

Monographie n°2 sur le stockage d'électricité

Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie

Mai 2018

Synthèse

L'atteinte des objectifs mondiaux de réduction des émissions de CO₂ nécessaires à la lutte contre le changement climatique passe par le développement massif des énergies renouvelables (à l'exception des pays choisissant une proportion élevée de production nucléaire et/ou disposant de ressources hydrauliques importantes). Les principales énergies renouvelables (éolien, solaire) étant intermittentes, le fonctionnement de systèmes électriques avec une forte proportion d'énergies renouvelables ne sera possible que si l'électricité peut être stockée à grande échelle de façon efficace. Les récents développements des batteries lithium-ion et les perspectives de baisse des prix supplémentaire laissent penser que cela pourra être le cas.

Quatre grandes filières technologiques de stockage d'électricité peuvent être distinguées : mécanique (STEP, CAES¹), électrochimique (batteries), chimique (pile à combustible) et électro-statique / électro-magnétique. La part des STEP dans la capacité totale installée est aujourd'hui largement majoritaire (> 95%) et devrait le rester à moyen terme. Le stockage thermique est une autre forme de stockage, plus indirecte, permettant de déplacer la consommation dans le temps : aujourd'hui l'eau chaude sanitaire, à terme l'inertie du chauffage électrique.

A l'échelle mondiale, l'AIE anticipe une augmentation forte des capacités de stockage d'électricité [de 60 à 70 GW à l'horizon 2030 selon les scénarios] liée à l'augmentation du besoin engendré par le développement des ENR, augmentation principalement portée par le développement de nouvelles capacités STEP et de batteries.

En effet, si plusieurs technologies de stockage électrique coexistent, avec des caractéristiques différentes plus ou moins adaptées aux différentes applications, la batterie est aujourd'hui la nouvelle technologie (ie hors STEP) leader tant techniquement que (et surtout) économiquement pour la majorité des applications.

Cette domination s'explique par les investissements massifs réalisés ces dernières années par les acteurs de la production de batteries (poussés par le développement de la mobilité électrique), investissements ayant permis une décroissance rapide des coûts de production qui devrait se poursuivre dans les prochaines années – les différents acteurs projetant de manière relativement consensuels une estimation de coût de production du « pack batterie » pour VE autour de [150-200] \$/kWh en 2020 et [75-150] \$/kWh à l'horizon 2030.

Ces perspectives partagées par la majorité des acteurs permettent d'anticiper une compétitivité hors subvention des véhicules électriques face aux véhicules thermiques en Europe d'ici 10 à 15 ans (entre 2025 et 2030) dans une majorité des cas d'usage du véhicule léger, et une compétitivité possible des ENR (en coût complet global à service équivalent) à plus long terme ([cf thèse relative à ce sujet](#)).

A moyen terme, le stockage embarqué devrait continuer à représenter la majorité des capacités de stockage par batterie développées. Au-delà du domaine du transport, le stockage pour des applications stationnaires² va se développer avec un rythme différencié selon les applications et le niveau de compétitivité et de maturité des batteries pour ces applications :

¹ Compressed Air Energy Storage, système de stockage à air comprimé

² Le stockage stationnaire regroupe les applications du stockage en dehors des systèmes embarqués comme les véhicules électriques ou les appareils électroniques

- A l'échelle de l'Europe, la première « conquête » du stockage devrait être celle du marché des services système³, représentant un potentiel néanmoins limité à quelques GW.
- A l'horizon 2030, le développement du stockage pour l'intégration des ENR, que ce soit par les producteurs eux-mêmes ou par le développement des arbitrages de marché, devrait prendre de l'ampleur. Une incertitude existe quant à la proportion entre le stockage centralisé (couplé ou non à une centrale renouvelable de grande taille) et le stockage décentralisé (installé dans une logique d'autoconsommation chez les clients particuliers, résidentiels ou industriels). Cette proportion dépendra fortement du cadre de régulation.
- L'AIE estime aujourd'hui les perspectives de développement de nouvelles capacités de stockage en Europe de [5-10] GW à horizon 2030 dans le scénario 450 et ~20 GW à l'horizon 2050 dans le scénario 2DS ; à l'échelle de la France les différentes études de référence⁴ estiment un potentiel de développement compris entre 1 et 4 GW à l'horizon 2030.

Le stockage a potentiellement de la valeur sur l'ensemble de la chaîne de l'électricité : chez un consommateur industriel en lissant sa consommation de pointe et en réduisant sa facture, chez un producteur d'énergie renouvelable ou un autoproducteur en assurant que sa production est injectée au moment où elle a le plus de valeur, pour gérer une congestion ou éviter un investissement sur le réseau de transport ou de distribution, pour réaliser des arbitrages temporels sur les marchés, pour répondre à des besoins d'équilibrage du système électrique, pour donner une garantie de capacité utile pour le passage de la pointe électrique, voire pour améliorer la résilience des réseaux en cas d'événement climatique exceptionnel.

Certains de ces besoins peuvent être assurés simultanément ou successivement par une même installation de stockage. L'optimisation de la valeur des stockages nécessite des algorithmes d'une grande complexité pour gérer l'état du stockage en anticipant au mieux la météo, l'état du système électrique, la demande d'électricité, la consommation d'un site industriel, la production d'une unité renouvelable, etc. Pour le stockage décentralisé, cette optimisation doit se faire au niveau d'un portefeuille agrégeant un grand nombre d'installations de stockage.

Les entreprises maîtrisant ces techniques d'optimisation auront demain un avantage concurrentiel important si le stockage d'électricité se développe à grande échelle.

Au-delà de l'impact significatif que devrait avoir le développement et la décroissance des coûts du stockage stationnaire sur l'intégration et la compétitivité des ENR, le développement des capacités de stockage liées à la mobilité électrique pourrait aussi avoir un impact majeur sur la gestion des réseaux.

En effet, à horizon ~20 ans (2035), à l'échelle française, la puissance instantanée de charge et décharge des batteries incluses dans le parc de véhicules électriques ou VHR en circulation pourrait atteindre 10 à 30 GW et la capacité des batteries de seconde vie un ordre de grandeur similaire. Même en supposant une disponibilité limitée de la capacité instantanée et la capacité énergétique des batteries embarquées, les ordres de grandeur du « gisement » disponible sont significatifs par rapport au besoin estimé en stockage à cet horizon de temps. Le développement de la mobilité électrique aura donc un impact majeur sur la gestion des réseaux et l'équilibrage, si l'utilisation de ce parc de batteries embarquées peut être réalisé à coût variable faible (ce qui est encore incertain aujourd'hui). Plusieurs initiatives de

³ Réserve de puissance disponible par les gestionnaires du réseau activée automatiquement dans un délai très rapide (quelques secondes à quelques minutes)

⁴ RTE - 2017 - « valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents », Ademe – 2013 – « Etude sur le potentiel du stockage d'énergies »

développement d'utilisation des batteries de VE/VHR pour la gestion court terme du réseau ont déjà été mise en œuvre en France et à l'étranger.

L'amont de la chaîne de valeur des batteries – *fabrication des cellules/modules et packs batteries* - est lui aujourd'hui largement dominé par quelques grands acteurs asiatiques et chinois en particulier (représentant aujourd'hui ~90% des ventes / des capacités de production) qui bénéficient d'un marché national important, notamment concernant la mobilité électrique. Le seul autre acteur majeur présent sur ce segment est l'américain Tesla avec la Gigafactory (35 GWh de capacité de production de cellules). Il existe deux visions possibles pour la filière industrielle des batteries en Europe : la spécialisation technologique des grandes zones géographiques entre l'amont (manufacture des batteries) et l'aval (intelligence du stockage raccordé au réseau) ou le développement en Europe de l'ensemble de la filière, y compris la manufacture des batteries. L'initiative récente de la Commission européenne en faveur d'un « Airbus des batteries », qui va dans le sens de la seconde vision, devra être suivie de près.

Enfin, les premières indications laissent penser que les problèmes de ressources en matières premières ne devraient pas être insurmontables. Les ressources en lithium, par exemple, sont relativement abondantes et les possibilités de recyclage du lithium se développent.

Périmètre de cette monographie :

Le sujet du « Power-to-gas » en tant qu'outil de stockage de l'électricité n'est pas traité dans cette monographie. Ce sujet est détaillé dans la monographie n°7 « **couplage des systèmes gazier et électrique** »

SYNTHESE.....	2
I. ETAT DES LIEUX DU STOCKAGE ET PERSPECTIVES D'EVOLUTION A L'ECHELLE MONDIALE	6
1) ETAT DES LIEUX	6
2) PERSPECTIVES D'EVOLUTION	7
3) ANALYSE.....	10
II. APPLICATIONS DU STOCKAGE STATIONNAIRE DE L'ELECTRICITE.....	10
III. DECROISSANCE DES COUTS DU STOCKAGE ET RUPTURES TECHNOLOGIQUES ATTENDUES.....	15
1) UN CONSENSUS SUR LA CHUTE DES COUTS DE PRODUCTION DES BATTERIES LITHIUM-ION.....	15
2) DES RUPTURES TECHNOLOGIQUES POSSIBLES	18
3) UN IMPACT SIGNIFICATIF DE LA BAISSSE DES COUTS DU STOCKAGE SUR LE SYSTEME ELECTRIQUE.....	20
a) <i>Compétitivité de la mobilité électrique</i>	20
b) <i>Rentabilité des énergies renouvelables fatales</i>	21
IV. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DU STOCKAGE STATIONNAIRE	22
1) DES PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DIFFERENTES SELON LES GEOGRAPHIES	22
2) DES PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DIFFERENTES SELON LES APPLICATIONS DU STOCKAGE STATIONNAIRE..	23
a) <i>Un développement des services pour les gestionnaires de réseau</i>	23
b) <i>Des perspectives de développement importantes en complémentarité avec les ENR à l'horizon 2030</i>	25
c) <i>Autres applications du stockage</i>	29
V. IMPACT DU STOCKAGE DANS LA MOBILITE ELECTRIQUE SUR L'EQUILIBRAGE DU SYSTEME ELECTRIQUE.....	30
1) UN ENJEU CLE : L'IMPACT DES VEHICULES SUR LA POINTE DE PUISSANCE	30
2) UNE OPPORTUNITE : LA PARTICIPATION DES VEHICULES A L'EQUILIBRAGE DES RESEAUX ELECTRIQUES ET A L'EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE	32
VI. CHAINE DE VALEUR DE LA BATTERIE	36
VII. RISQUES LIES AUX RESSOURCES	40
VIII. ANNEXES	42
1) GLOSSAIRE	42
2) LISTE DES FIGURES.....	42
3) BIBLIOGRAPHIE	43

I. Etat des lieux du stockage et perspectives d'évolution à l'échelle mondiale

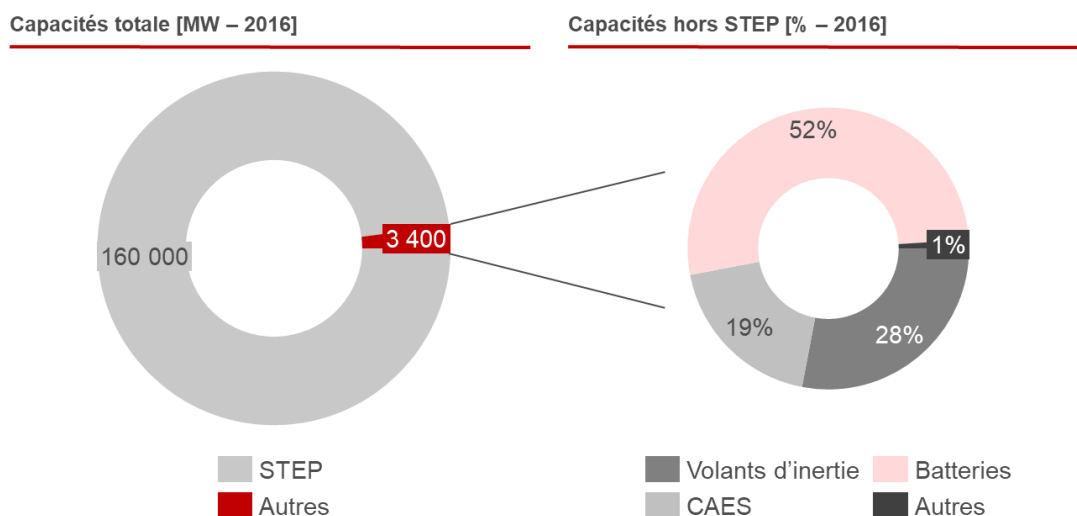
1) Etat des lieux

Quatre grandes filières de stockage d'électricité peuvent actuellement être distinguées :

- **Mécanique** : Elle consiste à stocker l'énergie, le plus souvent un fluide (eau, air) – ou alors un mouvement (inertie) sous forme d'énergie potentielle, puis à réutiliser cette énergie potentielle afin de créer de l'électricité. Les principales technologies sont les STEP (station de transfert d'énergie par pompage (pompage hydraulique)), le CAES : stockage d'énergie par air comprimé, les volants d'inerte.
- **Electro-chimique** (batteries) : Conversion d'énergie électrique en énergie chimique via la modification de la structure moléculaire de certains couples chimiques, typiquement les batteries. On distingue deux catégories de batteries :
 - **Batteries « classiques »** : Sodium-Soufre, Li-Ion, Plomb-Acide, Métal-Air, Nickel,...
 - **Batteries à circulation** : Vanadium Redox, Zinc-Brome, ...
- **Chimique** : Le principe consiste à stocker un composant chimique (hydrogène, oxy-hydrogène) qui a la capacité de restituer cette énergie en brûlant ou via une pile à combustible. La principale technologie est la Pile à Combustible (PAC) Hydrogène (avec électrolyseur).
- **Electro-statique / Electro-magnétique** : Le stockage électromagnétique consiste à stocker l'électricité grâce à la création d'un champ magnétique (via une bobine supraconductrice réfrigérée). Le stockage électrostatique consiste en l'utilisation de super-condensateurs. Les principales technologies sont le SMES (stockage d'énergie magnétique supraconductrice) et les Super-condensateurs.

A l'échelle mondiale, les capacités de stockage électrique stationnaire installées atteignent ~163 GW, dont 98% de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). En dehors des STEP, les capacités installées sont réparties entre les batteries (52% des capacités hors STEP), les volants d'inertie et les systèmes de stockage par Air comprimé (CAES).

Figure 1 : Capacité de stockage électrique stationnaire installée [MW – 2016]



Source : IEA – 2017 – « Energy Technology Perspective (ETP) 2017 »

2

2) Perspectives d'évolution

A l'horizon 2030, une augmentation significative des capacités de stockage est prévue avec [220-230] GW de capacités de stockage selon les scénarios de l'AIE. Dans le scénario 2DS⁵, l'AIE prévoit en effet 220 GW de stockage en 2030 (+60 GW par rapport à 2016). Cette prévision atteint 230 GW dans le scénario B2DS⁶ à l'horizon 2030. Ces capacités additionnelles sont surtout liées au développement des énergies renouvelables et sont principalement portées par le développement de nouvelles capacités de batteries et de STEP :

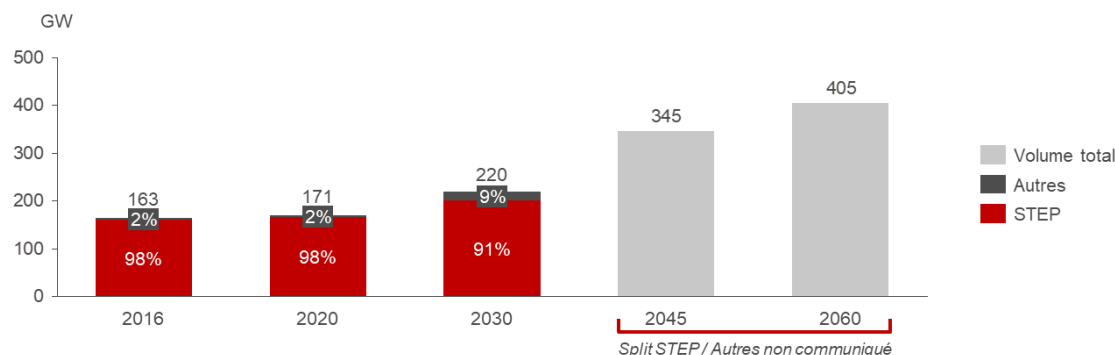
- **STEP** : A l'horizon 2030, l'AIE estime un potentiel installé de ~200 GW⁷ ; les STEP restant ainsi la source principale de stockage à moyen terme avec ~90% de la capacité installée.
- **Autres technologies** : Dans l'*Energy Technology perspective*, l'AIE estime que l'augmentation des capacités de stockage hors STEP est principalement menée par les batteries : elles occupent une place importante dans les scénarios de l'AIE avec [20-30] GW de capacités additionnelles à l'horizon 2030.

⁵ Le scénario 2DS est le principal scénario utilisé dans les rapports technologiques de l'AIE (ETP). Ce scénario décrit le chemin permettant de limiter l'augmentation de température à 2°C à 2100

⁶ Le scénario B2DS « Beyond 2°C Scenario » explore jusqu'où le développement technologique peut aller, en accord avec les fortes ambitions des pays lors de l'Accord de Paris

⁷ AIE – « ETP 2017 » (Scénario 2DS)

Figure 2 : Projection d'augmentation des capacités de stockage – AIE Scénario 2DS



Source : IEA – 2017 – « Energy Technology Perspective (ETP) 2017 »

Les scénarios de références estiment aujourd'hui les perspectives de développement de nouvelles capacités de stockage en Europe de [5-10] GW à horizon 2030 et ~20 GW à l'horizon 2050 ; à l'échelle de la France, les différentes études de référence⁸ estiment elles un potentiel de développement compris entre 1 et 4 GW à l'horizon 2030.

A l'échelle européenne, dans le scénario 450, l'AIE estime un potentiel de stockage d'électricité de [55-60] GW à horizon 2030⁹, ce qui représente [5-10] GW additionnel. A plus long terme, le scénario 2DS de l'AIE estime ~70 GW de stockage d'électricité installé à l'horizon 2050, représentant ainsi ~20 GW additionnel comparés aux 50 GW¹⁰ actuellement installés à l'échelle européenne.

A l'échelle de la France, RTE estime un potentiel de développement économiquement pertinent de ~4 GW¹¹ de nouvelles capacités de stockage d'électricité en 2030, réparties entre 40% de STEP et 60% de stockage par batteries.

