

TEEM

Transition Écologique *En Marche !*

Le stockage d'électricité, un accompagnement nécessaire de l'essor des renouvelables

Document réalisé par un groupe de personnes de l'association TEEM et du groupe thématique Transition Écologique et Solidaire d'En-Marche Rhône.

Auteurs : Freddy Bouchet, Daniel Bourdin, Alain Capitaine, Philippe Chadeyron, Gaëtan Fovez, Patrice Labourey et Michel Laupières.
Coordinateurs : Freddy Bouchet (freddy.bouchet@ens-lyon.fr) - Patrice Labourey (pl.association@orange.fr)

Sources

- [1] CRE (Commission de régulation de l'énergie) : [Les réseaux publics- d'électricité](#)
- [2] OIE (Observatoire de l'industrie électrique) : [Gestion de l'équilibre du réseau](#)
- [3] CESE (Conseil Économique, Social et Environnemental) : [Le stockage de l'énergie électrique : une dimension incontournable de la transition énergétique](#)
- [4] RTE : [Voyage au cœur du réseau de demain](#)
- [5] Smart grid-CRE : [Les différentes technologies de stockage de l'électricité](#)
- [6] Smart grid-CRE : [Comparaison des technologies de stockage](#)
- [7] Smart grid-CRE : [La technologie V2G](#)
- [8] Sénat : [Approvisionnement électrique](#)
- [9] CGE (Conseil Général de l'Économie) : [Stockage gaz](#)
- [10] AFHYAPAC (Association Française pour l'hydrogène et les piles à combustible) : [Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau](#)
- [11] ADEME (Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) : [Potentiel du stockage des énergies](#)
- [12] ADEME (Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) : [Mix électrique 100% renouvelable](#)
- [13] ADEME (Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) : [Étude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire](#)
- [14] THEMA-Commissariat général au développement durable : [Croissance de l'éolien et du solaire quel stockage de l'électricité ?](#) (décembre 2017)
- [15] Association Négawatt : [Scénario 2017-2050](#)
- [16] RTE : Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - [Edition 2017](#)
- [17] Actu Environnement [RINGO déclaration de RTE](#)
- [18] EDF-ENR [Stockage seconde vie - Exemple d'Issy les moulineaux](#)
- [19] ADEME-GRTGAZ [Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire](#)
- [20] EDF : [Centrale solaire guyanaise de Toucan](#)
- [21] Futura Sciences : [Tesla - stockage stationnaire de batteries en Australie](#)
- [22] AT Kearney Energy Transition Institute : [Electricity Storage Gaining Momentum](#) (2017)

Le stockage d'électricité, un accompagnement nécessaire de l'essor des renouvelables

Pour lutter contre le réchauffement climatique, en réduisant les émissions de gaz à effet de serre, l'Europe s'est engagée à ce que 27% de sa consommation d'énergie soit d'origine renouvelable en 2030, soit une production d'électricité composée d'environ 45% de sources renouvelables. La France s'est engagée à cette même date à produire 32% de son énergie et 40% de son électricité avec des renouvelables.

Comme la France est très équipée en barrages qui produisent entre 12% et 15% de la consommation, le solaire photovoltaïque et les éoliennes seront les principales sources d'électricité pour atteindre des taux très élevés de renouvelables. Leur production dépend du cycle diurne et des fluctuations météorologiques journalières ou saisonnières alors que la consommation subit aussi l'influence d'autres facteurs : rythmes de vie, horaires d'activité des entreprises, etc. L'adaptation en temps réel de la puissance fournie au réseau à l'appel de puissance des consommateurs est réalisée grâce aux moyens de production pilotables et dans une moindre mesure aux possibilités d'ajustement de la demande (échanges entre pays, méthodes de gestion de la demande, etc.). Qualitativement, lorsque du fait de la pénétration massive de l'électricité solaire et éolienne, les fluctuations de la production deviendront du même ordre de grandeur que celles de la consommation, le système électrique devra subir des changements structurels importants et accroître les moyens de stockage de l'électricité.

Le besoin de stockage Il convient de distinguer d'une part les besoins de stockage pour l'équilibre en puissance du réseau électrique et la sécurité d'approvisionnement, d'autre part l'intérêt économique à valoriser les surplus de production fatale¹. La France dispose actuellement d'une puissance de stockage de 5GW (l'équivalent d'environ 5 centrales nucléaires) qui suffisent à couvrir les besoins de stockage du mix électrique actuel. L'augmentation souhaitable du taux de pénétration des renouvelables augmentera les besoins de stockage.

