des capacités de production éolien et des capacités de production solaire. En fait, lors de la construction des courbes d'effacement de consommation, on pourrait traiter séparément la production d'énergie éolienne et celle d'énergie solaire (plutôt que de garder leur rapport constant). Dans ce cas, on n'aurait pas deux mais trois variables (puissance éolien, puissance solaire, capacité de stockage) et on obtiendrait alors des surfaces bidimensionnelles d'effacement constant plutôt que des courbes. La minimisation du coût total ferait alors intervenir deux valeurs différentes pour le coût d'investissement des capacités de production éolienne et pour celui des capacités de production solaire. Pour une surface d'effacement constante, trouver le coût total minimal revient à trouver la distance minimale entre l'origine et la surface, ce qui revient à prendre le plan tangent à cette surface.

2) On n'a pas pris en compte que les coûts d'investissement. Il faudrait introduire également le coût d'exploitation des installations. Effectivement, dans un premier temps, on peut se contenter pour l'analyse des coûts d'investissement, une analyse plus fine sera faite dans des travaux ultérieurs, afin de prendre en compte également les coûts d'exploitation.

3) Un hypothèse forte du modèle est le fait de considérer que le pilotage fourni par l'hydraulique pour faire face aux fluctuations de consommation et à la variabilité des productions éolienne et solaire, reste le même quand on arrête complètement la production d'énergie fossile, qui, elle-même apporte une forte contribution à ce pilotage.

Il se pose également la question d'utiliser le nucléaire, au moins partiellement, pour effectuer ce pilotage. Bref, si on arrête la production fossile, la stratégie de pilotage nucléaire + hydraulique serait probablement différente par rapport à la stratégie actuelle, maintenue dans la modélisation. Dans quelle mesure, cela permettrait de baisser les capacités de stockage et les puissances installées éolien et solaire ? Ces questions seront abordées dans une analyse ultérieure.

4) Un problème d'ordre technique du modèle est l'utilisation de variables discrètes concernant l'effacement de la consommation (nombre demi-heures d'effacement / 17 520). Cela pourrait impliquer une convexité moins marquée des courbes d'effacement de production, avec un effet négatif sur la minimisation des coûts, surtout sur les courbes de faible valeur d'effacement de consommation (1%). Comme on le verra par la suite, la minimisation du coût total sur trois années consécutives aboutit à des valeurs très proches ; en revanche, il existe une certaine dispersion entre les valeurs de la capacité de production et de stockage. On a observé que, successivement sur les trois années, une plus faible valeur de l'une est compensée par une plus forte valeur de l'autre, pour aboutir finalement à un coût total pratiquement constant, ce qui est visiblement le signe d'une faible convexité.

Il serait alors intéressant de refaire cette simulation en remplaçant les variables discrètes de l'effacement de la consommation par des variables continues, comme par exemple le « déficit d'énergie » = énergie consommée – énergie produite – stockage.

Résultats finaux

Année 2015

1) **nuc72%** : on garde le nucléaire, l'hydraulique, la bioénergie. On enlève les fossile (fioul, gaz, charbon) et on le remplace avec de l'éolien et du solaire (on garde le rapport éolien/solaire = 1.67)

Effacement consommation (%)	Capacité stockage (TWh)	Puissance totale (GW)	dont éolien (GW)	dont solaire (GW)	Coût (G€)	dont investissement	Effacement production (%)
1	0,331	68,7	43,0	25,7	101,9	33,1	73,6
2	0,254	65,9	41,2	24,7	91,2	25,4	71,7
3	0,172	66,0	41,3	24,7	83,2	17,2	72,4
5	0,107	65,0	40,7	24,4	75,8	10,7	72,8
10	0,070	56,8	35,5	21,3	63,8	7,0	67,2

2) **nuc50%** : on réduit le nucléaire à 50%, on garde l'hydraulique et la bioénergie. On enlève le fossile (fioul, gaz, charbon) et on le remplace avec de l'éolien et du solaire (on garde le rapport éolien/solaire = 1.67)