A plus long terme, le développement du stockage dépendra fortement du mix électrique, et principalement de la proportion des ENR intermittentes. Dans sa vision 2035-2050 de l'énergie, pour le scénario à 80%, l'Ademe anticipe une augmentation de la capacité de STEP de 2 GW en 2050 et de 6 GW de stockage par batteries. Ce renforcement des capacités de stockage journalier et hebdomadaire permet ainsi d'assurer l'équilibre offre-demande. L'ANCRE

dans son scénario « Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte » prévoit une part importante de stockage électrique, en complément des effacements et des interconnexions afin de gérer les intermittences, pour atteindre ~9 GW de stockage stationnaire par batteries en 2050.

Les scénarios de long terme très fortement renouvelables (>80%), prévoient également un besoin de stockage inter-saisonnier avec l'installation de capacités de *Power-to-Gas* (6 GW de stockage *Power-to-gas* dans le scénario 90% de renouvelables dans la vision 2035-2050 de l'Ademe¹²). Le sujet du *Power-to-gas* est abordé dans la monographie n°8 « couplage des systèmes gazier et électrique ».

⁸ RTE - 2017 - « valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents », Ademe – 2013 – « Etude sur le potentiel du stockage d'énergies »

⁹ Le scénario 450 estime le potentiel d'évolution du stockage d'énergie, incluant le stockage thermique (~1 GW en 2017 en Europe selon le DoE), cela constitue ainsi une borne haute de l'évolution du stockage d'électricité à horizon 2050

¹⁰ DOE – Global Energy Storage database

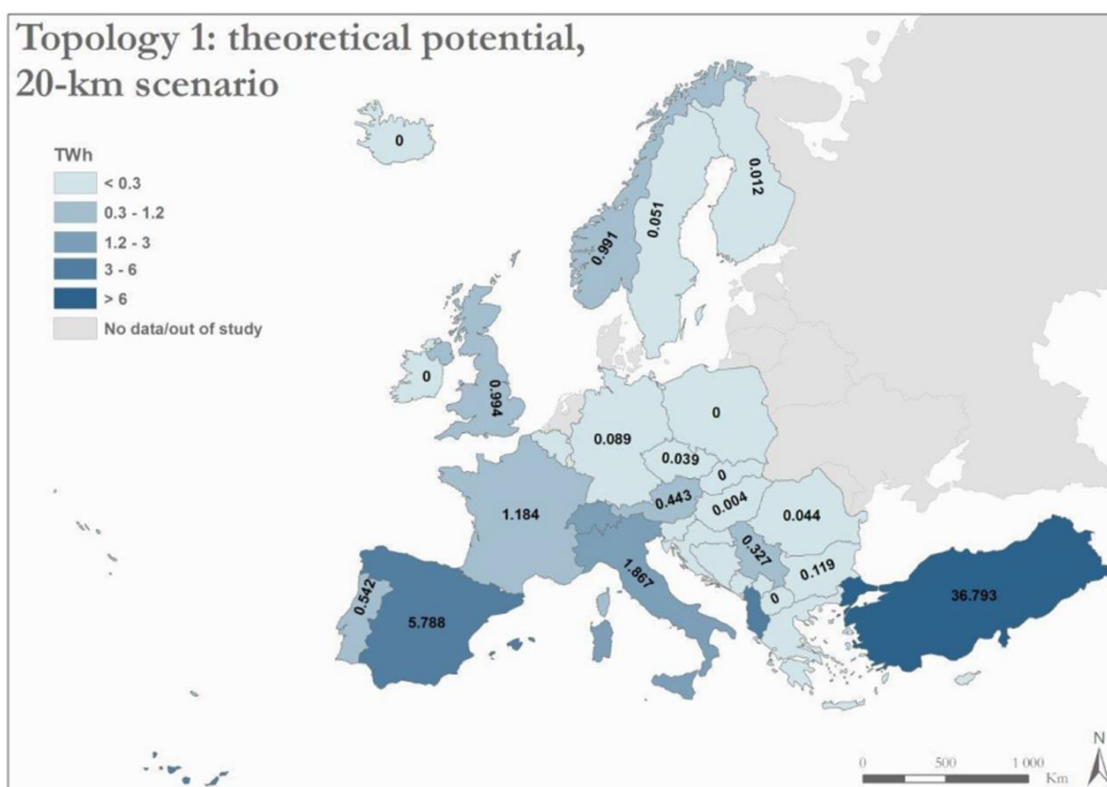
¹¹ RTE – 2017 – « Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents »

¹² Ademe – 2017 – « Actualisation du scénario énergie-climat Ademe 2035 – 2050 »

Si les capacités installées de STEP vont croître d'ici à 2030, leur potentiel est bien identifié et localisé.

En effet, les STEP présentent plusieurs atouts avec notamment leur capacité de stockage à grande échelle et leur durée de vie importante ce qui en fait une des technologies de stockage les moins coûteuses ([152-198] \$/MWh de LCOS¹³ selon Lazard¹⁴). Cependant, les capacités sont connues et limitées par la topologie : elles nécessitent un site géographique adapté avec deux bassins superposés afin d'éviter des coûts importants d'infrastructure. Dans ce cadre, le JRC a effectué une étude à l'échelle européenne, estimant le gisement de STEP par pays, mettant en avant le potentiel important présent en Turquie et en Espagne.

Figure 3 : Potentiel de STEP par pays à l'échelle européenne



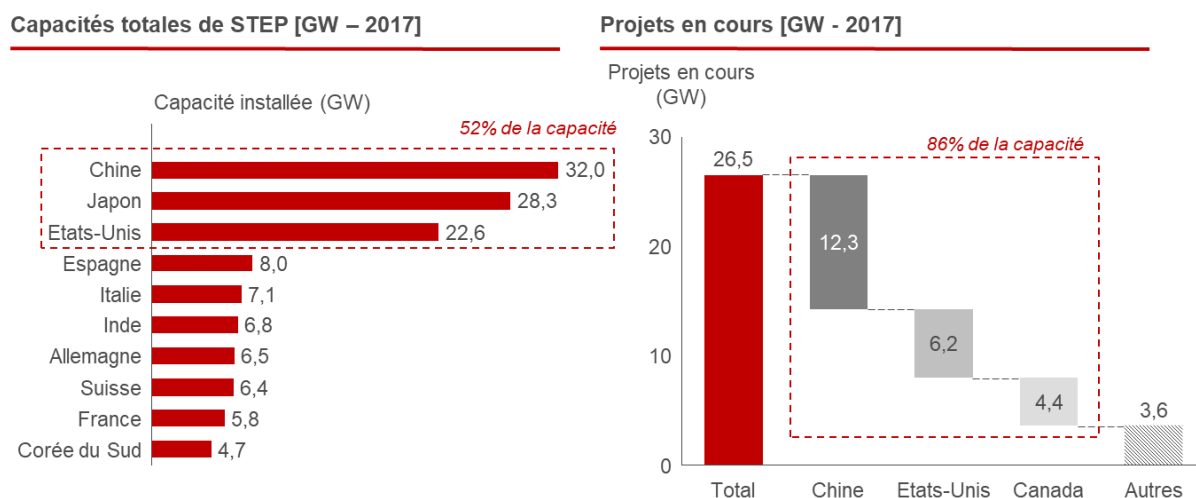
Source : JRC – 2013 – « Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage »

A l'échelle mondiale, les capacités installées sont localisées avec 52% de la capacité actuellement installée dans 3 pays : la Chine, le Japon et les Etats-Unis. Le développement de nouvelles capacités à court terme est de plus concentré sur la Chine, les Etats-Unis et le Canada, représentant à eux trois 86% de la capacité des projets en cours.

¹³ Levelized Cost of Storage: coût complet de stockage

¹⁴ Lazard – 2016 – « Levelized Cost of Storage – Version 2.0 »

Figure 4 : Capacités de STEP installées dans les 10 pays aux capacités installées les plus importantes et projets en cours¹⁵



Source : DoE – « Global Energy Storage database », Analyses E-CUBE Strategy Consultants

3) Analyse

Le besoin de nouvelles capacités de stockage dans le monde est en forte croissance dans tous les scénarios, tiré par les perspectives de développement des énergies renouvelables intermittentes, qui génèrent des besoins nouveaux de flexibilité dans les systèmes électriques.

Il est toutefois important de noter que les nouveaux besoins de flexibilité peuvent être assurés par les technologies de stockages, mais également, dans une certaine mesure, par la flexibilité des moyens de production pilotables, les effacements de consommation et les interconnexions. Les technologies de stockage se trouvent donc en situation de concurrence / complémentarité par rapport à ces autres moyens de flexibilité.

NB : La monographie s'intéresse par la suite surtout aux technologies de stockage différentes des STEP, et en particulier aux batteries qui dominent actuellement les autres technologies (Voir paragraphe suivant).

II. Applications du stockage stationnaire de l'électricité

Si plusieurs technologies de stockage électrique coexistent, avec des caractéristiques différentes plus ou moins adaptées aux différentes applications du stockage, la batterie est aujourd'hui la nouvelle technologie (ie hors STEP) maitresse tant techniquement que (et surtout) économiquement pour la majorité des applications du stockage.

Dans le domaine du stockage stationnaire (excluant les applications transport et mobilité), 4 applications principales peuvent être distinguées :

¹⁵ Les projets en cours regroupent les projets en cours de construction, annoncés et contractés.

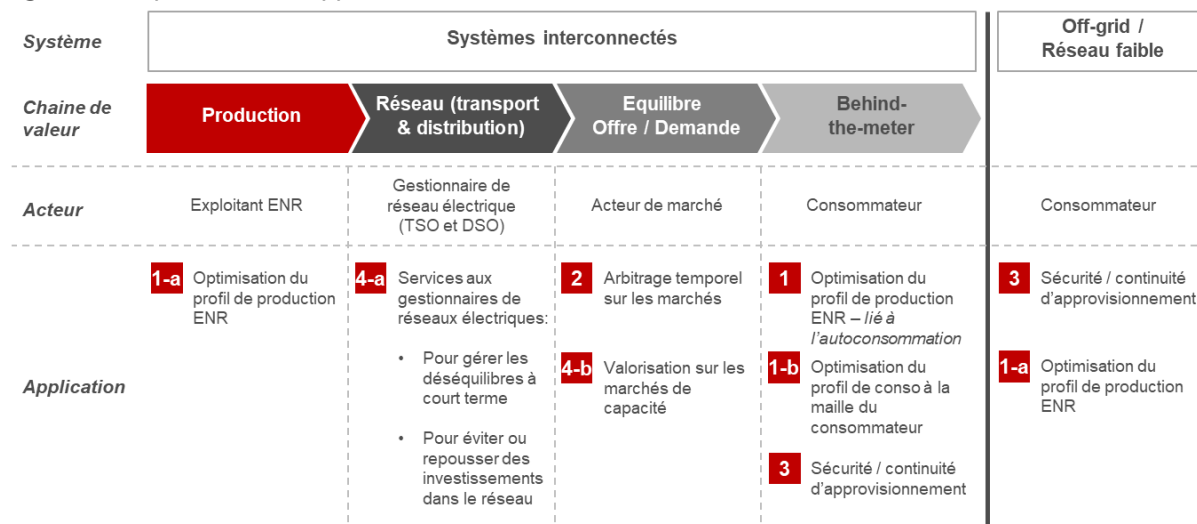
Figure 5 : Description des applications du stockage

		Description de l'application / la valeur du stockage	Acteurs visés
1 Optimisation production et consommation	a Optimisation du profil de production ENR	<ul style="list-style-type: none"> Utilisation du stockage pour lisser la production des ENR intermittentes (solaires, éolien) et améliorer l'intégration de celles-ci au système électrique, au niveau de parcs ENR comme au niveau résidentiel pour l'autoconsommation solaire 	Développeurs ENR et auto-consommateurs résidentiels, tertiaires et industriels
	b Optimisation du profil de consommation à la maille du consommateur	<ul style="list-style-type: none"> Utilisation du stockage pour optimiser le profil de consommation d'un ou plusieurs consommateurs, afin de lisser sa consommation et éviter les pics de consommation (pour diminuer la facture électrique) 	Consommateurs résidentiels, tertiaires et industriels
2 Arbitrage temporel sur les marchés		<ul style="list-style-type: none"> Utilisation du stockage pour équilibrer l'offre et la demande à l'échelle du système électrique en valorisant lors de périodes de prix élevés (forte demande) la production stockée lors de périodes de prix faibles (correspondant aux périodes de faible consommation) 	Acteurs de marché : producteurs, fournisseurs, traders, agrégateurs, etc.
3 Sécurité/Continuité d'approvisionnement / Systèmes d'UPS ¹⁶ & back-up		<ul style="list-style-type: none"> Utilisation du stockage en tant que source d'électricité de secours en cas de coupure de courant / discontinuité de l'alimentation du réseau, en remplacement de groupes électrogènes Application pouvant être décomposée en UPS (réactivité très courte mais peu de réserve) et back-up (capacité énergétique plus importante pour secours de plus longue durée) 	Consommateurs résidentiels, tertiaires et industriels
4 Valorisation capacitaire du stockage	a Services aux gestionnaires de réseaux électriques	<ul style="list-style-type: none"> Equilibrage à court terme : utilisation du stockage pour gérer les déséquilibres court-terme sur le réseau électrique (maintenir la fréquence cible) [service historiquement rempli par les outils de production] Report d'investissement dans le réseau : utilisation du stockage pour éviter ou repousser les investissements dans de nouvelles lignes en lissant la demande locale 	<p>Gestionnaires de réseaux électriques (TSO et DSO) ou acteurs de marché suivant le market design</p> <p>Gestionnaires de réseaux électriques (TSO et DSO)¹⁷</p>
	b Remplacement des capacités de production de pointe	<ul style="list-style-type: none"> Utilisation de la valeur capacitaire du stockage sur les marchés de capacité 	Acteurs de marché

D'un point de vue du réseau, le stockage peut également permettre d'économiser le coût du raccordement, directement supporté par le producteur et le coût du réseau (pertes, infrastructures) au travers du TURPE mutualisé.

Ces différentes applications se retrouvent le long de la chaîne de valeur des systèmes électriques :

Figure 6 : Répartition des applications sur la chaîne de valeur de l'électricité



Source : Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Ces applications nécessitent des caractéristiques techniques différentes, et toutes les technologies de stockage ne sont pas adaptées à chacune des applications. Les principaux paramètres qui entrent en jeu sont :

- **Le ratio énergie / puissance (ratio E/P)** : les outils de stockage se dimensionnent en puissance (MW) et en capacité (MWh). Les applications peuvent nécessiter une puissance importante pour une durée limitée (ratio E/P faible) ou alors une réserve d'énergie plus importante (ratio E/P important)
- **La réactivité** : certaines applications exigent des temps de réactions très faibles, ce qui ne peut pas être fourni par toutes les technologies
- **Le dimensionnement** : certaines applications sont plus adaptées à des échelles « système », comme le CAES par exemple, alors que la batterie est adaptée à tous les dimensionnements, notamment aux petites échelles.

Les batteries présentent une polyvalence dans les caractéristiques techniques, étant par exemple adaptées à toutes les échelles alors que les solutions comme le CAES sont plutôt destinées aux applications à grande échelle. Cela permet aux batteries d'être leader technologiquement sur une majorité des segments (voir Figure 7).

¹⁶ Uninterruptible Power Supply

¹⁷ L'investisseur serait dans ce cas un tiers proposant au gestionnaire de réseau un service de flexibilité

Figure 7 : Besoin technique et technologie adaptée par application

		Besoin technique	Technologie adaptée
1 Optimisation production et consommation (économie des coûts de réseau)	a Optimisation du profil de production ENR	<ul style="list-style-type: none"> Ratio E/P > 1 h (capacité énergétique relativement importante par rapport au besoin en puissance) Ne nécessite pas de réactivité très courte 	<ol style="list-style-type: none"> Batteries CAES et PAC H2
	b Optimisation du profil de consommation à la maille du consommateur	<ul style="list-style-type: none"> Ratio E/P > 1 h (capacité énergétique relativement importante par rapport au besoin en puissance) Ne nécessite pas de réactivité très courte ni de forte puissance Nécessite une capacité faible (de l'ordre du kW) 	<ol style="list-style-type: none"> Batteries
2 Arbitrage temporel sur les marchés		<ul style="list-style-type: none"> Ratio E/P > 1 h (capacité énergétique relativement importante par rapport au besoin en puissance) Ne nécessite pas de réactivité très courte ni de forte puissance Système de grande taille (capacité importante) 	<ol style="list-style-type: none"> (STEP) Batteries CAES (pour application très grande échelle) PAC H2
3 Sécurité/Continuité d'approvisionnement / Systèmes d' UPS¹⁸ & back-up		<ul style="list-style-type: none"> UPS: Réactivité très courte (minutes voire seconde) Back-up : Capacité énergétique importante (pour assurer un approvisionnement plusieurs heures à plusieurs jours) 	<ol style="list-style-type: none"> Batteries (pour besoin de courte durée) et PAC H2 (pour plus longue durée) CAES
4 Valorisation capacitaire (Services aux gestionnaires de réseaux électriques notamment)		<ul style="list-style-type: none"> Réactivité courte (min) & Forte puissance Ne nécessite pas une capacité énergétique très importante¹⁹ Système de grande taille 	<ol style="list-style-type: none"> (STEP) Batteries Volants d'inertie

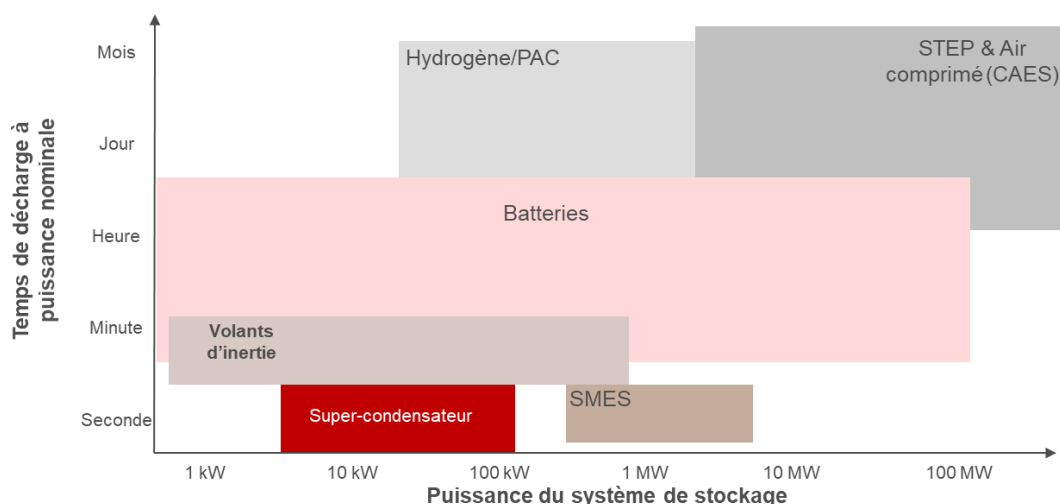
Le plus souvent, le cumul de plusieurs de ces applications est nécessaire pour atteindre une rentabilité économique des projets de stockage.