Ces besoins peuvent être évalués quantitativement grâce à des études de scénarios faisant varier le mix électrique jusqu'à des taux de pénétration des renouvelables très élevés, sans préjuger du caractère atteignable de ces taux. A titre d'exemple, la figure 1 extraite du scénario ADEME de la référence [12] montre que pour un mix électrique à 40% de renouvelables, envisageable en 2030, la France aurait besoin de 2GW de puissance de stockage infra journalier et 7GW de stockage hebdomadaire. Ces valeurs seraient respectivement de 8GW et 7GW avec un mix à 80% de renouvelables, envisageable dans quelques décennies. Selon ce même scénario, les besoins de stockage inter-saisonnier, n'apparaissent que pour des taux de renouvelable très élevés, au-delà de 80%. Ainsi, avec un taux de 95% il serait de 9GW en puissance. En conclusion, les besoins de stockage pour 2030 et la décennie suivante restent modérés et limités au stockage infra-journalier et hebdomadaire. Le nécessité de stockage intra-saisonnier n'apparaît que tardivement dans les scénarios de transition énergétique à très forte proportion d'électricité renouvelable.

Au-delà de la nécessité technique du stockage pour les besoins d'équilibre du réseau électrique et de sécurité de l'approvisionnement en électricité, une forte pénétration de l'éolien et du photovoltaïque accroît la part de production fatale et réduit la durée d'appel des autres moyens de production (nucléaire par exemple) ce qui dégrade leur équation économique. Elle introduit ainsi la question, essentiellement économique, de la valorisation des productions fatales potentiellement excédentaires soit par décalage temporel vers les périodes de forte demande d'électricité, soit par l'ouverture sur des débouchés non électriques (carburants de synthèse, réseaux de chaleur, ...). Ici, c'est la quantité d'électricité potentiellement valorisable qui est déterminante, plutôt que la puissance. A titre d'exemple, la figure 2 extraite de l'étude ADEME-GRDF de la référence [19] fait apparaître un important excédent de production fatale au printemps et en été. Le surplus valorisable dans des conditions économiques intéressantes, déduction faite du stockage pour l'équilibre et la

¹ Une production est considérée comme fatale si son coût marginal de production est quasiment nul : fil de l'eau, photovoltaïque, éolien, marémoteur. Le coût marginal de production est le coût engendré par la production d'un kWh supplémentaire, valeur très proche du coût de combustible.

sécurité du réseau, serait de l'ordre de 13 TWh par an en 2030 et de 34 à 67 TWh en 2050 selon les hypothèses (à comparer 475TWh² de consommation française en 2017).

Face à sa nécessité, l'analyse des techniques et des coûts de ce stockage de l'électricité est un enjeu politique et industriel majeur. On résume ici les connaissances actuelles des techniques et des coûts de stockage à l'échéance de 2030 et au-delà. On se limite aux points saillants et conclusions principales de la note complète³, sans aborder la question de la gestion de la demande qui est aussi un facteur de la minimisation des besoins et des coûts afférents au stockage, mais insuffisant pour assurer seule la flexibilité et la sécurité du système électrique.

Les technologies de stockage Nous considérons seulement les STEP (Stockage de Transfert d'Énergie par Pompage), le stockage électrochimique (batteries), et le « Power to gas ». Avec le stockage par compression d'air (voir la note détaillée), ce sont les quatre techniques vraiment en course en tant que mode de stockage journalier ou inter-saisonnier d'électricité à grande échelle.

Les STEP sont des ouvrages hydrauliques comprenant deux bassins de rétention d'eau et situés à des altitudes différentes. L'eau est pompée vers le bassin supérieur avec les surplus d'électricité. L'eau du bassin supérieur peut être turbinée pour produire de l'électricité. Les STEP ont un bon rendement de cycle stockage/déstockage, autour de 80% pour les plus récentes. Elles sont bien adaptées au report électrique journalier/hebdomadaire dans des conditions économiques convenables (de 20 à 60 € au MWh). Les coûts de nouvelles constructions potentielles ne devraient pas évoluer sensiblement d'ici à 2030. La France dispose de 5 GWe de STEP construites entre 1970 et 1990. Elles assurent 6 à 7 TWh d'énergie stockée/restituée en volume annuel cumulé. Le potentiel de développement est limité à quelques GW⁴, par manque de sites disponibles.