Effacement consommation (%)	Capacité stockage (TWh)	Puissance totale (GW)	dont éolien (GW)	dont solaire (GW)	Coût (G€)	dont investissement	Effacement production (%)
1	1,062	213,3	133,4	79,9	319,5	106,2	60,6
2	0,669	216,1	135,2	80,9	283,1	66,9	61,9
3	0,455	215,7	134,9	80,8	261,3	45,5	62,2
5	0,441	188,3	117,8	70,5	232,4	44,1	53,3
10	0,231	170,7	106,8	69,9	193,8	23,1	47,4

3) **nuc0%** : on enlève le nucléaire, on garde l'hydraulique et la bioénergie. On enlève le fossile (fioul, gaz, charbon) et on le remplace avec de l'éolien et du solaire (on garde le rapport éolien/solaire = 1.67)

Effacement consommation (%)	Capacité stockage (TWh)	Puissance totale (GW)	dont éolien (GW)	dont solaire (GW)	Coût (G€)	dont investissement	Effacement production (%)
1	2,431	489,1	305,9	183,2	732,3	243,1	58,0
2	1,557	480,0	300,2	179,8	635,7	155,7	57,4
3	1,043	481,9	301,4	180,5	586,1	104,3	58,0
5	0,605	464,6	290,6	174,0	525,1	60,5	56,4
10	0,523	384,0	240,2	143,8	436,2	52,3	43,1

Année 2016

1) **nuc 72%** : on garde le nucléaire, l'hydraulique, la bioénergie. On enlève les fossile (fioul, gaz, charbon) et on le remplace avec de l'éolien et du solaire (on garde le rapport éolien/solaire = 1.723)

Effacement consommation (%)	Capacité stockage (TWh)	Puissance totale (GW)	dont éolien (GW)	dont solaire (GW)	Coût (G€)	dont investissement	Effacement production (%)
1	0,303	96,9	61,3	35,6	127,1	30,3	73,6
2	0,171	97,2	61,5	35,7	114,3	17,1	74,4
3	0,130	94,3	59,7	34,6	107,3	13,0	73,5
5	0,084	88,0	55,7	32,3	96,4	8,4	70,7
10	0,072	74,3	47,0	27,3	81,5	7,2	62,6

2) **nuc50%** : on réduit le nucléaire à 50%, on garde l'hydraulique et la bioénergie. On enlève le fossile (fioul, gaz, charbon) et on le remplace avec de l'éolien et du solaire (on garde le rapport éolien/solaire = 1.723)

Effacement consommation (%)	Capacité stockage (TWh)	Puissance totale (GW)	dont éolien (GW)	dont solaire (GW)	Coût (G€)	dont investissement	Effacement production (%)
1	0,842	213,8	135,3	78,5	298,1	84,2	58,3
2	0,504	211,9	134,1	77,8	262,3	50,4	58,3
3	0,364	209,6	132,6	77,0	246,0	36,4	57,9
5	0,263	197,1	124,7	72,4	223,4	26,3	54,2
10	0,222	169,7	107,4	62,3	191,9	22,2	44,0

3) **nuc0%** : on enlève le nucléaire, on garde l'hydraulique et la bioénergie. On enlève le fossile (fioul, gaz, charbon) et on le remplace avec de l'éolien et du solaire (on garde le rapport éolien/solaire = 1.723)

Effacement consommation (%)	Capacité stockage (TWh)	Puissance totale (GW)	dont éolien (GW)	dont solaire (GW)	Coût (G€)	dont investissement	Effacement production (%)
1	2,188	454,4	287,5	166,9	673,2	218,8	48,5
2	1,310	454,8	287,8	167,0	585,8	131,0	49,1
3	0,904	454,6	287,7	166,9	545,0	90,4	49,5
5	0,544	445,0	281,6	163,4	499,4	54,4	48,9
10	0,497	383,5	242,7	140,8	433,2	49,7	38,8

Année 2017

1) **nuc72%** : on garde le nucléaire, l'hydraulique, la bioénergie. On enlève les fossile (fioul, gaz, charbon) et on le remplace avec de l'éolien et du solaire (on garde le rapport éolien/solaire = 1.770)