La caractéristique temps de décharge / puissance du système de stockage permet ainsi de visualiser différents groupements de technologies.

¹⁸ Uninterruptible Power Supply

¹⁹ Le ratio énergétique peut valoir [1-2] h

Figure 8 : Caractéristique temps de décharge / puissance de différentes technologies de stockage



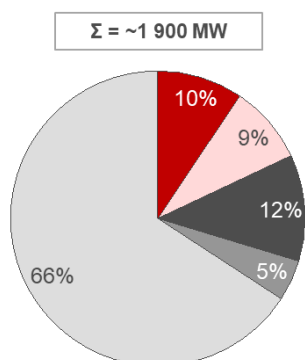
Source : Analyses E-CUBE Strategy Consultants

La suite de la monographie se concentre ainsi majoritairement sur les capacités de stockage par batteries.

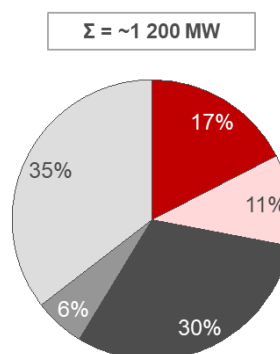
Même en se concentrant sur les batteries, les différentes applications présentent des niveaux de maturité différents, ce qui est reflété à travers les applications principales des capacités actuellement installées (Figure 9). L'application la plus développée aujourd'hui en termes de capacités installées est l'application de services aux gestionnaires de réseaux avec 66% de la capacité installée de batteries. Parmi les projets en cours les capacités d'intégration des ENR et d'arbitrage sur les marchés occupent une place plus importante, toujours derrières les services aux gestionnaires de réseaux.

Figure 9 : Capacité de batteries installée et projets²⁰ en cours selon l'application principale du projet – hors stockage diffus²¹

Capacités installées de stockage électrochimique [2017] – Application principale hors stockage diffus



Projets en cours de stockage électrochimique [2017] – Application principale hors stockage diffus



1 - Optimisation du profil ENR
2 - Opt profil de conso du consommateur
3 Arbitrage sur les marchés
4 - Sécurité d'approvisionnement
5 - Services aux GRT

Source : DoE – 2017 – Global Energy Storage Database, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

²⁰ Les « projets » comprennent les capacités contractées, annoncées et en cours de construction

²¹ Les chiffres de la base de données du DoE ne contiennent pas les capacités de stockage diffus (unités de stockage de petite taille installées à l'échelle résidentielle), ce qui augmenterait la part de l'application n°1

III. Décroissance des coûts du stockage et ruptures technologiques attendues

1) Un consensus sur la chute des coûts de production des batteries Lithium-ion

La domination des batteries au sein des technologies de stockage s'explique par les investissements massifs réalisés ces dernières années par les acteurs de la production de batteries Lithium-ion (poussés par le développement de la mobilité électrique), investissements ayant permis une décroissance rapide des coûts de production qui devrait se poursuivre dans les prochaines années – les différents acteurs projetant de manière relativement consensuels une estimation de coût de production du pack batterie pour VE entre [150-200] \$/kWh en 2020 et [75-150] \$/kWh à l'horizon 2030.

Les chiffres présentés Figure 10 sont publiés par le *Department of Energy* (*DoE*²²) et reflètent les coûts de production des technologies en cours de développement. Les estimations du DoE permettent de constater une forte décroissance des coûts de production lors des dernières années avec ~70% de réduction en 7 ans. Les actualisations les plus récentes (BNEF²³) mentionnent même 209\$/kWh en 2017, ce qui est cohérent avec les coûts annoncés par les constructeurs [180-200 \$/kWh]²⁴, En termes de projections, les chiffres de la Figure 10 présentent les objectifs ambitieux de réductions des coûts à l'horizon 2020-2022 des constructeurs automobiles (Tesla et General Motors (GM)), atteignant 100 \$/kWh. Les estimations d'autres entités permettent de valider la tendance baissière des coûts du stockage :

- Le *DoE* estime à l'horizon 2022 un coût de ~130 \$/kWh et un potentiel global de réduction des coûts réparti entre 75 et 150 \$/kWh selon les technologies (Li-ion standard et avancé, technologies au-delà du Lithium-ion)
- BNEF prévoit 73 \$/kWh à l'horizon 2030, permettent de conforter la perspective d'une forte réduction des coûts.

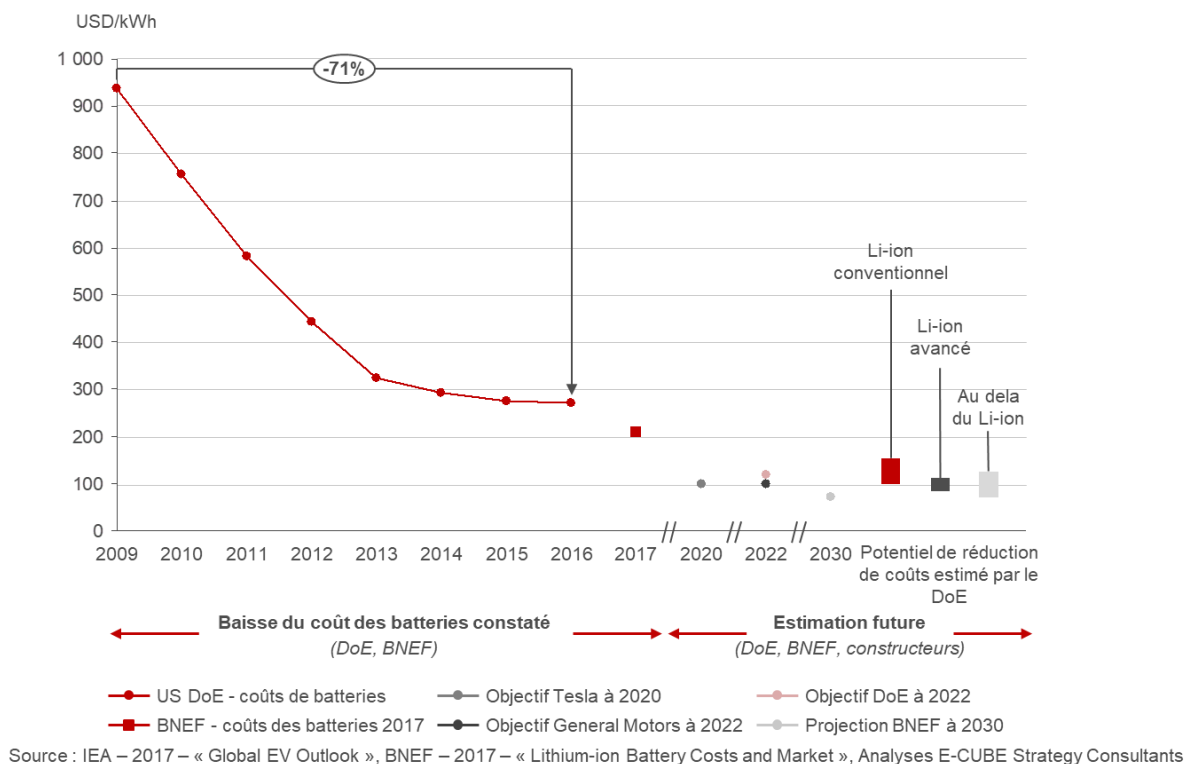
Il y a globalement un consensus sur une baisse des coûts de production du pack de batteries VE pour atteindre [75-150] \$/kWh à l'horizon 2030.

²² DoE : Ministère de l'énergie américain

²³ BNEF – 2017 – « 2017 Lithium-Ion Battery Price Survey »

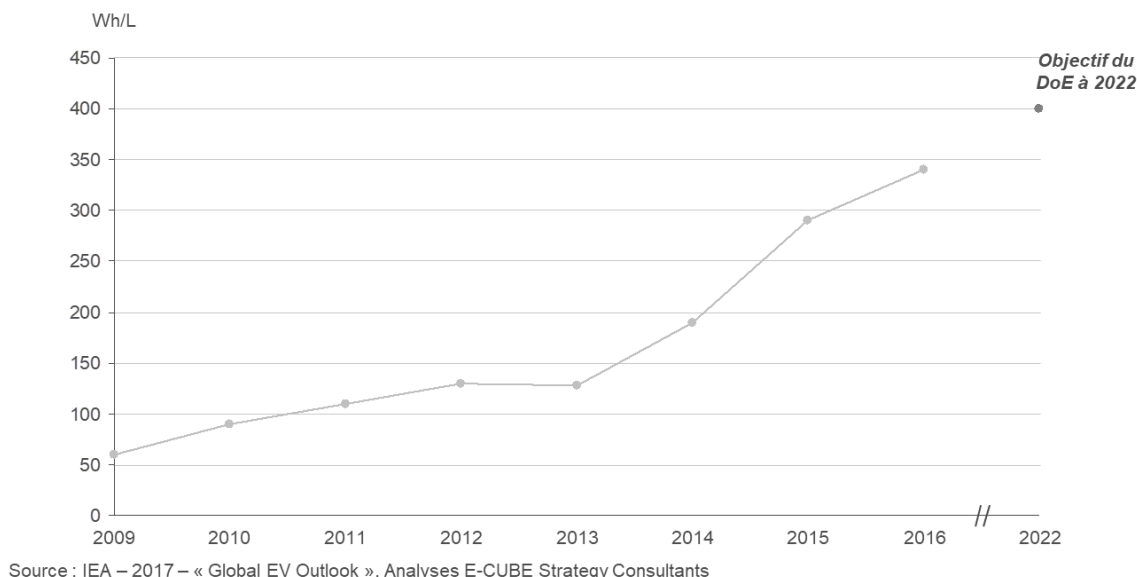
²⁴ Coûts annoncés par GM et LG (Ayre, 2015) et par Tesla et Panasonic (Field, 2016)

Figure 10 : Evolution du coût d'un pack batterie VE/VHR²⁵ et projections - 2017



A ces tendances de coûts sont associés des objectifs d'évolution de la densité énergétique des batteries, avec 400Wh/L à 2022 pour le DoE. La problématique du rapport énergie / volume est en effet importante dans le domaine de la mobilité électrique, afin de concurrencer les véhicules thermiques.

Figure 11 : Evolution de la densité énergétique d'un pack de batterie VE/VHR



Ces perspectives d'évolutions de coûts à moyen terme sont principalement dues aux effets de série et d'échelle sur la production, attendus dans l'industrie automobile qui, à l'image de Tesla ou

²⁵ Les projections de coûts du DoE concernent des batteries de VHR, les valeurs de Tesla, General Motors et BNEF concernent les VE

General Motors, investit dans la production massive de batteries Li-ion. Le secteur est ainsi marqué par plusieurs projets de grande envergure²⁶ :

- A l'échelle mondiale, les capacités de production de cellules et batteries Li-ion vont se développer fortement avec un quasi-triplement d'ici 2021 par rapport à la capacité actuelle (103 GWh installés T1 2017 vs. ~270 GWh attendu d'ici 2021 – source BNEF²⁷), la grande majorité des nouveaux développements industriels seront portés par les acteurs asiatiques comme LG Chem en Corée du Sud ou BYD en Chine (voir paragraphe VI. sur la chaîne de valeur)
- Aux Etats-Unis, le projet de Gigafactory de Tesla a été inauguré en Janvier 2017 avec un investissement estimé entre 4 et 5 md \$. Les objectifs initiaux étaient à 2020 d'atteindre une capacité de production de 35 GWh de cellule Lithium-Ion sur le site, auxquels seront ajouté 15 GWh de cellules importées pour atteindre une capacité de production de 50 GWh²⁸ de pack de batteries. 15 GWh seront dédiés au stockage stationnaire, les 35 GWh restant permettant de fournir les batteries de 500.000 véhicules Tesla. Elon Musk prévoit actuellement 2 ou 3 autres Gigafactory sur le territoire américain envisage également l'augmentation de la capacité de production de la Gigafactory au-delà des 50 GWh initialement prévu (120 GWh potentiel à termes).
- En Europe, parmi plusieurs projets de Gigafactory²⁹, deux projets importants se démarquent en Suède avec Northvolt et en Allemagne avec Daimler :
 - En octobre 2016, Daimler a débuté le chantier d'une usine de batteries lithium-ion en Allemagne pour un investissement de 500 millions d'euros. L'usine sera focalisée sur les batteries de véhicules électriques et le stockage stationnaire
 - L'entreprise Northvolt, fondée par des anciens employés de Tesla³⁰, travaille actuellement sur un projet de Gigafactory en Suède. L'usine a un objectif de 32 GWh de production en 2023 pour un investissement de 4 Mds€ sur 6 ans. Northvolt a annoncé un partenariat avec ABB en septembre 2016 pour développer l'usine. Scania (filiale du groupe Volkswagen) a également annoncé récemment (janvier 2018) un investissement à hauteur de 10 M€ dans ce projet.
- En Septembre 2017, VW a annoncé un investissement à hauteur de 70 milliards d'euros dans le véhicule électrique avec 2 à 3 millions de véhicules commercialisés par ans d'ici à 2025 et le lancement de 30 modèles. Parmi les 70 milliards, 50 seront attribués à la production de batteries. Le groupe allemand anticipe un besoin de 40 Gigafactories à l'échelle mondiale pour survenir aux besoins en batteries de l'ensemble de l'industrie automobile d'ici à 2025³¹.

Ces effets de série et d'échelle sont liés au développement de la mobilité électrique.

BNEF³², dans le document « *Lithium-ion battery costs and Market* » publié en 2017, estime l'évolution de la demande en batteries Lithium-ion générée par les véhicules électriques à l'horizon 2030. Ces projections correspondent à l'horizon 2025 à l'équivalent de 12 usines d'assemblages ayant la capacité de production de la Gigafactory de Tesla (35 GWh). Cet ordre de grandeur est par ailleurs confirmé par

²⁶ Source : revue de presse (Enerpresse, Green Univers, Reuters, Bloomberg, communiqués de presse...)

²⁷ Bloomberg New Energy Finance – 2017 – « Lithium-ion battery costs and market »

²⁸ Source : Benchmark Mineral Intelligence – 2016 – « Gigafactory: 30% of output for tesla energy utility batteries »

²⁹ Au-delà de Daimler et Northvolt, les autres projets sont en Hongrie avec Samsung (~310 M€ d'investissements avec un objectif de capacité de 50 000 batteries de véhicules par ans (~2,5 GWh)) et en Pologne avec LG (investissement de l'ordre de ~320 M€)

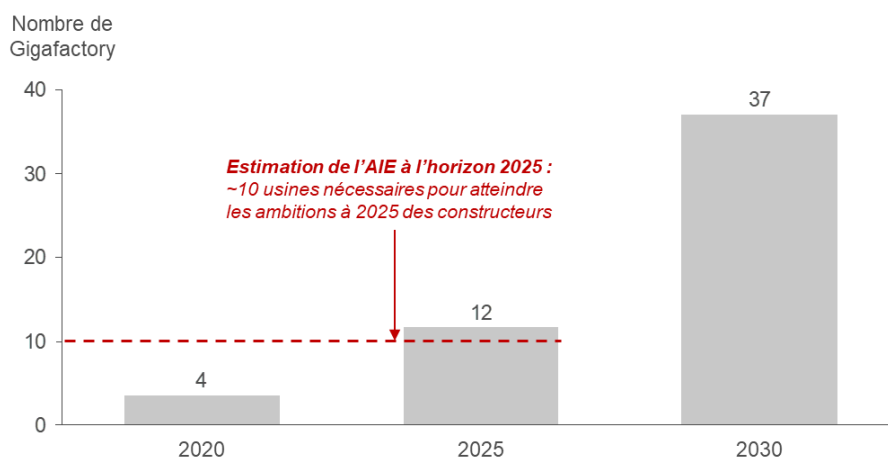
³⁰ Le CEO de Northvolt, Peter Carlsson était responsable de la *supply chain* chez Tesla jusqu'en 2015.

³¹ Cleantechnica - 2017 – « Volkswagen: 40 Battery Gigafactories Needed For Electric Car Revolution »

³² Bloomberg New Energy Finance

l'AIE qui estime ~10 usines équivalentes à la Gigafactory pour atteindre les objectifs de ventes des constructeurs³³ à l'horizon 2025. A l'horizon 2030, ce besoin augmente d'autant plus avec ~37 usines.

Figure 12 : Estimation du nombre de Gigafactory nécessaire pour satisfaire la demande en batterie de la part des véhicules électriques

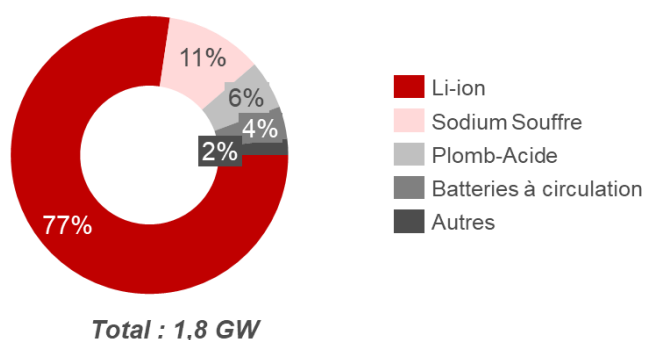


Source : BNEF – 2017 – « Lithium-ion Battery Costs and Market », IEA – 2017 – « Global EV Outlook », Analyses E-CUBE Strategy Consultants

2) Des ruptures technologiques possibles

Pour dépasser les limites actuelles de temps de recharge et de densité énergétique de la technologie Lithium-Ion, des ruptures technologiques sont espérées (Zn-Air, Li-S, Li-Air, Graphène), mais encore incertaines aujourd'hui. Le domaine des batteries pour des applications énergétiques (VE, stockage ENR, avec des besoins de haut rendement et capacité énergétique importante) est pour l'instant largement dominé par la technologie Li-ion, représentant, en 2016, 77% de la capacité de batteries stationnaires installée (i.e. sans inclure la mobilité³⁴).

Figure 13 : Capacités de batteries stationnaires installées par type de technologie



Source : IEA – « Energy Technology Perspectives 2017 », Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Un des témoins de la recherche active sur ces nouvelles technologies est le symposium « Beyond Lithium-Ion », organisé par le DoE³⁵ chaque année. La 10^{ème} édition tenue en Juin 2017 démontre l'absence de consensus technologique permettant de dépasser les technologies actuelles.