La batterie rechargeable est la plus ancienne des technologies de stockage de l'électricité, avec un très bon rendement de 80 à 90%. Les technologies (Lithium-ion, sodium-ion, et demain Zinc-Air pour le stationnaire, etc.) progressent vite : durée de vie croissante, capacité volumique croissante, recyclage plus facile, chute des coûts. La chute des prix des batteries devrait déclencher une transition vers les véhicules électriques dans la décennie à venir entraînant une utilisation massive de batterie, elle-même génératrice de baisse des coûts. La figure 3 montre que le prix des batteries au lithium a été divisé par 4 en 6 ans (de 1000\$/kWh en 2010 (prix par capacité physique de stockage) à 270\$/kWh en 2016, avec des perspectives à 109\$/kWh en 2025 et 73\$/kWh en 2030).

Cela permet d'envisager le recours aux batteries pour les besoins de stockage infra-journalier d'électricité à grande échelle, ainsi que pour la prévention de risques de congestion de certaines lignes du réseau⁵. Le stockage stationnaire de batterie (fermes de batteries) fait déjà l'objet de réalisations industrielles [18][20][21], avec des puissances significatives comme par exemple la dernière réalisation de Tesla en Australie [21] avec une puissance de 100Mw pour une capacité de stockage de 129 MWh. Sur cette base une STEP de 1 GW de puissance correspondrait à seulement à une dizaine d'installations de ce type. Lorsque le parc de véhicules électriques sera devenu significatif leurs batteries constitueront aussi un gisement de stockage très important, grâce à la technologie « Vehicle to grid » (V2G). Ainsi un parc projeté de 5 millions de véhicules rechargeables vers 2035-2040 représenterait une puissance de près de 250 GW⁶. La mobilisation d'une faible proportion de cette puissance suffirait pour contribuer de façon très significative aux besoins journaliers de stockage d'électricité. Les batteries devraient aussi jouer leur rôle dans les installations d'autoproduction pour réguler leur production éolienne et photovoltaïque.

² Corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires et hors secteur de l'énergie

³ Pour la note complète, contacter les coordinateurs de rédaction de ce document cités en page de couverture

⁴ EDF a identifié 2 sites potentiels de 1GW chacun.

⁵ Voir le projet Ringo de RTE en référence [4]

⁶ Sur la base d'un véhicule de 65 cv soit 50kW.

Un ordre de grandeur des surcoûts liés à ce stockage, envisagés à l'horizon 2030, est de 30 à 60 € au MWh d'électricité stockée⁷, avec des perspectives de baisse au-delà. Ce surcoût est à comparer à la volatilité du prix de l'électricité sur le marché spot dont l'amplitude est de l'ordre de 20 à 50 €/MWh quotidiennement, et de 30 à 70 à l'échelle de la semaine⁸, ou à celui des STEP.

Notre première conclusion : les STEP et les batteries sont des technologies industrielles de stockage qui offrent un potentiel de stockage important pour les variations d'appel de puissance à l'échelle journalière, voire hebdomadaire, dans des conditions économiques intéressantes à l'horizon 2030, et au-delà jusqu'à un taux de pénétration des renouvelables très élevé. Le développement du parc de véhicules électriques offre aussi une opportunité de gestion de ce type de fluctuations et constitue un important gisement de stockage en batterie dans l'hypothèse d'une pénétration rapide du parc de véhicules électriques et de la technologie V2G. Le coût des STEP et des batteries est essentiellement un coût d'investissement (environ 1 Md'€ pour une STEP de 1 GW). Ainsi, le surcoût annuel moyen du MWh stocké/restitué décroît avec le nombre de cycles réalisés dans l'année. Ces deux techniques ne deviennent économiquement viables qu'avec des durées de cycle courtes, de l'ordre de la journée pour les batteries ou quelques jours pour les STEP.