Effacement consommation (%)	Capacité stockage (TWh)	Puissance totale (GW)	dont éolien (GW)	dont solaire (GW)	Coût (G€)	dont investissement	Effacement production (%)
1	0,245	116,8	74,6	42,2	141,3	24,5	75,3
2	0,154	114,9	73,4	41,5	130,3	15,4	74,9
3	0,151	108,8	69,5	39,3	123,9	15,1	72,8
5	0,168	95,2	60,8	34,4	112,0	16,8	65,4
10	0,093	85,6	54,7	30,9	94,9	9,3	60,4

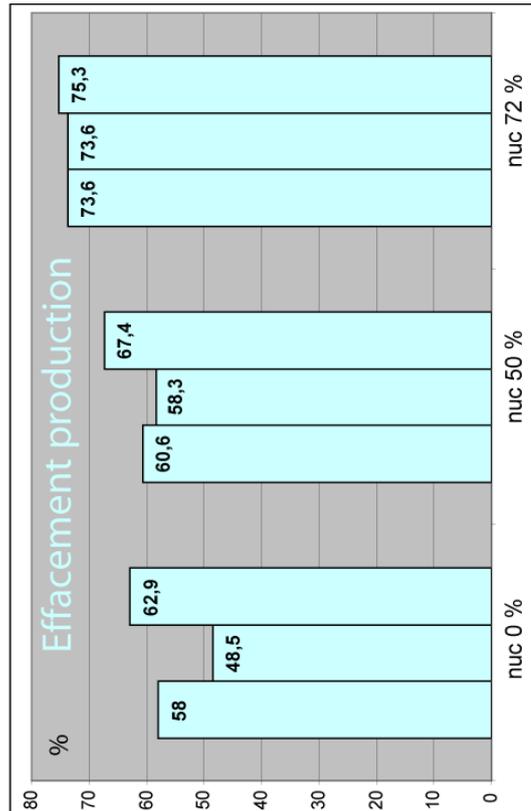
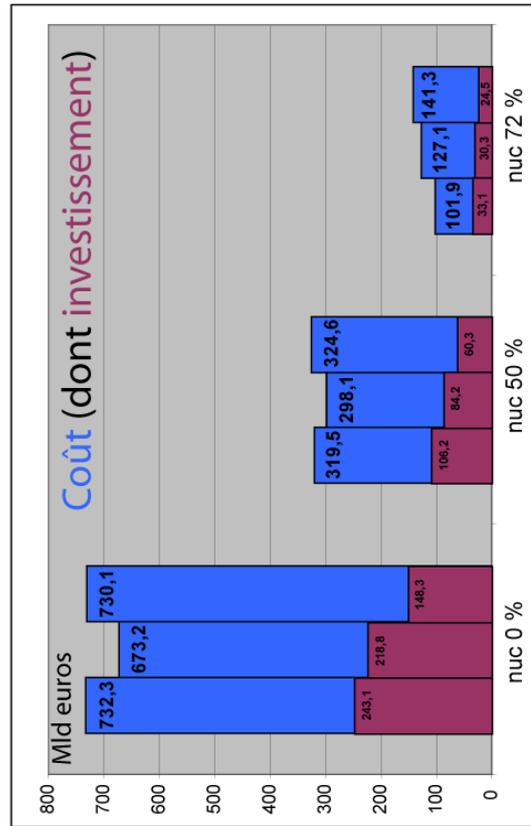
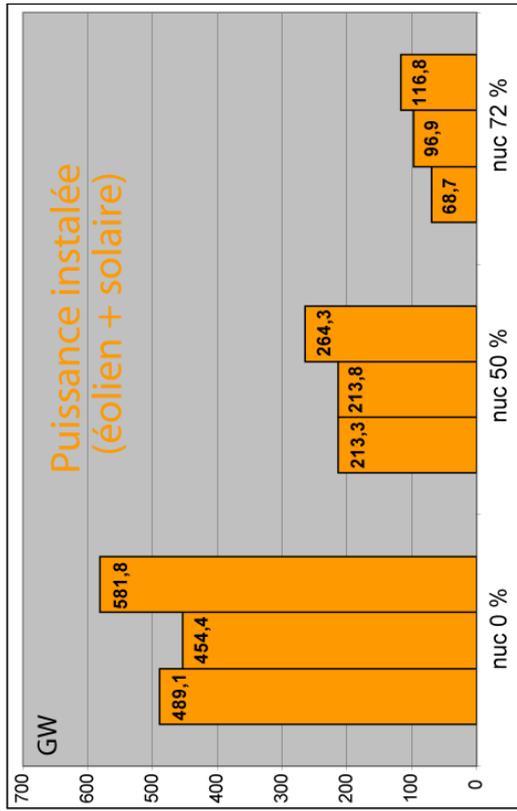
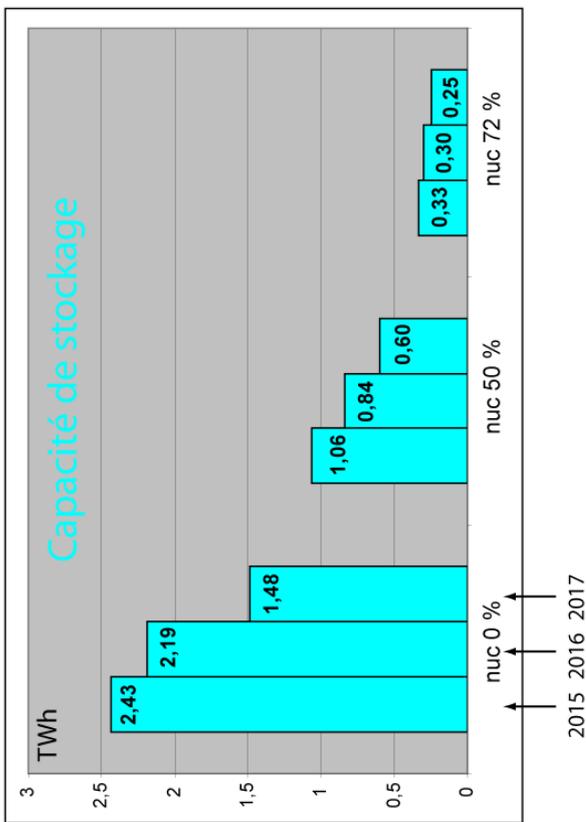
2) **nuc50%** : on réduit le nucléaire à 50%, on garde l'hydraulique et la bioénergie. On enlève le fossile (fioul, gaz, charbon) et on le remplace avec de l'éolien et du solaire (on garde le rapport éolien/solaire = 1.770)