³³ La vente annuelle mondiale est estimée à 8 millions de véhicules répartis équitablement entre véhicules hybrides rechargeables et véhicules électriques

³⁴ Dans la mobilité, Lux Research estime l'évolution de la part du Li-ion dans la mobilité durant les prochaines années : cette part reste supérieure à 95% d'ici à 2020. / Source : Lux Research – 2015 – « The Next-Generation Battery Roadmap »

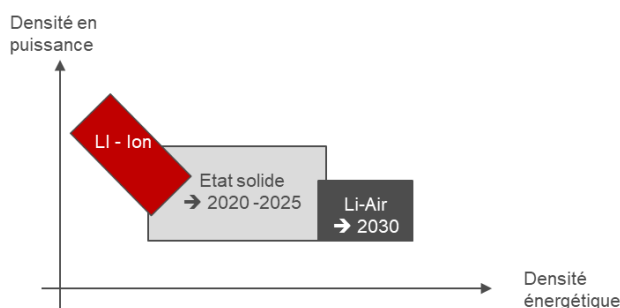
³⁵ Department of Energy, Ministère de l'énergie Américain

Au-delà de la technologie Lithium-Ion, trois principales catégories se démarquent :

- **Les batteries à état solide** : ces batteries utilisent un électrolyte solide et proposent une densité énergétique plus importante
- **Les batteries lithium-Air** : cette association permet une densité énergétique plus importante mais est pour l'instant limitée par une longévité insatisfaisante
- **Les batteries sans lithium** : parmi les technologies sans lithium, les batteries Na-ion permettent une plus grande capacité de décharge avec un nombre de cycles satisfaisant. Les batteries Zn-air font aussi l'objet de recherches, Cette technologie est pour l'instant limitée par le nombre de cycles de vie. La batterie au Graphène présente des performances supérieures au Lithium-ion³⁶ et suscite l'intérêt des acteurs du secteur, à l'image du brevet par Samsung d'une batterie au graphène en Novembre 2017.

A titre illustratif, Toyota a présenté lors du « *Battery Symposium* » au Japon en 2016 son plan de Recherche et Développement pour les batteries :

Figure 14 : Roadmap de Toyota pour les batteries



Source : Press review, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Ce plan prévoit une focalisation en 2020-25 sur les batteries à l'état solide avant de passer aux batteries Lithium-Air à l'horizon 2030, l'objectif visé par Toyota étant une augmentation de la densité énergétique de ses batteries afin d'accroître l'autonomie des véhicules électriques tout en maîtrisant les coûts de production.

Le développement, à l'échelle industrielle, de ces évolutions technologiques au-delà de la technologie Li-ion reste cependant encore largement incertain. Selon la *MIT Technology Review*, les évolutions sont limitées par la diversité de technologies, diluant les efforts d'investissement et de recherche, par une durée de développement importante des nouveaux systèmes, ainsi que par des coûts de développement importants. Pour illustrer cela, une étude de *Lux Research*³⁷ datant d'Aout 2016 et recensant les investissements dans les batteries, identifie un trop faible investissement dans les nouvelles technologies (au-delà du lithium-ion) avec une moyenne de 40 M\$ de fonds levés par entreprise dans les technologies avancées. Ceci est faible comparé aux ~500 M\$ d'investissements requis pour mettre en place une ligne de production ainsi que la recherche associée³⁸.

³⁶ A poids équivalent, la société espagnole Graphenano évoque des capacités 4 à 8 fois supérieures au Lithium-Ion pour une durée de vie 4 fois plus importante. Tout cela pour une durée de recharge < 1 minute et un poids de 100 kg pour 800km d'autonomie. Source : Avem – 2017 – « Du graphène dans les batteries pour faire mieux en voiture électrique qu'en thermique »

³⁷ Lux Research – 2016 – « What It Really Costs to Commercialize New Battery Technology: Lessons From More Than a Decade of Investment Data »

³⁸ MIT Technology Review – 2016 – « Why we still don't have better batteries » – L'ordre de grandeur de 500M\$ est évoqué par Gerd Ceder, professeur de sciences des matériaux à l'Université de Californie à Berkeley

3) Un impact significatif de la baisse des coûts du stockage sur le système électrique

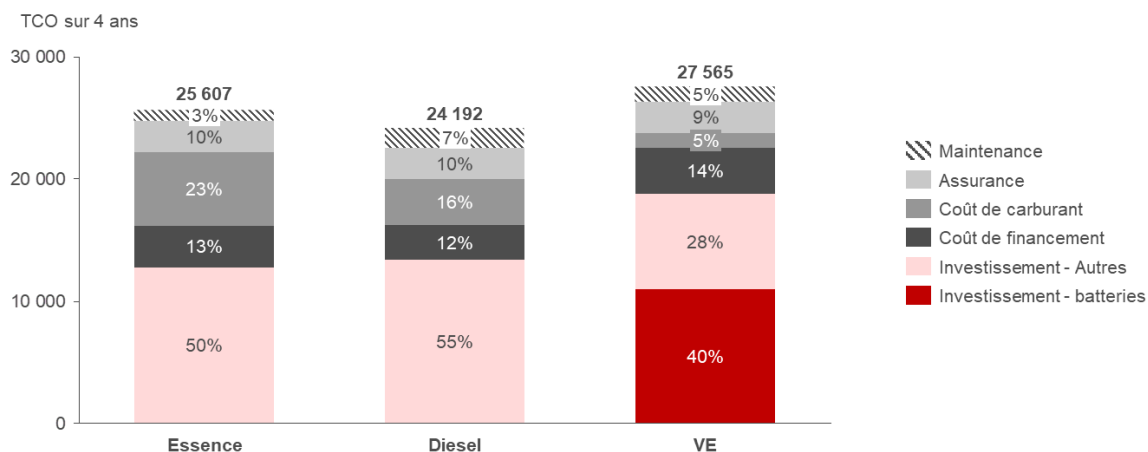
Les perspectives de baisse des coûts du stockage, partagées par la majorité des acteurs, permettent d'anticiper de manière relativement consensuelle (conclusions similaires dans la majorité des études récentes) une compétitivité hors subvention des véhicules électriques face aux véhicules thermiques en Europe d'ici 10 à 15 ans (entre 2025 et 2030) dans une majorité des cas d'usage du véhicule léger³⁹, ainsi qu'une compétitivité possible des ENR intermittentes à service équivalent, sans doute à plus long terme (cf thèse relative à ce sujet).

a) Compétitivité de la mobilité électrique

A l'heure actuelle, la batterie représente une part importante du coût total de possession d'un véhicule électrique.

A l'échelle européenne par exemple une étude réalisée par le BEUC (Association des consommateurs européens)⁴⁰ montre qu'en coût total de possession (TCO⁴¹) les véhicules électriques (full-electric et VHR) ne sont pas encore compétitifs, principalement à cause d'une part importante de ce coût total due à la batterie avec ~40% pour les véhicules électriques (voir Figure 15).

Figure 15 : Coût total de possession d'un véhicule électrique à 2015 – illustration sur le segment C



Source : BEUC – 2016 – « Low carbon cars in the 2020s: Consumer impacts and EU policy implication », Analyses E-CUBE Strategy Consultants

En prenant en compte les réductions de coûts de batteries évoquées précédemment, la compétitivité relative des différents véhicules devrait converger entre 2020 et 2030.

L'AIE et l'OCDE dans le « *Global EV Outlook* » publié en 2017, effectuent une comparaison de coûts des véhicules électriques en fonction de la géographie. A l'échelle Européenne, la compétitivité hors subvention des véhicules électriques (full-electric et VHR) face aux véhicules thermiques devrait être atteinte d'ici 10 ans (entre 2025 et 2030) dans une majorité des cas d'usage du véhicule léger. Cette compétitivité est principalement due à la baisse du coût des batteries, qui est estimé entre 100 et 125 \$/kWh dans la modélisation de l'AIE à cette échéance.

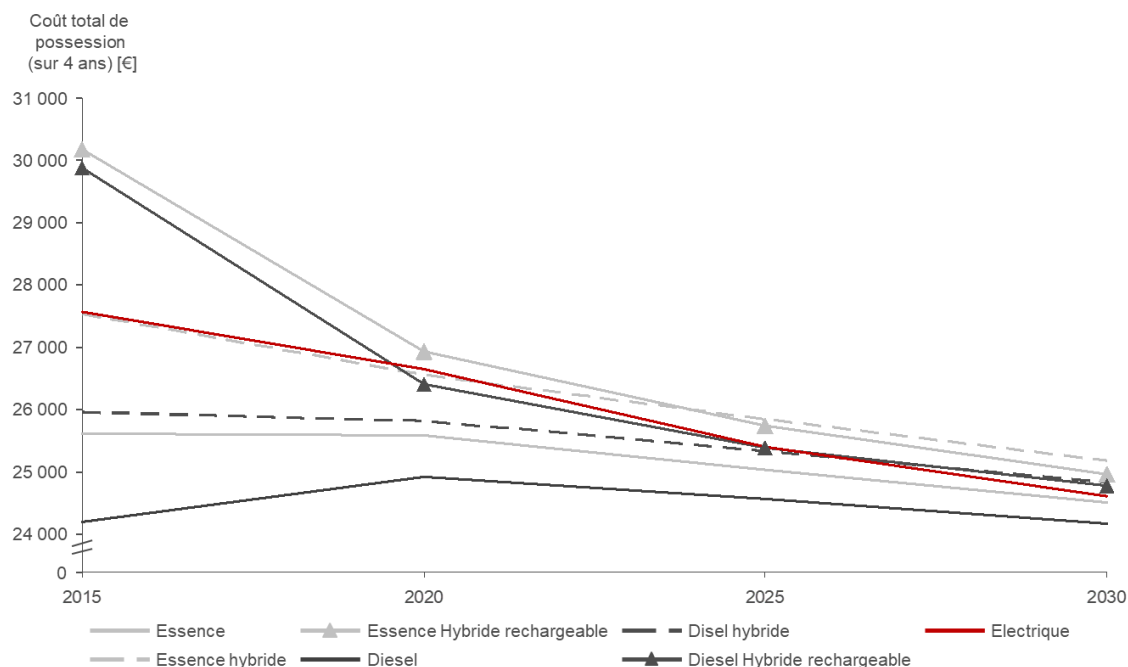
³⁹ Compétitivité néanmoins permise par un niveau de taxation des carburants globalement élevé en Europe

⁴⁰ BEUC – 2016 - « Low carbon cars in the 2020s: Consumer impacts and EU policy implications »

⁴¹ Le TCO (« Total Cost of Ownership » ou coût total de possession) permet d'estimer le coût global d'un véhicule sur une durée donnée

Cet horizon de temps est confirmé à l'échelle européenne par l'étude du BEUC, selon laquelle les TCO de tous les types de véhicules vont converger entre 2020 et 2030, principalement grâce à la baisse du coût des batteries, estimé entre 91 \$/kWh et 136 \$/kWh en 2030 dans cette modélisation.

Figure 16 : Coût total de possession sur 4 ans – Illustration sur le segment C



Source : BEUC – 2016 – « Low carbon cars in the 2020s : Consumer impacts and EU policy implication », Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Cette amélioration de la compétitivité, couplée à un cadre réglementaire favorable, devrait ainsi permettre au parc de véhicules électriques de croître significativement en Europe comme dans le reste du monde, atteignant à minima 40 millions de véhicules en circulation en 2025 (dont ~20-25% en Europe) et atteignant un taux de pénétration significatif dans les immatriculations neuves d'environ 20 à 30% à horizon 2030⁴² [cf monographie n°5 « Demande finale d'énergie »].

b) Rentabilité des énergies renouvelables fatales

Les énergies renouvelables peuvent, dans certains cas aujourd'hui, avoir des coûts direct (LCOE) inférieurs à ceux des centrales de production thermiques « classiques » mais elles ne produisent pas le même produit vu du système électrique, du fait de leur intermittence. Pour une quantité d'énergie produite donnée, le profil temporel de production des énergies fatales présente une valeur différente du profil de production des moyens dispatchables car ces derniers ont la capacité de concentrer leur production sur les heures les plus chères. Les énergies fatales, quant à elles, produisent indépendamment du prix, voire, si leur part du mix s'accroît, lorsque les prix sont bas du fait de leur autocorrélation (cf. prix négatifs de plus en plus fréquents en Allemagne). Ainsi, en l'absence de tout moyen de stockage, la rentabilité des énergies renouvelables fatales décroît lorsque la part qu'elles représentent dans le mix énergétique s'accroît. Le développement du stockage d'électricité en couplage des ENR pourrait néanmoins permettre d'améliorer le service rendu des ENR aux systèmes électriques. Les énergies renouvelables fatales avec stockage ne sont néanmoins pas encore rentables, à l'exception de certains cas spécifiques comme les ZNI (Zones Non Interconnectées, les îles notamment)

⁴² Selon les principales analyses prospectives récentes sur le sujet : IEA – Global EV Outlook (Juin 2017), European Climate Foundation (October 2017), BEUC/Element Energy (Novembre 2016), EV outlook 2017 – Bloomberg New Energy Finance (Juillet 2017), CGDD – Analyse coûts bénéfices des VE (Juillet 2017)

ou les géographies très fortement ventées ou ensoleillées. La décroissance des coûts du stockage pourrait cependant faire évoluer cette situation à moyen et long terme. Cette thématique est discutée dans le chapitre ci-après et dans la thèse sur la compétitivité d'un système électrique très fortement renouvelable et décarboné.

IV. Perspectives de développement du stockage stationnaire

A moyen terme, au-delà du domaine du transport (stockage embarqué - qui représente et devrait continuer à représenter la majorité des capacités de stockage par batteries développées à moyen terme), le stockage pour des applications stationnaires devrait se développer avec un rythme différencié selon les applications et le niveau de compétitivité et de maturité des batteries pour ces applications.

Les perspectives de développement du stockage par batteries dépendent de la compétitivité et la maturité du stockage mais aussi du potentiel de développement des différentes applications du stockage.

La compétitivité des solutions de stockage dépend fortement du contexte économique et réglementaire, pour l'instant largement différent selon les pays. Cela entraîne des disparités de développement des solutions de stockage par batteries (voir paragraphe suivant). Il convient ensuite de séparer les différentes applications du stockage stationnaire, présentant des perspectives de développement également différentes (voir paragraphe IV.2).

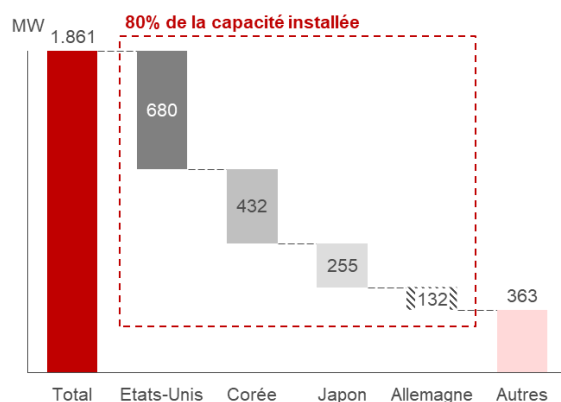
1) Des perspectives de développement différentes selon les géographies

Les capacités actuellement installées de stockage par batteries sont principalement réparties sur 4 pays (Etats-Unis, Corée du Sud, Japon et Allemagne), représentant 80% des capacités installées (Figure 17). Les pays les plus dynamiques actuellement sont les Etats-Unis, l'Australie et l'Allemagne, qui représentent ~70% des projets en cours de développement.

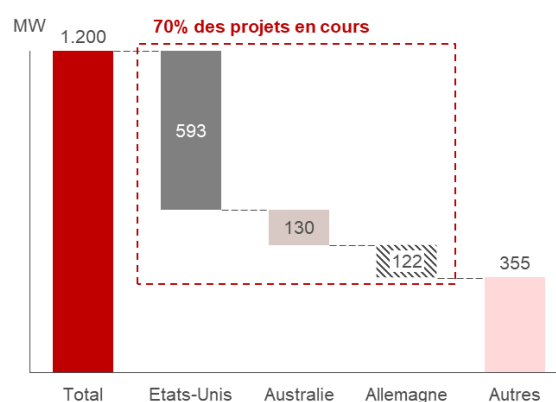
La Chine présente aussi un dynamisme important à l'heure actuelle à travers plusieurs annonces très récentes, dont notamment plusieurs projets de stockage par batteries de capacités >100MW, qui n'ont pas été actualisées dans la base de données du DoE à ce jour. Ces projets permettent d'anticiper d'importantes perspectives de développement du stockage par batteries en Chine (voir paragraphes suivants, notamment IV.2).b.).

Figure 17 : Capacités de stockage stationnaire par batteries installées et en cours de développement

Capacités de stockage stationnaire par batteries installées par pays [MW]



Capacités des projets de stockage stationnaire par batteries par pays [MW]



Source : DoE – 2017 – Global Energy Storage Database, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Ces perspectives géographiques différentes reflètent aussi un cadre économique et réglementaire différent selon les pays (voir paragraphe suivant).

2) Des perspectives de développement différentes selon les applications du stockage stationnaire

Globalement, les applications du stockage stationnaire présentent aujourd'hui des niveaux de maturité différents. A l'échelle de l'Europe, la première « conquête » du stockage de masse par batteries devrait être celle du marché des services système, mais cela représente un potentiel limité à quelques GW.

A l'horizon 2030, le développement du stockage pour l'intégration des ENR, que ce soit par les producteurs eux-mêmes ou par le développement des arbitrages de marché, devrait prendre de l'ampleur. Cependant, une incertitude existe quant à la proportion entre le stockage centralisé (couplé ou non à une centrale renouvelable de grande envergure) et le stockage décentralisé (installé dans une logique d'autoconsommation chez les clients particuliers, résidentiels ou industriels). Cette proportion dépendra fortement du cadre de régulation.

a) Un développement des services pour les gestionnaires de réseau

Cette application représente la majorité des capacités installées en stockage de grande taille à l'heure actuelle avec 66% des capacités installée (voir Figure 9), principalement pour l'équilibrage à court terme (application 4.a). A titre illustratif, les gestionnaires de réseau PJM, National Grid, Steag ou encore KEPCO présentent des capacités significatives de nouveaux stockage (ie hors STEP) participant aux services système. Le stockage électrochimique (batteries) est même compétitif dans certaines géographies, comme en témoigne l'appel d'offres de National Grid où des capacités de stockage par batteries étaient en compétition avec des outils de production classiques. Il en est également de même des STEP.