Le « Power to gas » utilise de l'électricité pour produire de l'Hydrogène (H₂) par électrolyse de l'eau. L'hydrogène est un vecteur énergétique qui débouche sur de multiples usages, et avec un très faible impact environnemental. Il a un usage industriel direct ou peut être utilisé pour faire du méthane (CH₄) par méthanation, potentiellement neutre en CO₂. L'H₂ ou le CH₄ peuvent ensuite être reconvertis en électricité (pile à combustible ou centrales électriques à gaz) (« Power to gas to power »), ou avoir d'autres usages. Les capacités de stockage du CH₄ ou d'une quantité relative d'H₂ dans les réseaux existants, en substitution de gaz naturel, sont très significatives (la taille physique de stockage gaz français est actuellement d'environ 150 Twh à un instant donné et tous usages confondus) sans surcoût majeur. En conséquence, cette technique peut répondre aux besoins en capacités de stockage inter-saisonnier massif pour l'électricité.

Pour les pays ne souhaitant utiliser à long terme ni les sources fossiles, ni le nucléaire, le « power to gas » sera la principale voie pour équilibrer la production et la consommation d'électricité. Pour cette raison, cette technique jouera un rôle essentiel dans le futur en Europe. Des processus technologiques matures existent déjà pour le « power to gas to power », et certaines briques de ces processus pourront évoluer avec de nouvelles technologies dans le futur. Leur analyse économique requiert leur optimisation dans le contexte de cet usage nouveau. Ces technologies sont l'objet de démonstrateurs industriels en France et plus encore en Allemagne.

Comme le « power to gas » crée un couplage fort entre l'économie du gaz et celle de l'électricité et que la structure du marché actuel de l'électricité est mal adaptée à la valorisation des services associés à la stabilisation des réseaux et au stockage, il est difficile de faire une analyse économique précise, d'autant qu'il faut aussi prendre en compte les produits connexes de cette technologie (ex : la chaleur), ainsi que son intérêt écologique. Il est toutefois possible de situer des ordres de grandeur de coûts, en s'appuyant sur des analyses technico économiques à base de scénarios, en particulier celles de l'étude ADEME-GRDF de la référence [19]. Pour la valorisation des excédents saisonniers d'électricité fatale, il est pertinent de comparer le prix de production d'H₂ ou de CH₄ par « power to gas » aux prix des autres sources de gaz. La filière hydrogène (H₂ seul) resterait en 2030 environ 2 fois plus chère que les prix de gros du gaz naturel fossile (34 €/MWhPCS selon l'AIE⁹). En 2050, elle serait encore 1,7 fois plus chère mais deviendrait compétitive avec une taxe carbone de 90 €/tCO₂. La filière méthane de synthèse (H₂+Méthanation) pourrait être compatible dès 2020 avec les meilleurs tarifs d'achat actuels du biogaz (125€/MWh) s'il y a valorisation des co-produits. En 2050, elle se situerait dans une fourchette de coût entre 2 et 3,5 fois plus élevé que le prix du gaz naturel fossile et sa compétitivité requerrait une taxe carbone de 220 €/tCO₂ et la valorisation des co-produits.

⁷ 30 à 60 € au MWh = Prix de la batterie (100€/kWh) divisé par la durée de vie en nombre de cycle (2000 à 5000) divisé par le rendement (80%).

⁸ Source RTE Eco2Mix : semaines typiques de 2017 - hors situations exceptionnelles

⁹ AIE : Agence Internationale de l'Énergie

Du strict point de vue des besoins de stockage inter-saisonnier pour les besoins du réseau électrique, au-delà d'un taux de pénétration de 80% d'énergie renouvelable, seule une partie de ce gaz devrait être convertie en électricité. Le coût de l'électricité ainsi produite sera alors élevé mais ne portera que sur des quantités limitées (une cinquantaine de TWh), coût à comparer à celui de la production d'électricité par des moyens pilotables utilisés seulement une partie de l'année.

Notre seconde conclusion : le « power to gaz » est la seule source de stockage d'électricité adaptée au stockage massif inter-saisonnier, avec peu d'impact environnemental et susceptible d'offrir un débouché non électrique aux excédents de production d'électricité fatale qui apparaissent avec de fort taux de pénétration des renouvelables. Il jouera un rôle majeur dans le futur en Europe. Bien qu'il soit prématuré d'en déterminer les coûts précis, les premiers éléments indiquent que cette approche est raisonnable économiquement, sans rupture technologique majeure, si les externalités liées aux émissions de CO2 sont intégrées, par exemple avec une taxe carbone modérément élevée.