Effacement consommation (%)	Capacité stockage (TWh)	Puissance totale (GW)	dont éolien (GW)	dont solaire (GW)	Coût (G€)	dont investissement	Effacement production (%)
1	0,603	264,3	168,9	95,4	324,6	60,3	67,4
2	0,403	261,6	167,2	94,4	301,9	40,3	67,3
3	0,363	241,6	154,4	87,2	277,9	36,3	62,7
5	0,367	212,4	135,7	76,7	249,1	36,7	54,8
10	0,248	186,5	119,2	67,3	211,3	24,8	46,8

3) **nuc0%** on enlève le nucléaire, on garde l'hydraulique et la bioénergie. On enlève le fossile (fioul, gaz, charbon) et on le remplace avec de l'éolien et du solaire (on garde le rapport éolien/solaire = 1.770)

Effacement consommation (%)	Capacité stockage (TWh)	Puissance totale (GW)	dont éolien (GW)	dont solaire (GW)	Coût (G€)	dont investissement	Effacement production (%)
1	1,483	581,8	371,8	210,0	730,1	148,3	62,9
2	0,950	579,4	370,2	209,2	674,4	95,0	63,1
3	0,898	530,9	339,2	191,7	620,7	89,8	57,9
5	0,804	477,0	304,8	172,2	557,4	80,4	51,5
10	0,648	409,0	261,3	147,7	473,8	61,3	40,9

Scénarios pour 1 % effacement consommation



Conclusions

L'analyse prend en compte l'effacement consommation à 1%, cela représente néanmoins plus de 3 jours et demi de coupure d'électricité par an.