Exemples de participation du stockage (hors STEP) aux services système (PJM – National Grid – STEAG - KEPCO)

PJM⁴³

L'Order 755 de la FERC de 2011 permet la participation du stockage à la régulation de fréquence, il a été suivi par l'Order 784, généralisant cela aux services système. PJM a été le premier gestionnaire à mettre en place cet Order 755 en 2011, notamment grâce à la création de conditions spécifiques d'accès aux services pour les capacités de stockage. On décompte ainsi plusieurs installations de stockage participant à la gestion du réseau chez PJM :

- **Batteries** : EDF EN a installé 20 MW de batteries, en partenariat avec BYD pour la régulation de fréquence. EDF EN a 80 MW de projets en cours de développement via 4 projets similaires avec PJM. En Avril 2017, le volume total de projets atteint 280 MW⁴⁴. Les actifs de batteries sont en compétition avec les actifs de génération classiques, mais PJM propose des revenus avantageux pour les actifs aux réponses très rapides, comme les batteries.
- **Volants d'inertie** : plusieurs volants d'inerties sont installés chez PJM, développés par la société Beacon Power. Notamment, deux projets de 20 MW ont été développés dans l'état de New-York en 2011 et en Pennsylvanie en 2013.

National Grid⁴⁵

En Aout 2016, National Grid a lancé un appel d'offre « *Enhanced Frequency Response* » destiné aux actifs de stockage, d'effacement ainsi que des actifs de production pour leur participation à la réserve primaire. Parmi les 64 projets retenus finalement, 61 étaient des projets de stockage par batterie. A l'issue de cet appel d'offre, 201 MW furent retenus, fournis par 8 vendeurs pour des volumes entre 10 et 49 MW et un total de 66 M£ (77 M€). L'offre retenue la plus importante fut celle d'EDF Energy Renewables avec un projet de 49 MW de stockage par batteries couplé à la centrale à gaz de West Burton.

STEAG⁴⁶ (producteur de charbon allemand)

En Allemagne en Novembre 2016, STEAG a inauguré son projet de 90 MW de stockage pour la régulation en fréquence du réseau. Ce projet a été conduit avec le fournisseur de solutions de stockage Nidec et consiste en 6 systèmes de batteries Li-Ion de 15 MW chacun, pour un coût total autour de 100 M€ et a été implémenté sans subventions.

KEPCO⁴⁷

En Corée du Sud, la force industrielle du pays sur le sujet des batteries s'est concrétisée par de nombreux projets de batteries stationnaires de grande échelle. KEPCO, la plus grande *utility* intégrée du pays, a commencé à développer des solutions de stockage à grande échelle dès 2010, aussi bien en soutien aux énergies renouvelables qu'en service aux GRT. En 2017, les capacités de KEPCO totalisent ~380 MW de batteries participant à la régulation de fréquence sud-coréenne, avec un objectif d'augmenter ce volume à 500 MW à court terme. La plupart de ces projets sont développés en partenariat avec les grandes entreprises du pays, spécialistes du sujet (LG Chem et Samsung notamment).

⁴³ PJM Interconnection est un gestionnaire du réseau de transport américain dans 14 états du nord-est des Etats-Unis

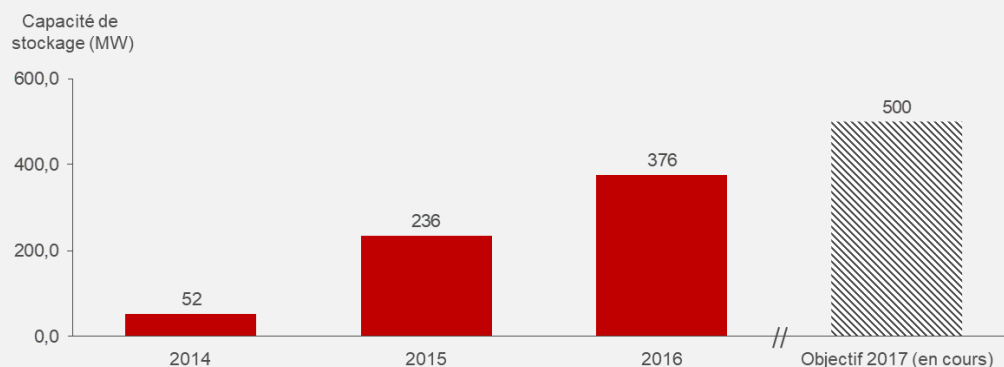
⁴⁴ PJM – 2017 – « Fact sheet Energy Storage »

⁴⁵ National grid – Enhanced Frequency Response 2016

⁴⁶ Revue de presse : Energy Storage News...

⁴⁷ KEPCO – 2017 - « KEPCO's energy storage system projects for frequency regulation », Revue de presse

Figure 18 : Capacités de stockage stationnaire par batteries de KEPCO participant à la régulation de fréquence sud-coréenne (2017 – MW)



Source : KEPCO – 2017 - « KEPCO's energy storage system projects for frequency regulation », DoE, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

A plus long terme, en se basant sur la répartition des capacités de l'IRENA⁴⁸, appliquée aux capacités de stockage projetée par l'AIE de [20-30] GW, le stockage par batteries participant aux services système est estimé à [4-6] GW à l'horizon 2030. Ces perspectives sont limitées par rapport aux 1,4 GW de batteries participant à ce type d'application⁴⁹ en 2017, principalement à cause du besoin limité en régulation de fréquence.

b) Des perspectives de développement importantes en complémentarité avec les ENR à l'horizon 2030

Le développement du stockage est un enjeu fondamental et présente un potentiel important pour l'intégration des énergies renouvelables intermittentes. A l'heure actuelle, la rentabilité concerne surtout quelques cas d'usage bien identifiés comme dans les ZNI⁵⁰. En France, l'appel d'offres photovoltaïque et stockage dans les ZNI réalisé en 2017 a eu un succès certain avec 217 dossiers reçus pour une puissance totale de 356 MW. Le stockage trouve aussi une valeur plus importante dans des applications *off-grid* ou dans les *micro-grids* où le prix d'approvisionnement en électricité est plus élevé (Cf. exemple de l'Australie avec un marché *off-grid* développé).

En se basant sur la répartition de capacités de stockage de l'IRENA et les scénarios de l'AIE, cette application pourrait représenter 15 à 25 GW à l'horizon 2030.

Cependant, une incertitude réside encore vis-à-vis du modèle de développement entre stockage décentralisé et centralisé : en complémentarité à un développement décentralisé de petites unités de stockage lié aux énergies renouvelables fatales (typiquement toitures solaires V), les batteries peuvent également être intégrées et exploitées de façon centralisée, co-localisées ou non avec des grands parcs ENR. A l'heure actuelle, le développement « centralisé » du stockage domine grâce au développement du stockage en service aux gestionnaires de réseau, de l'arbitrage sur les marchés de gros ou en couplage avec des parcs ENR de grande taille, plus que le développement de petites unités diffuses. Cependant, ce dernier mode de développement, notamment lié au couplage de batteries avec des toitures photovoltaïque, pourrait faire augmenter la proportion de stockage décentralisé.

⁴⁸ Les perspectives par application sont décrites par l'IRENA dans le document « *Electricity storage and renewables costs and market to 2030* » publié en 2017, permettant d'obtenir une répartition des capacités par application

⁴⁹ Chiffres 2017 extraits de la base de données du DoE

⁵⁰ ZNI : Zone Non Interconnectées

Focus sur le stockage décentralisé

A l'échelle mondiale, l'Australie, le Japon et l'Allemagne sont particulièrement en avance quant au stockage décentralisé, tant en termes de capacités installées que de potentiel d'installation. L'Australie et l'Allemagne sont par ailleurs marqués par la présence d'acteurs particulièrement innovants dans le domaine, à l'image de l'entreprise Allemande Sonnen.

Australie⁵¹

Malgré une absence d'aides financières, 7000 systèmes distribués étaient déjà installés en Australie en 2016⁵². Le pays possède en effet toutes les conditions clés favorisant le stockage : les prix de l'électricité, ainsi que leur volatilité, augmentent et le pays a un très fort potentiel d'ensoleillement, propice au développement de panneaux solaires.

La région la plus avancée sur le sujet est l'Australie du Sud, qui connaît des problèmes de sécurité d'approvisionnement plus importantes que les autres. L'utility *AGL Energy* y a par exemple développé une centrale virtuelle réunissant 1000 batteries décentralisées, permettant de fonctionner comme une centrale d'appoint de 5 MW. L'objectif initial était de fournir un revenu supplémentaire de 500 \$ à ses clients, leur permettant ainsi de rentabiliser leur investissement de 3500 \$ en 7 ans. Ce projet se justifie particulièrement dans un contexte d'augmentation des prix de l'électricité en Australie.

L'Australie est aussi marquée par le développement d'un stockage décentralisé de volume important, pour les projets non connectés au réseau. En effet, les sites industriels non connectés au réseau représentaient en 2015 1,2 GW de générateurs diesel⁵³. Le développeur Neoen a mis en service en Juin 2016 une centrale solaire hybride⁵⁴ (10,6 MW de solaire et 6 MW de batteries Li-Ion) pour fournir l'énergie d'une mine de cuivre et d'or à DeGrussa en Australie Occidentale. Le marché *off-grid* est un marché assez important en Australie, représentant 6% du marché total d'électricité⁵⁵, les coûts importants de l'électricité dans ces régions en font des terrains propices au développement des énergies renouvelables, ainsi que des solutions de stockage complémentaires.

Japon⁵⁶

A la suite de l'accident de Fukushima en 2011, un mouvement de décentralisation a eu lieu au Japon, entraînant notamment une forte augmentation de l'installation de panneaux solaires sur toiture et une sollicitation importante du stockage distribué. La baisse récente du montant des obligations d'achat de 26% entre 2012 et 2017 pour les applications de photovoltaïque domestique (<10 kW) (voir Figure 19) favorise l'autoconsommation. Cela contribue au développement du stockage distribué car celui-ci permet d'augmenter le taux d'autoconsommation. Le marché est de plus renforcé par la présence d'acteurs industriels majeurs du secteur comme Panasonic ou Sharp qui développent des offres diversifiées liées au stockage résidentiel et commercial, notamment à travers plusieurs offres s'intégrant directement à des systèmes photovoltaïques existants.

⁵¹ Revue de presse : The Guardian, The Australian, Communiqué de presse

⁵² Irena – 2017 – « Electricity storage and renewables costs and market to 2030 »

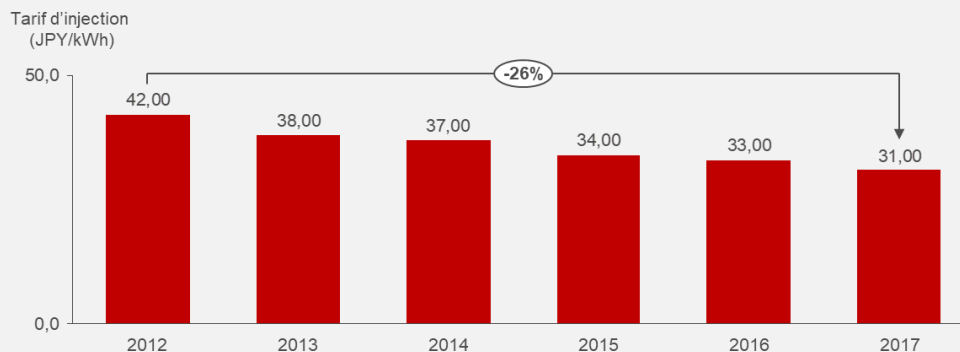
⁵³ Green Unvers – 2015 – « Neoen se lance dans le solaire hybride en Australie »

⁵⁴ Neoen – 2017 – « DeGrussa Solar Hybrid Project »

⁵⁵ Arena AECOM – 2015 – Energy Storage Study

⁵⁶ Revue de presse (PV Tech, The Japan Times...)

Figure 19 : Evolution du tarif d'achat photovoltaïque au Japon pour les puissances inférieures à 10 kW



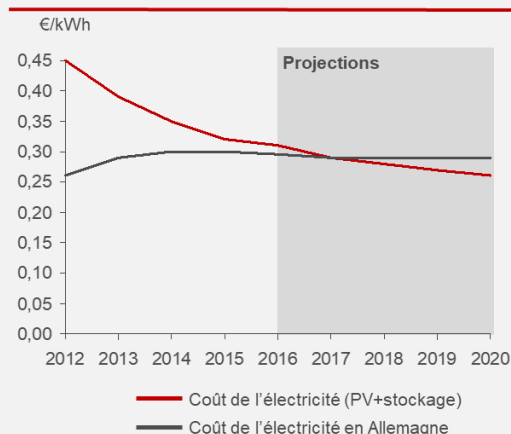
Source : JRC – 2012 - 2017 – « PV Status Report », Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Allemagne

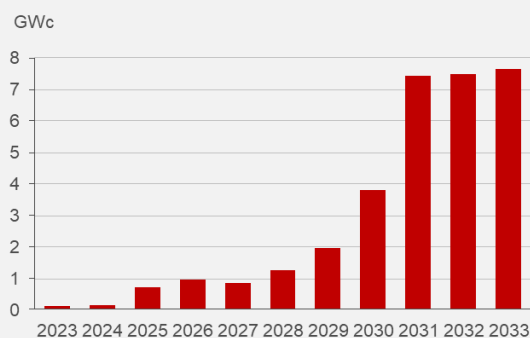
Grâce notamment à un tarif d'achat dédié aux systèmes photovoltaïque avec stockage, le marché du stockage distribué a fortement progressé en Allemagne avec, entre 2013 et 2016, plus de 55 000 systèmes (PV + batteries) installés, cumulant ainsi une capacité de 300 MWh⁵⁷. Le soutien au stockage distribué a été renforcé en Mars 2016 avec un système de financement attractif ainsi qu'une subvention (à hauteur de 25% du coût de la batterie) lancée par la KfW⁵⁸ pour les capacités de stockage couplées aux systèmes PV résidentiel (< 30 kWc). De plus, le marché allemand présente un potentiel important grâce, en plus de la baisse des coûts du stockage, aux importantes capacités photovoltaïques sortant des tarifs d'achat d'ici à 2030 (voir Figure 20).

Figure 20: Compétitivité des systèmes PV + stockage et évolution des capacités de PV sur toiture hors tarif d'achat

Compétitivité d'un système PV + stockage en Allemagne [€/kWh]



Evolution des capacités de photovoltaïque sur toiture sortant du tarif d'achat en Allemagne [GWc]



Source : GTAI – 2016 – « Batteries for stationary energy storage in Germany: market status & outlook », Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Sonnen⁵⁹

Sonnen est une entreprise Allemande qui commercialise des batteries. En 2016, l'entreprise a vendu 8000 batteries et ouvert 60 agences. Basée en Allemagne, l'entreprise vend des batteries domestiques à des clients disposant de panneaux photovoltaïques et propose à son client de prendre en charge le reste de sa facture électrique moyennant le paiement d'un forfait. Les capacités de batteries agrégées permettent à Sonnen de disposer d'une centrale virtuelle qu'il peut valoriser sur

différents marchés, notamment sur la réserve primaire. Cette activité est déjà lancée en Allemagne et en Australie notamment.

Au-delà de sa présence en Allemagne, en Australie et en Suisse, l'entreprise est aussi présente aux Etats-Unis (usine à Atlanta), en Grande-Bretagne et en Italie et a récemment levé 76 M\$ pour conquérir l'Amérique et l'Asie. Sonnen fait l'objet d'une étude de cas approfondie dans la [monographie n°4 sur les métiers de la fourniture et des services](#).

STEM⁶⁰

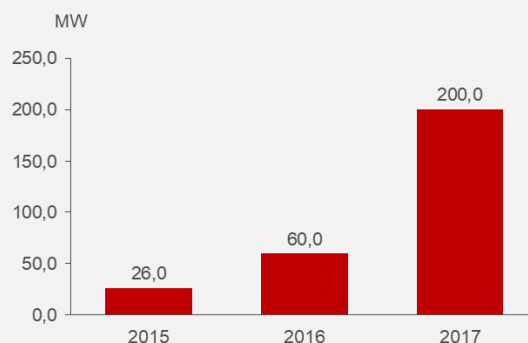
STEM est une start-up californienne spécialisée dans la gestion de systèmes de stockage décentralisé. L'entreprise combine Big data et intelligence artificielle afin d'optimiser la valorisation d'actifs de stockage distribués. En Aout 2017, l'entreprise comptait ~150 MWh de capacités agrégées aux Etats-Unis (principalement en Californie), lui ayant ainsi permis de réaliser ~300 réponses entre Janvier et Aout 2017 sur les marchés de gros et les mécanismes valorisation la *demand response* sur la plaque CAISO. En Mai 2016, l'entreprise a levé 15 M\$ par *Mithril*, un fond de Venture Capital co-fondé par Peter Thiel (co-fondateur de Paypal avec Elon Musk), portant ainsi le montant total levé par l'entreprise à 110 M\$. Cette levée de fond a rapidement été suivie en Aout 2016, par un investissement de 100 M\$ du fond *Starwood Energy Group*.

Focus sur le stockage centralisé

Allemagne

L'Allemagne présente déjà une capacité significative de stockage centralisé avec 60 MW de capacité installée en 2016 et une estimation de 200 MW selon les projets en cours pour 2017. Par exemple, en Juillet 2017, EWE (Stadtwerke allemande) a annoncé un projet de construction d'une batterie à flux de 15 MW /60 MWh.

Figure 21 : Capacité de batteries centralisées installée en 2015, 2016 et estimation pour 2017



Source : GTAI – 2016 – « Batteries for stationary applications in Germany », GTM Research (chiffres de Team consult), Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Chine⁶¹

En Chine, les capacités renouvelables ont fortement augmenté durant les dernières années mais de manière très dispersée : l'hydroélectrique est au sud-ouest, l'éolien au nord, dans l'est et au sud-est, le solaire quant à lui est situé dans certaines régions spécifiques (plateau tibétain ...). Le point commun de ces régions est leur éloignement des zones de demande, entraînant le

⁵⁷ Irena – 2017 – « Electricity storage and renewables costs and market to 2030 »

⁵⁸ « Kreditanstalt für Wiederaufbau » : banque publique de développement allemande

⁵⁹ Revue de presse : Green Univers, The Australian, Communiqué de presse

⁶⁰ Revue de presse (GTM Research...), Communiqué de presse de STEM

⁶¹ AIE – 2014 & 2017 - « Energy Technology Perspectives » / Revue de presse (Energy Storage News,

développement de moyens de transport longue distance. En conséquence, d'importantes capacités de batteries centralisées sont prévues en Chine pour faire face à cet éloignement géographique. Le développement des batteries à grande échelle a aussi été renforcé par le 13^{ème} plan quinquennal Chinois favorisant le développement de stockage centralisé. Témoins de cela, de nombreux projets de stockage sont en cours de développement en Chine :

- Plusieurs projets de démonstration de batteries à flux (10 MW / 40 MWh à Hubei par Pu Neng par exemple)
- Plusieurs projets à très grande échelle sont en cours de préparation : le NDRC⁶² a appelé au développement de plusieurs projets (100 MW / 500 MWh par Pu Neng à Hubei aussi ou encore un projet de 200 MW / 800 MWh à Dalian, dans le sud de la Chine par Rongke Power et UniEnergy Technologies)

Australie⁶³

En Australie, pour faire face aux problèmes de black-out en Australie-Méridionale, Tesla et Neoen ont annoncé en Juillet 2017 le développement d'un parc de batteries Li-Ion de 100 MW / 129 MWh, couplé au parc éolien de Hornsdale de 307 MW. Ce parc, composé de ~790 systèmes Powerpack de Tesla, a été achevé à la fin du mois de Novembre 2017.

c) Autres applications du stockage

• Optimisation du profil de consommation à la maille du consommateur

L'optimisation du profil de consommation (derrière le compteur) est dépendante de la capacité du consommateur à recevoir, lui-même ou au travers de son offre de fourniture, des incitations économiques suffisantes à l'investissement dans un système de stockage.