Les clés du futur Les besoins de stockage d'électricité pour l'équilibre et la sécurité du système électrique, actuellement couvert par les 5GW de STEP installés en France, sont essentiellement d'ordre infra-journaliers et hebdomadaire jusqu'à un taux de pénétration des renouvelables de 80% (à l'horizon 2050). Le besoin de stockage inter saisonnier n'apparaît que tardivement dans les scénarios de transition énergétiques (taux de renouvelable supérieur à 80%). L'acuité de la problématique inter-saisonnaire pourra être réduite par l'amélioration des connexions électriques européennes et la diminution, en France, de la demande d'électricité hivernale, en lien avec l'amélioration du bâtiment.

Pour des taux intermédiaires de pénétration des renouvelables (40% à 80%), l'ajustement aux variations inter-saisonniers de la demande relève de l'optimisation économique - et écologique - entre l'utilisation moyens de production pilotables utilisés une partie de l'année et des moyens de stockage. Ainsi, le stockage inter-saisonnier peut trouver un espace d'intérêt économique soit pour déplacer des excédents éoliens et photovoltaïques vers des périodes de forte demande, soit pour écouler ces excédents vers d'autres usages finaux (carburants de synthèse, chaleur, etc.).

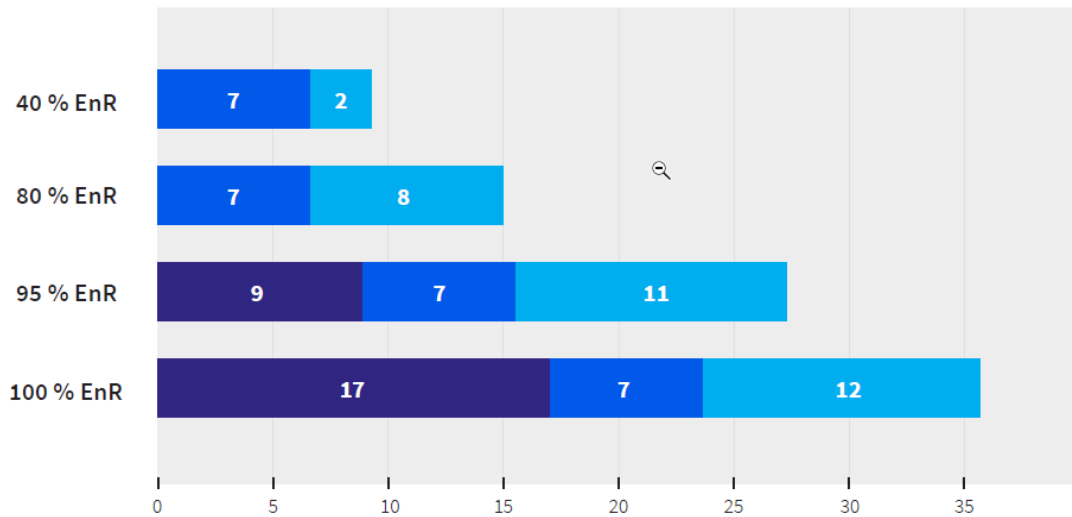
Les technologies disponibles ou pré-matures adaptées au stockage infra-journalier et hebdomadaire : les STEP, essentielles mais aux capacités de développement limitées, et les batteries en stockage stationnaire ou celles des véhicules électriques (technologie V2G) lorsque le parc de véhicules électrique se sera suffisamment développé (à partir de 2035). La recherche et développement et la baisse des coûts du stockage en batterie seront pilotées par les développements industriels du secteur privé, en lien avec le développement des véhicules électriques. La France qui a des acteurs industriels majeurs dans le secteur devrait saisir cette opportunité à développer sa filière industrielle de stockage, seule ou en coopération à l'échelle de l'Europe.

Les technologies disponibles ou pré-matures adaptées au stockage inter saisonnier : le power to gas (filiales hydrogène seul et hydrogène avec méthanation) est plus cher que le gaz naturel fossile, mais elle permet un stockage neutre en CO2 pour les besoins du réseau électrique. Sa mise en œuvre et son optimisation industrielle sont à favoriser en raison de son caractère prometteur dans un monde futur sans carburants fossiles, et son ouverture sur des usages finaux non-électriques.