Par la suite, on prend en compte les valeurs moyennes sur les trois années des résultats de la simulation : coût total, puissance installée, capacité de stockage et effacement production.

nuc0%

- le coût total se situe autour de 700 Md€, ce qui représente environ 30% du PIB de la France ;
- la puissance installée est d'environ 500 GW, soit environ 320 GW éolien et 180 GW solaire, soit une augmentation d'un facteur 23 par rapport à la capacité actuelle ; avec les limites supérieures du flux moyen d'énergie solaire de 25 W/m², cela demande une surface d'au moins 7 200 km² et du flux moyen d'énergie éolienne de 2-3 W/m², il faut prévoir une surface de 130 000 km², (soit 23% de la surface de la France !)
- une valeur faible de l'effacement consommation conduit à une forte valeur de l'effacement production (55%) ;
- la capacité de stockage est relativement élevée (2 TWh), il se pose alors la question de sa faisabilité technique ;

En conclusion, une telle solution énergétique est irréaliste.

nuc50%

- le coût total diminue de plus d'un facteur 2 par rapport au scénario précédent (nuc0%) ;
- la puissance installée (éolien et solaire) diminue de moitié ;
- la capacité de stockage diminuée d'un facteur 2,5 ;

Mais :

- les 150 GW d'éolien nécessitent 60 000 km² (10% de la surface de la France) ;
- fortes valeurs d'effacement production (60%).

Le déploiement de l'éolien sur une telle surface semble peu probable.

nuc72% (actuel)

- le coût total diminue d'un facteur 2,5 par rapport au scénario précédent (nuc50%) ;
- la puissance installée (éolien et solaire) diminué d'un facteur 2,4 ;
- la capacité de stockage diminuée d'un facteur 2,8.

Mais :

- 60 GW d'éolien nécessitent 25 000 km² (4,5% de la surface de la France) ;
- fortes valeurs d'effacement production (70%).

Il reste à vérifier le déploiement de l'éolien est réaliste et si un tel financement reste possible, le coût total étant de 120 Md€, soit plus de 5% du PIB de la France.

Données additionnelles : puissances installées

Puissance	2015		2016		2017	
	MW	%	MW	%	MW	%
fioul	8 645	6,7	7 137	5,5	4 098	3,1
gaz	10 901	8,4	11 712	9,0	11 851	9,1
charbon	3 007	2,3	2 997	2,3	2 997	2,3
nucléaire	63 130	48,8	63 130	48,3	63 130	48,3
éolien	10 312	8,0	11 670	8,9	13 559	10,4
solaire	6 191	4,8	6 772	5,2	7 660	5,9
hydraulique	25 421	19,7	25 482	19,5	25 517	19,5
bioénergies	1 703	1,3	1 910	1,5	1 949	1,5
Total	129 310		130 118		130 761	

Annexe 3 : bibliographie

- [1] AIE, Technology Roadmap – Energy storage, 19 mars 2014.
- [2] World Energy Investment, AIE, 2017 et 2018.
- [3] ANCRE, Stockage de l'énergie – Enjeux scientifiques et avancées de la recherche française, Dossier de presse de la conférence du 7 février 2018.
- [4] ANCRE, Intégration des énergies renouvelables (ENR) variables sur les réseaux électriques : méthodologies, scénarios et conséquences, rapport CVT, novembre 2017.
- [5] The Conversation, Stocker de l'électricité, comment ça marche ? par Catherine Ponsot-Jacquin et Pierre Le Thiez (IFPEN).
- [6] Croissance, énergie, climat – Dépasser la quadrature du cercle, par Philippe Charlez, De Boeck Supérieur, 2017.
- [7] Opportunités industrielles de la transition énergétique, par Mireille Campana, Quentin Peries-Joly et Jean-François Sorro, rapport du CGE, février 2017.
- [8] Croissance de l'éolien et du solaire – Quel stockage de l'électricité, par Jean-Marc Moulinier, CGDD, Théma, décembre 2017.
- [9] Expérience d'EDF dans l'exploitation des STEP, Xavier Ursat, Henri Jacquet-Francillon, Isabelle Rafai, SHF, 23 novembre 2011.
- [10] Le stockage de l'énergie électrique - Panorama des technologies, par Henri Boyé, REE, juin 2013.
- [11] Commission UE, Energy storage –The role of electricity, Commission staff working document, SWD(2017)61 final, 1^{er} février 2017.
- [12] ADEME, Quelles opportunités pour décarboner les systèmes gaz et chaleur ?, septembre 2017.
- [13] Bloomberg NEF, rapports et newsletter.
- [14] Le stockage de l'électricité – Un défi pour la transition énergétique, EDF R&D, Lavoisier, 2017.
- [15] Systèmes de stockage d'électricité : présentation et état des lieux en France et en Allemagne, OFATE, décembre 2018.
- [16] Surcoût lié au stockage des EnR dans un mix électrique nucléaire à 50%, par Jacques Percebois et Stanislas Pommeret, La Revue de l'énergie, n° 639, juillet-août 2018.
- [17] The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables, OCDE-AEN, janvier 2019.
- [18] ADEME, Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060, décembre 2018.
- [19] ADEME, Coût des énergies renouvelables en France, janvier 2017.
- [20] The Life Cycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batteries, par Mia Romare et Lisbeth Dahllöf, IVL (Suède), mai 2017.
- [21] Marché du cobalt: la fin de l'euphorie pour le métal électrique, par Muryel Jacque, Les Echos, 7 février 2019.
- [22] OPECST (Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques), Note scientifique n°11, Le stockage d'électricité, février 2019.