Actuellement, l'existence de dispositifs de comptage non évolués ou encore de tarifs de détails ne reflétant parfois pas suffisamment finement les signaux de marché ou de localisation sont une barrière économique au développement d'offres de stockage auprès des consommateurs finals, notamment résidentiels.

A l'heure actuelle, les applications viables fonctionnent en agrégeant un nombre important d'actifs décentralisés, comme le font Sonnen ou STEM (de manière limitée en Californie), ce qui permet de constituer un actif de taille plus importante qui peut ainsi être valoriser sur les marchés ou les services système par les agrégateurs.

L'installation de compteurs intelligents devrait contribuer au développement d'offres auprès des consommateurs finals.

• Sécurité / continuité d'approvisionnement → Systèmes UPS⁶⁴ & « back-up »

Pour cette application, la technologie la plus utilisée actuellement est celle du groupe électrogène. Les batteries sont utilisées uniquement pour des applications type UPS pour prendre le relai du réseau de manière très rapide mais très courte en durée et non pour assurer en back-up sur plusieurs heures. En effet, par rapport au groupe électrogène, l'utilisation de batteries n'est pour l'instant pas économique. Cependant, au-delà de l'aspect économique, des enjeux d'image ou de marketing peuvent susciter un intérêt dans les pays de l'OCDE.

Pour cette application, les perspectives de développement sont ainsi incertaines à moyen terme

⁶² National Development and Reform Commission

⁶³ Revue de presse : Green Univers, The Australian

⁶⁴ Uninterruptible Power Supply

V. Impact du stockage dans la mobilité électrique sur l'équilibrage du système électrique

Au-delà de l'impact significatif que devrait avoir le développement et la décroissance des coûts du stockage stationnaire sur l'intégration et la compétitivité des ENR, le développement de la mobilité électrique pourrait aussi avoir un impact majeur sur la gestion du système électrique. Cet impact représente tout d'abord un risque quant à l'augmentation de la pointe, mais aussi une opportunité si cette capacité disponible est utilisée pour participer à l'équilibrage.

Un développement important des véhicules électriques entraîne un besoin de recharge, augmentant la demande et pouvant participer ainsi à l'augmentation de la pointe journalière de puissance. Ce risque pour le système électrique peut être traité grâce à des incitations tarifaires ou des dispositifs de décalage ou d'optimisation temporelle de la charge (voir paragraphe suivant).

Au-delà de ce risque, les batteries peuvent être utilisées pour participer à l'équilibrage du marché de l'électricité, constituant ainsi une opportunité pour le système électrique. Dans un premier temps, la gestion de la charge peut déjà permettre de participer à l'équilibrage court terme. Ensuite, cela peut faire intervenir des stratégies plus complexes de gestion de la décharge du véhicule pour le domicile (V2H – *Véhicule to Home*) ou pour le réseau (V2G - *Vehicle-to-Grid*).

L'ensemble de ces thèmes est souvent regroupé sous la notion de *Smart Charging*. Dans l'utilisation de ce terme, il convient ainsi de différencier les stratégies simples (décalage ou optimisation temporelle de la recharge) des stratégies plus complexes permettant la participation aux services systèmes (avec gestion de la charge seule ou bien gestion de la décharge du véhicule pour le domicile ou le réseau – V2G et V2H)

1) Un enjeu clé : l'impact des véhicules sur la pointe de puissance

Sans contrôle de la charge, les véhicules électriques pourraient avoir un impact significatif sur la pointe électrique, engendrant des surcoûts importants pour le système. Cette problématique est déjà largement anticipée par les opérateurs du système électrique ainsi que par les acteurs du VE et devrait être largement limitée par les mécanismes et les outils de gestion intelligente de la charge. La mise en place de ces stratégies de *Smart Charging* sera essentielle pour gérer l'impact des véhicules électriques sur le réseau.

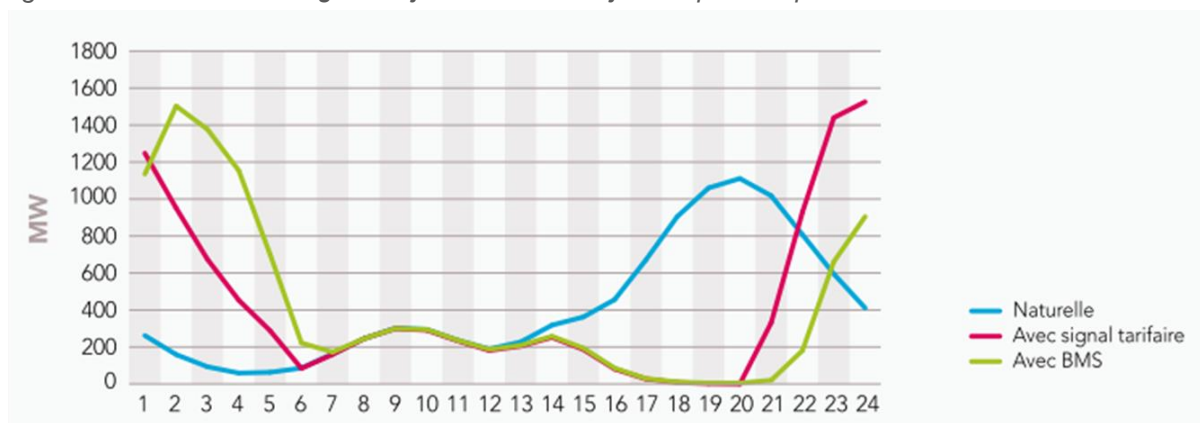
Le premier enjeu clé concerne l'impact en puissance de la charge des véhicules électriques sur le réseau. La courbe de charge naturelle d'un véhicule électrique présente son pic de charge à 19h, ce qui, en théorie, pourrait avoir un impact très important sur la pointe du soir. A l'horizon 2030, avec un parc de véhicule électrique de 4,5 millions de véhicules, RTE estime que les recharges ne seront pas synchrones, limitant ainsi l'impact à un ordre de grandeur de ~5 GW⁶⁵.

Ce chiffre est important mais plusieurs leviers existent pour limiter cet impact. Le premier levier d'action considéré par RTE consiste à inciter l'utilisateur grâce à des signaux tarifaires, cela permet de faire évoluer la courbe de charge (voir Figure 22) et ainsi maîtriser l'impact sur les coûts de renforcement du réseau. Le profil de charge « signal tarifaire » consiste à charger les véhicules pendant les heures creuses, le profil « BMS⁶⁶ » consiste à utiliser un système de gestion de la charge, le profil étant ainsi encore plus marqué la nuit.

⁶⁵ Intervention de RTE dans une table ronde dans le cadre de la commission des affaires économiques de l'Assemblée Nationale (propos rapportés par l'Avem)

⁶⁶ Battery Management System : système de gestion de la charge et la décharge des batteries. Ce profil est marqué par un report plus marqué vers les heures nocturnes

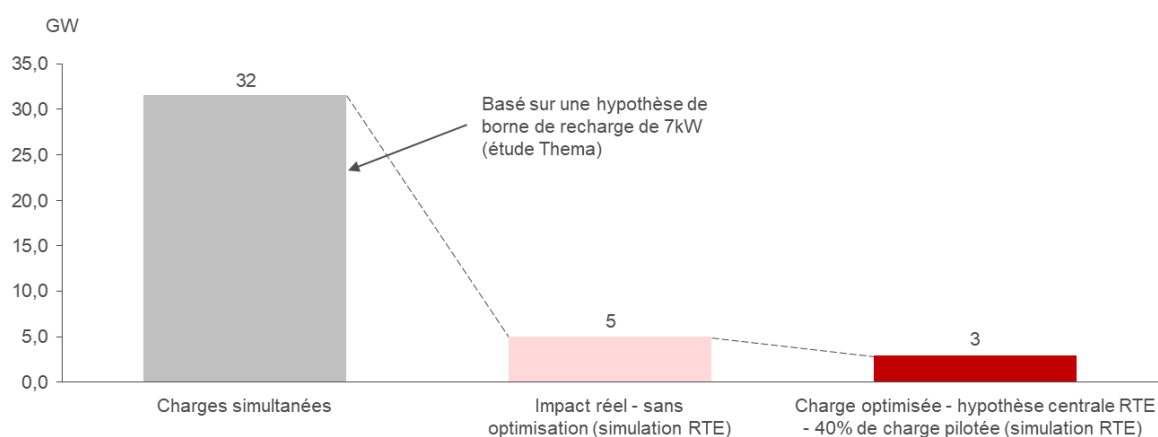
Figure 22 : Courbe de charge d'un jour ouvrable de janvier pour un parc d'un million de VE/VHR



Source : RTE – « Bilan prévisionnel 2016 »

Les scénarios de référence de RTE se fondent sur ces profils avec une hypothèse centrale de 60% de charge naturelle et 40% de charge pilotée, permettant ainsi de réduire l'appel de puissance à la pointe à 3 GW pour les 4,5 millions de véhicules à 2030⁶⁷. L'impact pourrait être largement diminué en cas de pilotage de la recharge plus important que 40%.

Figure 23 : Evolution de l'appel de puissance des véhicules électrique⁶⁸



Source : RTE – « Bilan prévisionnel 2017 », Thema, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Exemple de solutions Smart Charging de décalage ou optimisation de la charge⁶⁹

Les services de Smart Charging sont principalement expérimentés par des acteurs spécialisés dans le Smart Charging (comme Jedlix, CWay ou Fleetcarma), mais aussi par des acteurs généralistes de la recharge de véhicules électriques comme Chargepoint ou ABB.

Jedlix / Renault

Aux Pays/Bas / en France, Renault a annoncé en octobre 2017, une prise de participation (25%) dans la startup Jedlix pour développer en partenariat une application de *smart charging* pour ses

⁶⁷ Intervention de RTE dans une table ronde dans le cadre de la commission des affaires économiques de l'Assemblée Nationale (propos rapportés par l'Avem)

⁶⁸ L'hypothèse de bornes de recharges de 7 kW est issue de l'étude Thema – 2017 – « Analyse coûts bénéfices des véhicules électriques »

⁶⁹ Sources : revue de presse (Green Univers, Enerpresse...), sites des entreprises concernées

véhicules électriques. L'application permet d'optimiser la recharge en période de forte production renouvelable et de prix de l'électricité réduits. Cet investissement est la première action de *Renault Energy Services*, nouvelle unité créée par Renault en Octobre 2017. Cette entité est dédiée au *Smart Charging*, au V2G et à la seconde vie des batteries.

FleetCarma

L'entreprise propose des boîtiers connectés permettant de superviser des flottes en temps réel et de paramétrer la recharge à distance. Cette solution permet ainsi de lisser le pic de puissance appelée et de charger les véhicules en dehors des périodes de congestion.

CWay

CWay est une offre de *Smart Charging* pour bus électriques lancée par Mobility de Vinci Energies. L'offre comprend des équipements et logiciels pour gérer la charge d'une flotte de bus et diminuer ainsi les pics de puissance appelée.

Chargepoint

Chargepoint est une entreprise californienne leader de l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques avec plus de 30 000 points de recharge en Amérique du Nord et propose des solutions de contrôle de la charge. L'entreprise a levé 82 M\$ grâce à une prise de participation de Daimler en Mars 2017, suivie de 43 M\$ grâce à Siemens et a annoncé en 2017 son déploiement en Europe.

ABB

Fabricant de solutions de recharges, aussi bien matérielles que logicielles, ABB propose aussi des services de contrôle de la charge, en particulier pour les dépôts de bus.

On observe donc un foisonnement d'initiatives en ce qui concerne la charge intelligente, qui permet de penser que l'impact du véhicule électrique sur la pointe électrique pourra être maîtrisé.

2) Une opportunité : la participation des véhicules à l'équilibrage des réseaux électriques et à l'équilibre offre-demande

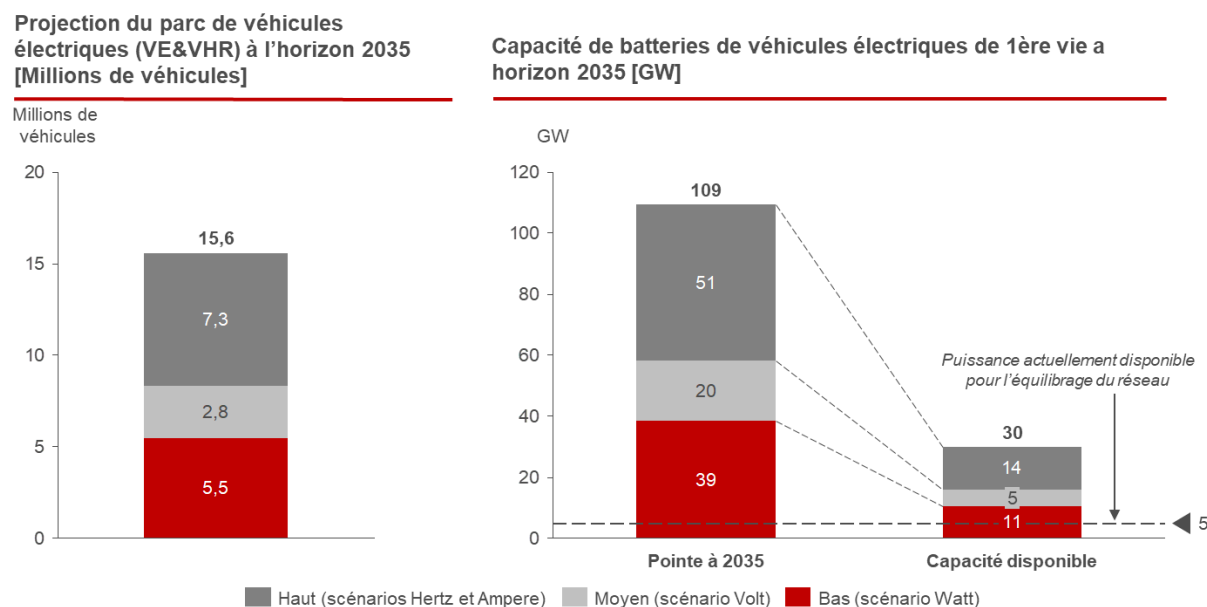
A horizon 2035, à l'échelle française, la puissance instantanée de charge et décharge des batteries incluses dans le parc de véhicules électriques ou VHR en circulation pourrait atteindre 10 à 30 GW⁷⁰ et la capacité des batteries de seconde vie un ordre de grandeur similaire. Même en supposant une disponibilité limitée de la capacité instantanée et de la capacité énergétique des batteries embarquées, les ordres de grandeurs du « gisement » disponible sont significatifs par rapport au besoin estimé en stockage à cet horizon de temps. Le développement de la mobilité électrique pourrait donc avoir un impact majeur sur l'équilibrage, si l'utilisation de ce parc de batteries pouvait être réalisé à coût marginal faible.

Les batteries de véhicules électriques possèdent les caractéristiques techniques pouvant leur permettre de participer à l'équilibrage du système et à l'équilibre offre/demande sur les marchés. Des projets dédiés à la gestion des batteries pour les services système et l'ajustement sont d'ores et déjà développés à travers la 4^{ème} application du stockage (« Services aux gestionnaires de réseaux électriques pour l'équilibrage court terme »).

⁷⁰ Selon les projections du parc de RTE et les hypothèses de disponibilité de l'étude Thema – 2017 – « Analyse coûts bénéfices des véhicules électriques »

Les objectifs ambitieux de développement des véhicules électriques donnent accès à une capacité de stockage d'électricité importante : en utilisant les différentes projections du parc de véhicules électriques de RTE dans le bilan prévisionnel 2017 (entre 5,5 et 15,6 millions de véhicules), ainsi que plusieurs hypothèses relatives à la disponibilité de ce parc⁷¹, le V2G pourrait permettre de fournir entre 10 et 30 GW, ce qui est largement supérieur aux 5 GW de puissance actuellement utilisés pour l'équilibrage du système⁷².

Figure 24 : Equilibrage du réseau par le véhicule électrique à l'échelle française



Source : RTE – « Bilan prévisionnel 2017 », Thema, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Une autre source de valeur est associée aux batteries de véhicules électriques : l'utilisation des batteries en seconde vie, c'est-à-dire la réutilisation des batteries pour des besoins de stockage, une fois leur utilisation au sein du véhicule rendue impossible à cause des baisses de performances. A l'échelle française, en utilisant les projections de RTE, ainsi que plusieurs hypothèses relatives aux caractéristiques des batteries de seconde vie⁷³, le potentiel à horizon 2035 lié aux batteries de seconde vie atteint [10-30] GW. Il existe encore une incertitude importante sur la rentabilité économique de la réutilisation des batteries de VE/VHR en seconde vie. Toutefois, les différentes études sur ce sujet montrent que, dans des conditions favorables, le reconditionnement pourrait être réalisé pour un coût complet bien inférieur à 100 \$/kWh⁷⁴. Cela permet d'envisager une compétitivité par rapport aux batteries neuves notamment, malgré le prix de rachat de la batterie en fin de 1^{ère} vie à intégrer dans l'analyse économique. Par ailleurs, compte tenu du bilan coût/revenu du recyclage d'une batterie Li-ion, le recyclage représente encore un coût net pour l'entité qui en est responsable (le constructeur

⁷¹ L'estimation est basée sur les chiffres du document du Commissariat général au développement durable Thema – 2017 – « Analyse coûts bénéfices des véhicules électriques ». Les hypothèses utilisées sont : des bornes de recharges de 7 kW, une part de la puissance allouée à la recharge du véhicule de 50% ainsi qu'un taux de connexion de 55% sur la journée. Chaque véhicule délivre ainsi ~2 kW.