L'environnement économique et le cadre juridique et fiscal ont des répercussions directes sur les choix publics et privés en direction du stockage et appellent : à la mise en place des politiques publiques nécessaires à l'adaptation du fonctionnement du marché pour rémunérer les services rendus au réseau dans un cadre économique compétitif qui minimise les coûts globaux et prenne en compte les externalités écologiques ; à la clarification du cadre juridique et fiscal du stockage dans sa fonction d'utilité collective (actuellement pour l'accès au réseau l'opérateur de stockage est vu comme consommateur quand il stocke et producteur quand il restitue) ; à l'établissement d'une séparation claire entre l'activité de stockage exercée au service du réseau et rémunérée comme tel (au service de la collectivité) et l'activité marchande rémunérée par le différentiel de prix de l'électricité entre périodes excédentaires et les périodes tendues (au service du seul opérateur).

Figure 1 : Solutions de stockage pour différents taux de pénétration des renouvelable

● Stockage inter-saisonnier ● Stockage hebdomadaire ● Stockage infra-journalier

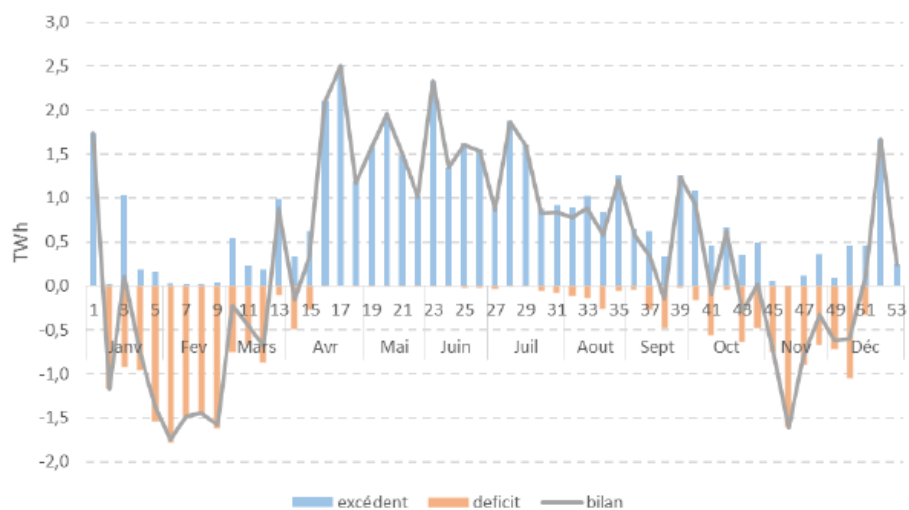


Source ADEME - Mix électrique 100% renouvelable [12]

Figure 2 : Excédents et déficits de production à l'horizon 2050

Afin d'évaluer le besoin de Power-to-Gas, une modélisation simplifiée des excédents et déficits entre la demande électrique et la production d'électricité « fatale » a été réalisée, en se fondant sur les hypothèses du scénario vision ADEME pour le scénario de référence et sur négaWatt 2011 pour le scénario haut.

Figure 4 – Excédents et déficits de production hebdomadaires – 2050 scénario référence



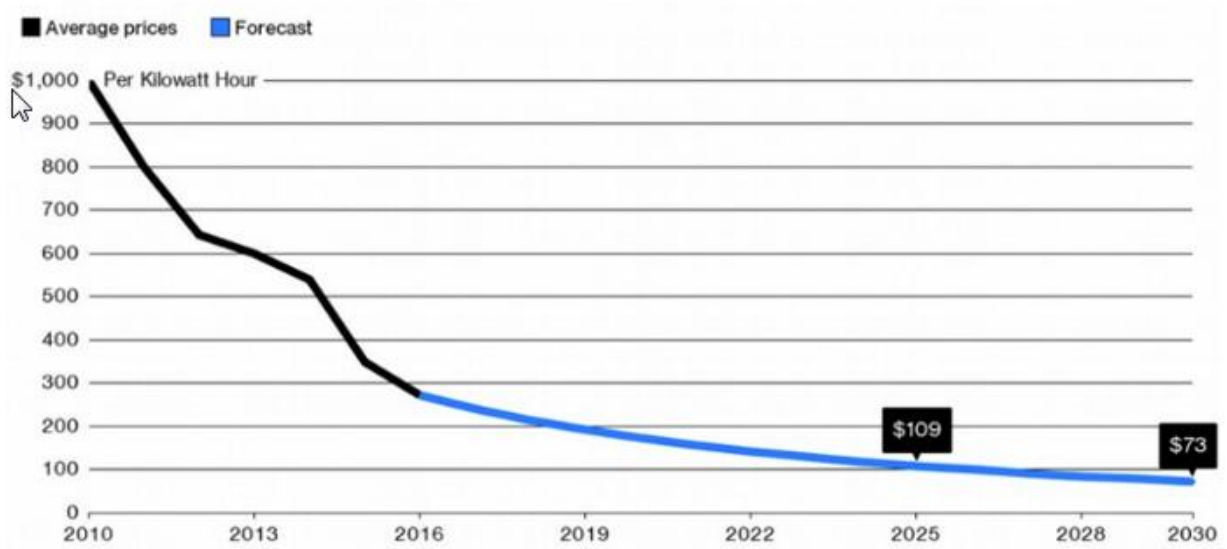
Principales hypothèses :