Annexe 4 : personnes rencontrées

(par ordre chronologique)

Yannick Perez, Chaire Armand Peugeot, sur le thème « EV fleets and grids », 16/6/2017

Jean-Pierre Hauet, Equilibre des Energies, 19/2/2018

Jean-Marc Moulinier, MTES-CGDD, 23/3/2018

Chris Winwood, Acct Manager PowerWall, Tesla, 20/3/2018

Etienne Beeker, France Stratégie, 12/4/2018

François Dassa, Jean-Michel Trochet, Louise Vilain, EDF, 18/4/2018

Alain Burtin et Silva Vera, EDF, 23/5/2018 (audition en section « ICM » du CGE)

Frédéric Gonand, Université Paris Dauphine, 11/7/2018 (audition en section « ICM »)

Florence Lambert, Hélène Burette, Fabien Perdu, CEA Liten, et Sophie Avril, ANCRE, 28/8/2018

Jan Horst Keppler, Université Paris Dauphine, 21/11/2018 (audition en section « ICM »)

David Marchal, ADEME, 24/1/2019, sur le thème du mix électrique à 2050-2060

Le rapport bénéficie également d'une relecture et de commentaires à la fois des personnes précitées et d'autres consultées, que les rapporteurs remercient vivement, en particulier Fabrice Dambrine, Président de la Section Innovation, Compétitivité et Modernisation du CGE, Dominique Auverlot (France Stratégie), Alban Galland (DGE), Paul Bougon (CGE), Mireille Campana (CGE), Benoît Legait (CGE).

Annexe 5 : lettre de mission



CONSEIL GÉNÉRAL DE L'ÉCONOMIE
DE L'INDUSTRIE, DE L'ÉNERGIE ET DES TECHNOLOGIES

TELEDOC 792
BATIMENT NECKER
120, RUE DE BERCY
75572 PARIS CEDEX 12

Affaire suivie par : Fabrice Dambrine
Téléphone : 01 53 18 86 47
Mél. : fabrice.dambrine@finances.gouv.fr



Paris, le 19 AVR. 2018

Le Vice-président

à

M. Richard LAVERGNE
Ingénieur général des mines

M. Ilarion PAVEL
Ingénieur en chef des mines

Objet : Thème d'approfondissement de la section *Innovation, compétitivité et modernisation* du CGE pour l'année 2018 sur le **stockage stationnaire d'électricité**

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)¹ prévoit des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables électriques intermittentes (éolien et photovoltaïque) à l'horizon 2023 dans la France métropolitaine. Sa révision, dont la mise au point devrait durer jusqu'à la fin de l'année 2018, prolongera ces objectifs jusqu'à 2028, avec le double objectif fixé dans la LTECV² :

- atteindre une part d'énergies renouvelables de 40% dans le mix électrique d'ici 2030, essentiellement en compensation d'une baisse du nucléaire ;
- dans le même temps réduire de 40% les émissions de gaz à effet de serre.