⁷² Puissance allouée aux réserves : [4,3-5] GW (CRE). Dans les faits, il faut noter que la substitution complète de machines tournantes par de l'électronique de puissance de type batteries est limitée techniquement, le système électrique nécessitant des moyens « inertiels » pour sa stabilité.

⁷³ Les hypothèses utilisées sont : 10 ans de durée pour la 1^{ère} vie des batteries avec 75% de capacités disponibles en fin de 1^{ère} vie, 5 ans de durée pour la seconde vie ainsi qu'une capacité initiale de 24 kW (source : E-CUBE Strategy Consultants – 2016 – « Stockage électrique, quel potentiel pour la seconde vie des batteries de véhicules électriques ? » ([lien](#)))

⁷⁴ Cet ordre de grandeur de coûts est annoncé par des acteurs comme Freewire (concepteur de stations/bornes de recharges mobiles) – Source : Green Tech Media – 2017 – « Energy Storage Startup Speed Pitch: FreeWire, UtilityAPI, Axiom Exergy » ([lien](#))

automobile aujourd'hui) et cette situation devrait perdurer à moyen terme, ne positionnant pas le recyclage comme une alternative à l'utilisation en seconde vie des batteries.

Exemple de participations des véhicules électriques à l'équilibrage du système⁷⁵

Un véhicule peut participer à l'équilibrage du système en gérant uniquement la charge du véhicule, ou bien en mettant en place des systèmes de gestion de la décharge avec des solutions V2G. Le V2G consiste à utiliser la capacité de stockage que constitue la batterie d'un véhicule électrique pour injecter directement l'énergie sur le réseau électrique après l'avoir stockée dans la batterie du véhicule. Plusieurs constructeurs automobiles, dont Nissan en premier lieu, tentent depuis quelques années de développer cette solution technique, le plus souvent en partenariat avec des fournisseurs d'électricité, et ont mis en place des pilotes/démonstrateurs.

Etats-Unis

- Enel a acquis en Octobre 2017 **eMotorWerks**, une entreprise californienne d'équipements et logiciels de recharge intelligente. L'entreprise propose des solutions matérielles avec des bornes de recharge intelligentes unidirectionnelles (solution JuiceBox pour les particuliers ou JuiceTower pour les professionnels) ainsi que des adaptateurs de prises pour le Smart Charging. L'entreprise opère aussi la plateforme JuiceNet permettant d'optimiser le chargement de véhicules ou de systèmes de stockage distribué. EMotorWerks propose sa technologie à tous les acteurs concernés par la flexibilité et les smart grids : les GRD ou Utilities (solution logicielles), les fournisseurs de bornes de recharge (solution logicielle et intégrées), les fournisseurs de câble (solutions intégrées) ainsi que les constructeurs de véhicules électriques (solutions intégrées). EMotorWerks revendique ~20 000 bornes et une capacité pilotée de l'ordre de 50 MW.
- Chez PJM, après plusieurs années de développement, un projet de V2G a été lancé en 2014 autour de ~6 partenaires dont BMW et PJM, avec pour objectif de fournir un service de location de VE pour des flottes avec participation aux services d'équilibrage. Le projet, toujours actif à l'heure actuelle permet de fournir un retour d'expérience sur ce type d'application. Les 23 véhicules fournissent ~12 kW de puissance disponible par véhicule. Les véhicules participent à la régulation de fréquence ainsi qu'aux marchés énergie, permettant de fournir un revenu de ~110 \$ par voiture et par mois.
- En Californie, un partenariat entre PG&E et BMW a rassemblé ~100 BMW i3 ainsi que des batteries de seconde vie pour une capacité totale de 100 kW. Le projet a permis de fournir ~20 MWh d'effacements sur une durée de 18 mois entre Juillet 2015 et Décembre 2016.

Europe

- En France, fruit d'un partenariat entre 6 acteurs dont PSA, Direct Energie et Enel, le projet *GridMotion* a été lancé en Mai 2017 pour une durée d'expérimentation de 2 ans. Ce projet vise à expérimenter le V2G sur une flotte de 50 utilisateurs B2C et une flotte B2B de 15 véhicules.
- Au Danemark, en septembre 2016, un hub V2G de 100 kW a été mis en service en 2016 à travers un partenariat entre Enel (bornes de recharges), Nissan (véhicules), et Nuue (agrégation) pour fournir de la régulation de fréquence à Energinet grâce à 44 véhicules. Des activités similaires ont été lancées par Nissan et Enel au Royaume-Uni (partenariat à nouveau entre Nissan et Enel lancé en Avril 2017 et rassemblant 100 véhicules) et en Italie (partenariat entre Enel et l'Institut italien des technologies (IIT), lancé en Mai 2017)

⁷⁵ Sources : revue de presse (Green Univers, Enerpresse...), Sites des entreprises concernées

- Au Royaume-Uni en Juillet 2017, le gouvernement britannique a annoncé un budget de 20 M£ alloué au développement des véhicules électriques et des services au système électrique. Le financement public pourra être attribué aux études de faisabilité, à la recherche et aux démonstrateurs.
- En Allemagne, le projet INEES expérimente la participation de ~40 véhicules Volkswagen à l'équilibrage du réseau. Le projet a été développé par ~5 acteurs dont RWE, Volkswagen, Lichtblick (fournisseur vert) et l'institut Fraunhofer entre mai 2013 et Décembre 2015. Les résultats du projet, publiés en Juin 2016, ont montré que ce type de projet était faisable techniquement, mais qu'il n'était pas viable économiquement dans les conditions actuelles.
- En Allemagne, Innogy, filiale de RWE, exploite un vaste réseau de bornes de recharge et est actif sur le Smart Charging. L'entreprise a notamment lancé « *Share&Charge* », une solution permettant de gérer la charge de VE sur des bornes appartenant à de multiples réseaux grâce à la blockchain.

Si ces différentes initiatives ont permis de démontrer la faisabilité technique des solutions, seule une solution V2H (Vehicle-to-home), où le véhicule alimente le domicile et non le réseau, ne participant ainsi pas directement aux services d'équilibrage, connaît un déploiement plus important. Cette solution est la solution « Leaf-to-home » développée par Nissan et Nichicon⁷⁶ avec environ 4000 ventes⁷⁷ du système « Leaf-to-home » (borne bidirectionnelle de 6 kW) comptabilisées au Japon en cumulé depuis le lancement de sa commercialisation en Juin 2012. Le projet Leaf-to-home a été lancé en 2017 aux Etats-Unis.

La compétitivité des batteries de véhicules électriques pour des applications de gestion de l'équilibrage est encore incertaine vis-à-vis des outils dédiés à cette application comme les batteries *utility scale*, les batteries de seconde vie ou encore les effacements de consommations. L'avantage évident est que les batteries existent et sont payées pour un usage mobilité. Les applications pour le système électrique supportent donc essentiellement des coûts variables et pas l'investissement initial. Si les différentes initiatives ont permis de démontrer la faisabilité technique de ces solutions, une incertitude persiste toutefois sur l'utilisation de ce parc de batteries embarquées à un coût variable faible.

Par ailleurs, maximiser la valeur d'un tel dispositif nécessite une disponibilité (connexion au point de charge/décharge) importante (voire quasi-permanente) du véhicule. Cette application est aussi limitée par sa dissymétrie : la décharge du véhicule a un coût supplémentaire pour le propriétaire du véhicule si cela réduit l'utilisation que celui-ci peut faire de son véhicule et si cela réduit la durée de vie ou les performances de la batterie. Cette situation, pour ne pas être incompatible avec l'utilisation prioritaire pour les besoins de mobilité, implique un foisonnement nécessaire sur un grand nombre de véhicules, diminuant ainsi la valeur accessible par véhicule. A titre illustratif chez Renault, l'usage stockage d'un véhicule est perçu comme secondaire : « *Nous donnerons toujours la priorité à la mobilité. La vision des énergéticiens, qui considèrent la voiture électrique comme une batterie sur roues, n'est pas du tout la nôtre* »⁷⁸. Pour autant, Renault a créé en octobre 2017 une filiale Renault Energie Services ce qui montre que les constructeurs automobiles ne négligent pas la création de valeur dans ce domaine.

⁷⁶ Fabricant de bornes de recharges japonais

⁷⁷ Nombre de ventes au Japon à date du mois de janvier 2017

⁷⁸ Propos de Yasmine Assef, Electric Vehicle Program Manager chez Renault, rapportés dans GreenUnivers – 04/2017 – « Batteries d'occasion : une future bonne affaire ? »

VI. Chaîne de valeur de la batterie

Si les déploiements des capacités de stockage stationnaire devraient être majoritairement répartis d'ici 2030 sur quelques zones géographiques limitées (dont les US, le Japon, la Chine et l'Europe), l'amont de la chaîne de valeur des batteries (pour applications stationnaires et mobilités) est aujourd'hui largement dominé par quelques grands acteurs asiatiques qui représentent plus de 90% des capacités de production de batteries Li-ion. Le seul autre acteur majeur présent sur ce segment est l'américain Tesla avec la Gigafactory (35 GWh de capacité de production de cellules). Il existe deux visions possibles de la filière en Europe : la spécialisation technologique des grandes zones géographiques entre l'amont (manufacture des batteries) et l'aval (intelligence du stockage raccordé au réseau) ou bien une démarche volontariste de développement en Europe de l'ensemble de la filière, y compris la manufacture des batteries.

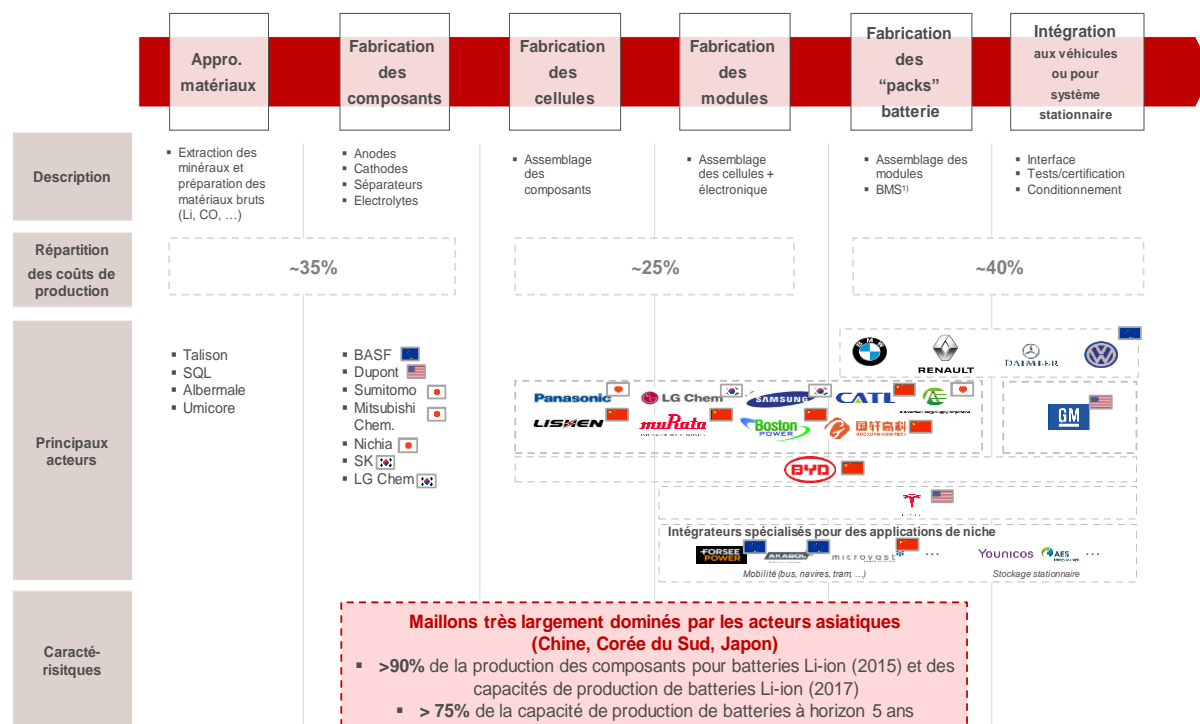
La chaîne de valeur de la batterie peut être décomposée en plusieurs maillons :

- L'approvisionnement et la **préparation des matériaux** (industrie minière et chimique)
- La fabrication des **composants des cellules** (anode, cathode, séparateurs, électrolytes)
- La fabrication des **cellules et modules** (ensemble de cellules)
- La fabrication des « **packs batteries** » (la batterie à proprement parler) et leur intégration dans leur environnement (véhicules, conteneurs pour solutions stationnaires, ...)
- L'utilisation de la batterie en **1^{ère} vie** (première usage)
- Eventuellement un reconditionnement de la batterie en fin de 1^{ère} vie pour un usage en **seconde vie**
- Le **recyclage**

L'amont de la chaîne de valeur de la batterie jusqu'à la fabrication des packs batteries, représentant ~80% de la valeur⁷⁹, est aujourd'hui largement dominé par quelques grands acteurs asiatiques : **Japonais** (PANASONIC et AESC pour la fabrication de cellules et batteries, SUMITOMO, MITSUBISHI CHEM. pour la fabrication des composants), **Sud Coréens** (LG CHEM, SAMSUNG) et **Chinois** (BYD, CATL, MURATA (ayant racheté récemment les activités batteries de SONY), LISHEN, HEFEI GUOXUAN, BOSTON POWER (acteur historiquement américain ayant délocalisé l'ensemble de son activité en Chine), ...). Le seul autre acteur majeur présent sur ce segment est l'américain Tesla avec la Gigafactory (35 GWh de capacité de production de cellules). (cf. Figure 25).

⁷⁹ Source : CEMAC (Clean Energy Manufacturing Analysis Center)

Figure 25 : Description et caractéristiques de la chaîne de valeur « amont » de la batterie (ie hors utilisation, seconde vie, recyclage)



1) Battery Management System

Sources: CEMAC, Avicenne, BNEF, Yano Research Institute, Benchmark Mineral Intelligence, LuxResearch, JRC, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Début 2016, l'institut de recherche LuxResearch estimait la capacité mondiale installée de production de batteries Li-ion à 74 GWh, détenue à plus de 95% par des acteurs asiatiques dont 75% par 5 grands acteurs : BYD (25%); Samsung (17%), LG Chem (13%), CATL (10%), Panasonic (9%).

Le développement des capacités de production de cellules et batteries Li-ion croît par ailleurs à un rythme significatif, avec un quasi-triplement attendu d'ici 2021 par rapport à la capacité actuelle (103 GWh installés au premier trimestre 2017 vs. ~270 GWh attendu d'ici 2021 – source BNEF⁸⁰), la grande majorité des nouveaux développements industriels restant portée par les acteurs asiatiques. A ce jour, le principal projet d'envergure, hors Asie, devant être mis en service opérationnel totalement avant 2020 est la Gigafactory de Tesla située au Nevada (USA). Cet investissement étant néanmoins porté conjointement avec Panasonic (JAP) qui fournira les cellules des futures batteries TESLA.

Etude de cas sur le Japon et ses objectifs industriels⁸¹

En 2012, le Ministère de l'Economie, du Commerce et de l'Industrie Japonais (METI) a annoncé son plan et sa stratégie concernant les batteries avec un objectif de 50% de part de marché d'ici 2020. Selon le METI, cette part de marché japonaise sera divisée en :

- 35% de batteries pour stockage à grande échelle
- 25% de résidentiel ou industriel
- 40% de batteries pour véhicules

Pour soutenir ce développement industriel, le gouvernement japonais a mis en place plusieurs schémas de soutien aux systèmes de stockage par batteries avec des subventions pour les

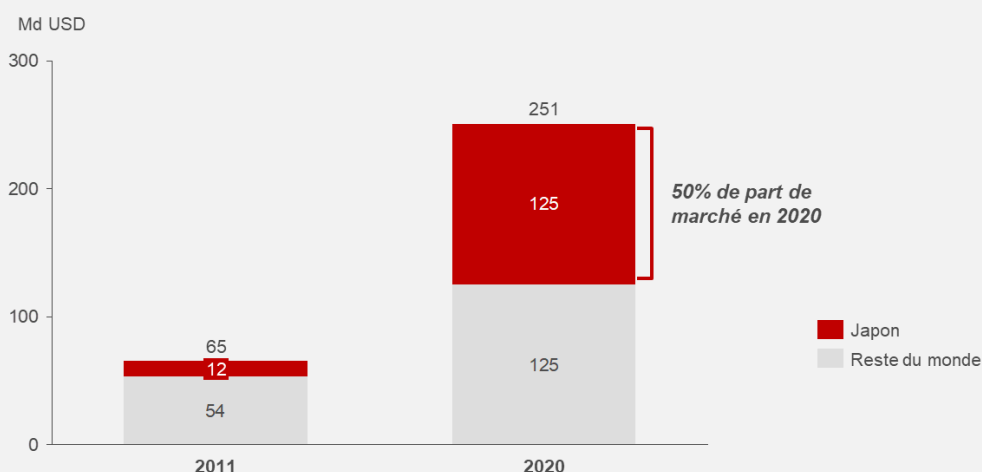
⁸⁰ Bloomberg New Energy Finance – 2017 – « Lithium-ion battery costs and market »,

⁸¹ Sources : IRENA – 2014 – « Policies and Regulations for Electricity Storage in Japan »

installations et les projets de démonstrations, des bourses de recherche et développement, ainsi qu'une réglementation nationale favorable au développement des batteries.

Cela s'est traduit par des acteurs incontournables sur ce marché aussi bien dans la fabrication de cellules et batteries avec Panasonic ou AESC que dans la fabrication de composants avec Sumitomo ou Mitsubishi Chem (voir Figure 25).