- Demande horaire
- Profils ENRe variables basées sur météo 2012
- Nucléaire : mini technique / disponibilité saisonnière / contrainte variation de charge +/-5%/h
- Part du mini technique des autres ENR
- Pas d'échanges d'électricité aux interconnexions
- STEP pris en compte (5,4 Gwe de pompage, 100 GWh – réservoir bas)
- Les contraintes locales liées au réseau ne sont pas prises en compte

Source : E&E Consultant

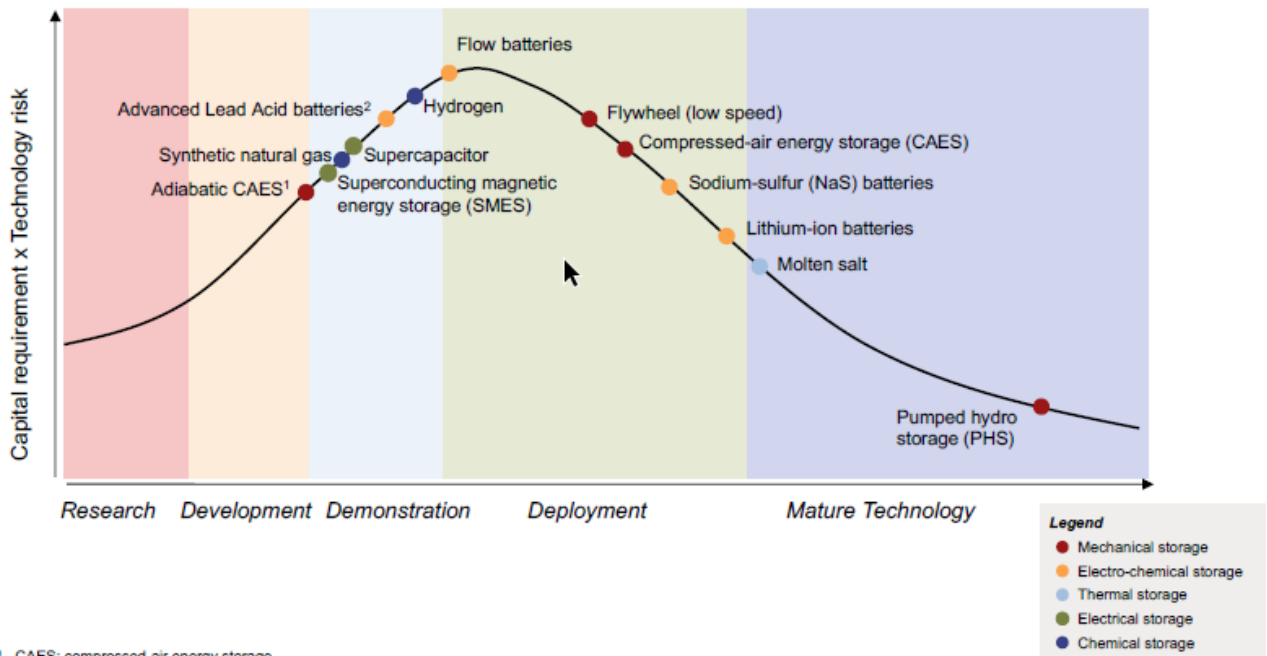
Source ADEME-GRTGAZ [19]

Figure 3 : Évolution prospective du prix des batteries au lithium



Graphique 4 - Prix des batteries au lithium
Source : Bloomberg New Energy, juillet 2017

Figure 4 maturité des technologies de stockage d'électricité



Source : ATKearney Energy Transition Institute [22]