Techniquement, le système électrique doit être dimensionné pour assurer à tout instant l'équilibre entre la quantité d'électricité injectée et la quantité d'électricité soutirée (autrement dit, pour que la puissance injectée soit en permanence égale à la puissance soutirée). Il doit également être géré de façon à assurer la qualité de l'électricité délivrée (tension, phase, fréquence, microcoupures, inertie, etc.). A partir d'un certain niveau, l'intégration des énergies renouvelables intermittentes soulève un triple défi au système électrique français :

- limiter le développement du recours aux centrales au gaz, émettrices de gaz à effet de serre, qui sont utilisées de façon classique, à défaut de pouvoir utiliser d'autres formes de production d'électricité pilotables, pour assurer le suivi de charge ou « back-up »,
- limiter, pendant les pics de demande, le recours aux importations d'électricité : celles-ci sont souvent originaires de centrales au charbon ou au gaz et la disponibilité des puissances est incertaine compte tenu de la corrélation de notre régime climatique avec ceux des pays voisins,
- assurer les services « système » permettant de maintenir un courant électrique fiable et de bonne qualité, à la satisfaction des consommateurs (ménages et entreprises).

¹ Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

² Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, article 1^{er}, III (code de l'énergie, article L. 100-4, I, 1^o et 4^o).

Le stockage d'électricité dit « stationnaire » (par opposition au stockage « embarqué » pour des applications mobiles : véhicules, ordinateurs, téléphones,...), est le moyen le plus souvent évoqué pour relever ce défi. Les STEP³ assurent depuis longtemps cette fonction mais leur développement apparaît très limité en France pour des raisons de disponibilité d'espace et d'acceptation sociale. D'autres technologies sont en cours d'industrialisation mais nécessitent une phase de recherche et développement. A titre d'exemple, la batterie lithium-ion géante installée par Tesla dans l'Etat d'Australie du Sud (100 MW/129 MWh), raccordée au réseau fin 2017 (en renfort à un parc éolien géré par le français Neoen), a produit des résultats positifs pour l'équilibrage du réseau dès les vagues de chaleur de décembre 2017.

Un autre usage possible du stockage d'électricité réside dans l'autoconsommation complète décentralisée, avec des capacités unitaires relativement faibles mais avec un effet de diffusion potentiellement significatif.

Compte tenu de l'enjeu que le stockage représente pour la transformation du système électrique français et de l'impact qu'il peut avoir sur l'économie de notre pays, il apparaît important de disposer d'une analyse prospective portant à la fois sur :

- les besoins de stockage d'électricité en distinguant autant que possible les besoins journaliers, hebdomadaires et saisonniers ;
- les diverses technologies de stockage envisageables, leurs performances techniques, leurs coûts socio-économiques prévisibles à moyen terme et les conditions de leur développement. Il conviendrait également d'examiner la place des acteurs industriels, tout particulièrement ceux ayant des intérêts français, ainsi que les stratégies des énergéticiens.

L'Assemblée générale du CGE a donc décidé de confier à la section *Innovation, compétitivité et modernisation*, une mission d'approfondissement sur ce sujet dans le cadre de son programme de travail de l'année 2018. Conformément à l'organisation des travaux d'approfondissement des sections, je vous désigne, sur proposition du président de la section ICM, rapporteurs de cette mission. À cet égard, vous veillerez à quantifier autant que possible votre analyse, à dresser un constat objectif des possibilités de stockage au regard des besoins prévisibles, à vous appuyer sur les réalisations et projets d'autres pays et à formuler des propositions concrètes et opérationnelles, en mettant l'accent sur les outils à la disposition de la puissance publique (mesures réglementaires, mesures fiscales, incitations financières, etc.).

En termes de méthode :

- vous rendrez compte, à chaque réunion de section, de l'avancée de vos travaux et de la suite que vous envisagez d'y apporter ;
- vous ouvrirez le débat avec vos collègues de la section sur vos constats, vos interrogations et vos propositions ;
- enfin, entre les réunions de section, vous vous rapprocherez du président de la section ICM que je désigne, conformément aux dispositions du *Guide de procédures pour la conduite des missions d'expertise et de conseil*, comme *challenger* de cette mission.



Luc ROUSSEAU

³ Stations de transfert d'énergie par pompage.