Figure 26 : Objectif du METI⁸² concernant le marché des batteries à horizon 2020 [Md USD]⁸³



Source : IRENA – 2014 – « Policies and Regulations for Electricity Storage in Japan », Analyses E-CUBE Strategy Consultants

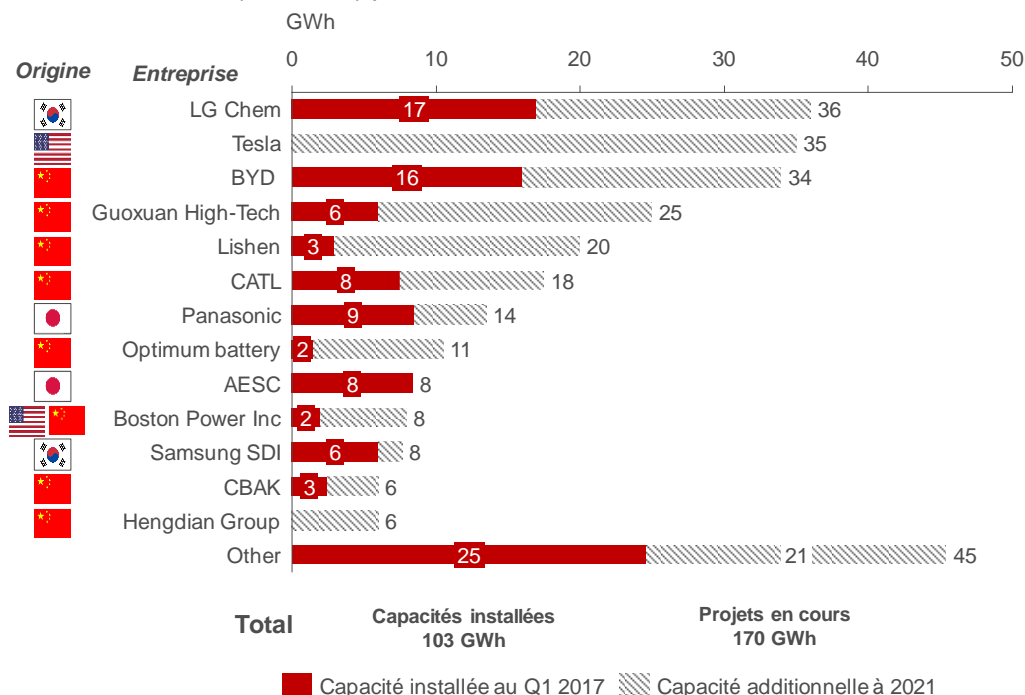
Cependant, le graphique de la Figure 27 représentant les capacités de production en batteries Li-ion montre que, avec seulement deux entreprises majeures totalisant une capacité de production encore faible (22 GWh attendus à 2021 soit 8% du total mondial), l'objectif du METI semble difficilement réalisable à l'horizon 2020.

Le graphique ci-dessous représente l'estimation des capacités de production installées et attendues des grands acteurs de la fabrication de cellules et batteries Li-ion.

⁸² METI : Ministère de l'Economie, du Commerce et de l'Industrie Japonais

⁸³ Basé sur des projections en JPY, converti en USD sur la base du taux de change moyen JPY/USD de l'année 2012 : 1 JPY = 0,01253

Figure 27 : Estimation des capacités de production en batteries Li-ion installées (Q1 2017) et additionnelles attendues (d'ici 2021) par acteur



Source: BNEF – 2017 – « Lithium-ion battery costs and market », revue de presse, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

La très grande majorité des grands constructeurs automobiles occidentaux s'approvisionnent aujourd'hui en batteries Li-ion auprès des grands acteurs asiatiques (*a minima* en cellules/modules (BMW, Renault, Daimler,...) en internalisant le design et la fabrication des packs, voire sous-traitant jusqu'à la fabrication des packs batteries (General Motors)⁸⁴) et cette situation devrait peu évoluer à court terme, malgré les projets industriels actuellement envisagés en Europe (portés par VW et Northvolt notamment).

A l'image de la situation existante dans l'industrie solaire photovoltaïque, cette situation soulève la problématique de l'indépendance technologique et industrielle de l'Europe vis-à-vis de l'Asie (et en particulier la Chine) sur la filière du stockage électrochimique, d'où l'initiative lancée récemment (troisième trimestre 2017) par la commission européenne sur l'opportunité de création d'une filière industrielle Européenne des batteries (dans un schéma similaire au développement réalisé dans l'aéronautique avec Airbus). Cette initiative s'est concrétisée le 11 octobre 2017, avec une réunion rassemblant les acteurs de la filière (gouvernements, constructeurs automobiles, industriels...)⁸⁵. Cette première étape a été conclue par un consensus global des acteurs vis-à-vis de cette initiative, et a donné lieu à une roadmap publiée à la fin du mois de février 2018. Maroš Šefčovič, vice-président de la Commission européenne s'est exprimé sur cette roadmap à l'occasion de l'« Industry Days Forum » en mentionnant un besoin de 10 à 20 gigafactories en Europe afin de capturer le marché à 2025, ce qui représenterait entre 4 et 5 millions d'emplois potentiels sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Le travail sur la roadmap a permis de prioriser ~20 actions clés, parmi lesquelles⁸⁶ : la simplification des

⁸⁴ JRC – Lithium ion battery value chain and related opportunities for Europe - 2016

⁸⁵ BASF, Renault, Daimler ou encore Solvay furent conviés à cette réunion

⁸⁶ InnoEnergy – 2018 – European Battery Alliance (EBA)

procédures d'autorisation et des permis dans l'Union Européenne, la recherche de moyens imaginatif permettant de réduire l'impact carbone de la production de batteries, ou encore le financement de projets de démonstration. Ce travail continue actuellement et doit déboucher sur l'introduction, en Mai 2018, des premiers points d'action dans le *Clean Mobility Package* de la Commission européenne⁸⁷.

VII. Risques liés aux ressources

Compte tenu des technologies actuelles, les matières premières les plus utilisés dans la fabrication des batteries sont le Lithium et le Cobalt, dont les ressources sont importantes. En cas de pénurie, celle-ci restera temporaire car l'augmentation des prix justifiera l'exploitation de nouvelles ressources. Le risque porte plus sur des problèmes d'approvisionnement à court terme qui pourraient entraîner une forte volatilité des prix. Pour le Cobalt, une problématique additionnelle est liée à la forte dépendance à un pays et à sa situation politique : la République Démocratique du Congo, qui représente 62% des réserves.

A l'heure actuelle, les technologies Lithium-Ion dominent le marché (voir Figure 13). Ces batteries sont composées d'une anode en graphite, d'un électrolyte composé de Lithium et d'une cathode pouvant être composée de différents matériaux. Les batteries de véhicules électriques utilisent principalement deux types de combinaisons : NMC (Nickel – Manganèse – Cobalt) et NMA (Nickel – Manganèse – Aluminium). Parmi ces deux combinaisons, la question des ressources se pose surtout pour le Lithium, en tant qu'élément clé et pour le Cobalt.

Les réserves prouvées⁸⁸ de Lithium sont concentrées principalement dans 3 pays : le Chili, la Chine et L'Argentine, principalement dans les déserts de sel (voir Figure 28). Le Lithium ne présente pas une préoccupation importante en termes de ressources car, même dans le scénario le plus favorable de l'AIE en termes de technologies et d'installation de batteries (scénarios B2DS), la demande globale annuelle de Lithium pour les véhicules électriques et les batteries stationnaires devrait atteindre 3% des réserves prouvées⁸⁹. Les préoccupations portent plus sur le court terme et la chaîne d'approvisionnement, où de fortes variations de prix pourraient apparaître en cas d'augmentation trop rapide de la demande. Cependant, l'impact du prix du Lithium sur le coût de la batterie est de l'ordre de 1 à 3 % du coût total d'installation, ce qui réduit l'impact des variations de prix⁹⁰.

Les réserves de Cobalt sont plus concentrées, avec 62% des réserves en République Démocratique du Congo, et son approvisionnement est ainsi fortement dépendant de la stabilité politique incertaine de ce pays⁹¹. Ces tensions ont entraîné une augmentation des prix récemment, avec une multiplication par ~2 depuis 2015⁹², ce qui pourrait entraîner une augmentation de la production d'autres pays producteurs comme l'Australie.

⁸⁷ Ifri – 2018 – « The EU Battery Alliance »

⁸⁸ La définition de réserve selon le ministère américain de l'intérieur doit être interprétée comme l'inventaire des ressources extractibles de façon économique à l'heure actuelle. Ces chiffres sont ainsi susceptibles d'évoluer en fonction des découvertes mais aussi de l'évolution des variables économiques de l'extraction. Pour cette raison, la Bolivie n'apparaît pas dans les réserves de Lithium, bien qu'elle présente un potentiel allant jusqu'à 9 MT.

⁸⁹ AIE – « ETP 2017 »

⁹⁰ AIE – « ETP 2017 »

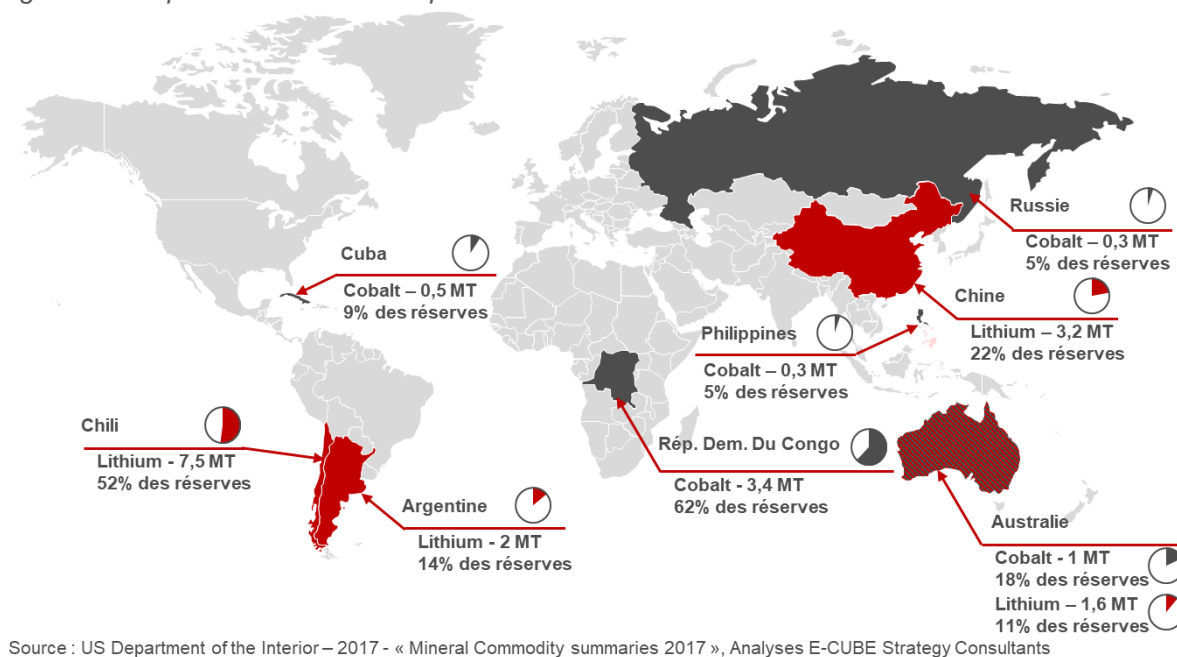
⁹¹ Le pays subit régulièrement des affrontements entre les forces de l'ordre et des groupes armés, notamment suite aux élections. (Revue de Presse)

⁹² LME (London Metal Exchanges) : moyenne des prix 2015 : ~28 000 USD/t, prix au 24/11/2017 : > 60 000 USD/t

Cependant, il est important de noter que les ressources clés, et notamment le Cobalt, sont susceptibles d'évoluer au gré des améliorations et découvertes technologiques, laissant présager un besoin en ressources potentiellement différent à moyen terme.

Ces risques liés aux ressources sont aussi atténués par les possibilités de recyclage de ces matériaux. Le recyclage du Lithium fait par exemple l'objet de plusieurs programmes de recherche, comme le programme LithoRec, initié par le gouvernement Allemand et regroupant des acteurs comme VW, Audi ou Solvay. Ce programme développe actuellement un processus de recyclage du Lithium à échelle industrielle.

Figure 28 : Répartition des réserves prouvées de Lithium et de Cobalt dans le Monde



VIII. Annexes

1) Glossaire

- **AIE** : Agence Internationale de l'énergie
- **BEUC** : Bureau Européen des unions de consommateurs
- **BMS** : *Battery Management System*, système de gestion de la charge et la décharge des batteries
- **BNEF** : Bloomberg New Energy Finance
- **CAES** : *Compressed Air Energy Storage*, système de stockage à air comprimé
- **DoE** : *Department of Energy*, Ministère de l'énergie Américain
- **ENR** : Energie renouvelable
- **GM** : General Motors
- **GRD / GRT** : Gestionnaire de Réseau de Distribution / Transport
- **IRENA** : *International Renewable Energy Agency*, Agence internationale de l'énergie renouvelable
- **KfW** : « *Kreditanstalt für Wiederaufbau* », banque publique de développement allemande
- **METI** : Ministère de l'Economie, du Commerce et de l'Industrie Japonais
- **NDRC** : *National Development and Reform Commission*, agence économique chinoise en charge de la planification et l'administration de l'économie chinoise
- **OCDE** : Organisation de coopération et de développement économiques
- **PAC** : Pile à combustible
- **PJM** : *Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection*, Gestionnaire du réseau de transport américain dans 14 états du nord-est des Etats-Unis
- **PV** : Photovoltaïque
- **Services système** : réserve de puissance disponible par les gestionnaires du réseau activée automatiquement dans un délai très rapide (quelques secondes à quelques minutes)
- **SMES** : Stockage d'Energie Magnétique Supraconductrice
- **STEP** : Stations de Transfert d'Energie par Pompage
- **TCO** : « Total Cost of Ownership » ou coût total de possession. Il permet d'estimer le coût global d'un véhicule sur une durée donnée
- **UPS** : *Uninterruptible Power Supply*, Alimentation sans interruption
- **V2H / V2G** : *vehicle-to-home / vehicle-to-grid*. Utilisation de la capacité de stockage d'un véhicule électrique pour alimenter sa maison (V2H) ou directement le réseau électrique (V2G)
- **VE** : Véhicule électrique (en anglais : « EV »)
- **VHR** : Véhicule Hybride Rechargeable
- **VW** : Volkswagen
- **ZNI** : Zones Non Interconnectées

2) Liste des figures

Figure 1 : Capacité de stockage électrique stationnaire installée [MW – 2016].....	7
Figure 2 : Projection d'augmentation des capacités de stockage – AIE Scénario 2DS	8
Figure 3 : Potentiel de STEP par pays à l'échelle européenne	9
Figure 4 : Capacités de STEP installées dans les 10 pays aux capacités installées les plus importantes et projets en cours	10
Figure 5 : Description des applications du stockage	11

Figure 6 : Répartition des applications sur la chaîne de valeur de l'électricité.....	12
Figure 7 : Besoin technique et technologie adaptée par application.....	13
Figure 8 : Caractéristique temps de décharge / puissance de différentes technologies de stockage...	14
Figure 9 : Capacité de batteries installée et projets en cours selon l'application principale du projet – hors stockage diffus.....	14
Figure 10 : Evolution du coût d'un pack batterie VE/VHR et projections - 2017.....	16
Figure 11 : Evolution de la densité énergétique d'un pack de batterie VE/VHR.....	16
Figure 12 : Estimation du nombre de Gigafactory nécessaire pour satisfaire la demande en batterie de la part des véhicules électriques.....	18
Figure 13 : Capacités de batteries stationnaires installées par type de technologie.....	18
Figure 14 : Roadmap de Toyota pour les batteries.....	19
Figure 15 : Coût total de possession d'un véhicule électrique à 2015 – illustration sur le segment C..	20
Figure 16 : Coût total de possession sur 4 ans – Illustration sur le segment C.....	21
Figure 17 : Capacités de stockage stationnaire par batteries installées et en cours de développement.....	23
Figure 18 : Capacités de stockage stationnaire par batteries de KEPCO participant à la régulation de fréquence sud-coréenne (2017 – MW).....	25
Figure 19 : Evolution du tarif d'achat photovoltaïque au Japon pour les puissances inférieures à 10 kW.....	27
Figure 20: Compétitivité des systèmes PV + stockage et évolution des capacités de PV sur toiture hors tarif d'achat.....	27
Figure 21 : Capacité de batteries centralisées installée en 2015, 2016 et estimation pour 2017.....	28
Figure 22 : Courbe de charge d'un jour ouvrable de janvier pour un parc d'un million de VE/VHR.....	31
Figure 23 : Evolution de l'appel de puissance des véhicules électrique.....	31
Figure 24 : Equilibrage du réseau par le véhicule électrique à l'échelle française.....	33
Figure 25 : Description et caractéristiques de la chaîne de valeur « amont » de la batterie (ie hors utilisation, seconde vie, recyclage).....	37
Figure 26 : Objectif du METI concernant le marché des batteries à horizon 2020 [Md USD].....	38
Figure 27 : Estimation des capacités de production en batteries Li-ion installées (Q1 2017) et additionnelles attendues (d'ici 2021) par acteur.....	39
Figure 28 : Répartition des réserves prouvées de Lithium et de Cobalt dans le Monde.....	41

3) Bibliographie

Rapports de l'Agence Internationale de l'Energie :

- AIE – “Energy Technology Perspectives 2017”
- AIE – “Energy Technology Perspectives 2014”
- AIE – 2017 – “World Energy Outlook”
- AIE – 2017 – “Global EV Outlook”

BNEF – 2017 – “Lithium-ion battery costs and market”

BNEF – 2017 – “2017 Lithium-Ion Battery Price Survey”

Ademe – 2013 – « Etude sur le potentiel du stockage d'énergies »

Ademe – 2017 – « Actualisation du scénario énergie-climat Ademe 2035 – 2050 »

Ademe – 2012 – « Vision 2030 – 2050 »

RTE - 2017 - « Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents »

RTE – 2017 – « Bilan prévisionnel »

RTE – 2016 – « Bilan prévisionnel »

PJM – 2017 – “Fact sheet Energy Storage”

National grid – “Enhanced Frequency Response 2016”

KEPCO – 2017 – “KEPCO’s energy storage system projects for frequency regulation”

Lux Research – 2016 – “What It Really Costs to Commercialize New Battery Technology: Lessons From More Than a Decade of Investment Data”

MIT Technology Review – 2016 – “Why we still don’t have better batteries”

BEUC – 2016 – “Low carbon cars in the 2020s: Consumer impacts and EU policy implications”

I’IRENA – 2017 – “Electricity storage and renewables costs and market to 2030”

IRENA – 2014 – “Policies and Regulations for Electricity Storage in Japan”

Neoen – 2017 – “DeGrussa Solar Hybrid Project”

DoE – 2017 – “Global Energy Storage Database”

E-CUBE Strategy Consultants – 2016 – « Stockage électrique, quel potentiel pour la seconde vie des batteries de véhicules électriques ? »

JRC – 2012 - 2017 – “PV Status Report”

GTAI – 2016 – “Batteries for stationary energy storage in Germany: market status & outlook”

Thema – 2017 – « Analyse coûts bénéfices des véhicules électriques »

JRC – 2013 – “Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage”

JRC – 2016 – “Lithium ion battery value chain and related opportunities for Europe”

ALBERMALE – 2016 – “Global Lithium market Outlook”

AVICENNE – 2014 – “Battery Market Development for Consumer Electronics, Automotive and Industrial”

Ifri – 2018 – “The EU Battery Alliance”

InnoEnergy – 2018 – European Battery Alliance (EBA)