

Réponse à l'appel à contributions CRE sur le stockage de l'électricité par batterie

Appel à contributions CRE

La CRE lance un appel à contributions sur le développement du stockage de l'électricité en France. Il s'agit d'étudier le potentiel, mais aussi les éventuels freins au développement du stockage, et de comprendre quelles évolutions seraient à même de permettre un développement du stockage à la mesure des bénéfices qu'il peut apporter au système électrique.

Contexte

L'atteinte des objectifs mondiaux de réduction des émissions de CO₂ nécessite de développer massivement la production d'électricité à partir des énergies renouvelables (ENR), tout en réduisant fortement la production à partir de sources d'énergie fossiles, particulièrement le charbon et le fioul. Les principales ENR à fort potentiel de développement (éolien, solaire) sont intermittentes, alors que les centrales thermiques fossiles sont pilotables. Assurer le bon fonctionnement des systèmes électriques comportant une forte proportion d'énergies renouvelables fera donc apparaître d'importants besoins de flexibilité pour assurer le bon équilibre entre l'offre et la demande.

C'est pourquoi le développement massif des capacités de stockage de l'électricité (entendu ici au sens de conversion d'électricité produite vers une forme d'énergie stockable, et sa reconversion ultérieure sous forme d'électricité) est un élément essentiel de la transition énergétique à l'échelle mondiale. Du fait de la baisse des coûts de production, les batteries apparaissent aujourd'hui comme une technologie prometteuse pour répondre à ce besoin.

Le stockage par batteries se développe rapidement dans différentes régions du monde : Californie, Royaume-Uni, Allemagne, îles et territoires non interconnectés dont les ZNI françaises, Australie, Afrique, *etc.*

En France métropolitaine continentale, le développement des batteries reste lent : un projet de 6 MW vient d'être annoncé pour une mise en service au premier trimestre 2019, et 75 MW pourraient être en service fin 2019. Des projets de batteries se développent néanmoins dans le cadre de démonstrateurs financés par les gestionnaires de réseaux Enedis (Nice Grid, Venteea) et RTE (Ringo).

Il est impossible de quantifier ce que sera le besoin de stockage en France à long terme, tant les différents paramètres (évolution de la production, de la consommation, développement des autres moyens de flexibilité, *etc.*) sont incertains. On sait toutefois que ce besoin va augmenter, du fait de la fermeture des centrales au charbon, de la baisse à 50% de la part du nucléaire et du développement des ENR. Le stockage se développera pour répondre à des besoins physiques du système, mais aussi s'il permet de remplacer des moyens de flexibilité moins compétitifs. Par

exemple, l'utilisation de batteries pour la réserve primaire au Royaume-Uni et en Allemagne permet de libérer des capacités de production classiques pour d'autres usages.

Le système électrique français présente des caractéristiques qui peuvent expliquer un développement plus lent du stockage par batteries par rapport à certains de nos voisins. En effet, en France métropolitaine, l'hydroélectricité est plus développée que chez nos voisins. D'autre part, la proportion d'ENR intermittentes est plus faible et le prix de détail de l'électricité plus bas.

Le développement du stockage s'inscrit dans le cadre plus large du développement des flexibilités d'une manière générale. Le stockage est une source de flexibilité parmi d'autres, dont l'ajustement de la production (centrales dispatchables), le pilotage de la consommation (effacement, offres tarifaires à différenciation temporelle, *etc.*), ou encore le développement du réseau, notamment les interconnexions. A ce titre, il ne semble pas pertinent de subventionner durablement le stockage par batteries, ce qui reviendrait à favoriser une filière de flexibilité au détriment des autres.

L'objet du présent appel à contributions de la CRE est de s'assurer que le moindre développement constaté du stockage par batteries résulte de facteurs intrinsèques au marché français actuel, et non pas de barrières réglementaires, tarifaires ou dans les conditions d'accès aux réseaux.

Appel à contributions

La CRE veut s'assurer que le cadre réglementaire ne freine pas le développement du stockage de l'électricité. Trois thématiques principales peuvent être distinguées :

- faciliter l'insertion des installations de stockage dans le système électrique, en simplifiant si besoin les procédures de raccordement et le cadre contractuel ;
- s'assurer que l'intégralité des marchés du système électrique présente une architecture de marché compatible avec les spécificités du stockage ;
- s'assurer que les signaux de prix existants révèlent bien la valeur des différents types de services que peut rendre le stockage.

La CRE est favorable, s'agissant d'une filière en développement, à une démarche fondée sur des expérimentations. A ce titre, la mise en place d'un « bac à sable réglementaire » prévue dans la loi Pacte permettra de tester, à titre expérimental, des dérogations à certaines dispositions légales.

La CRE souhaite recueillir les analyses et propositions des acteurs de marché sur les éventuels freins au développement du stockage, ainsi que sur les expérimentations et/ou évolutions réglementaires nécessaires pour lever ces freins. Elle lance pour cela le présent appel à contribution.

Question 1 : Quelle sera, selon vous, la place du stockage d'électricité par batteries parmi les solutions qui apportent de la flexibilité au système électrique ?

Question 2 : Identifiez-vous actuellement des barrières réglementaires, tarifaires ou contractuelles au développement du stockage par batteries ? Il pourra être pertinent de distinguer le stockage à l'échelle industrielle (au-dessus de 1 MW) et le stockage diffus (de quelques kW à quelques centaines de kW).

Question 3 : Partagez-vous les trois thématiques identifiées par la CRE pour permettre le développement du stockage (simplification du cadre contractuel et des procédures de raccordement, accessibilité des différentes formes de stockage aux différents mécanismes de marchés, envoi des bons signaux prix) ? En voyez-vous d'autres ?



Question 4 : Quels éléments du cadre réglementaire encadrant le stockage pourraient selon vous faire l'objet d'une expérimentation ? Si un « bac à sable réglementaire » était mis en place par la loi, seriez-vous intéressé par une expérimentation pour un de vos projets ? Si oui, lequel ?

Question 5 : Avez-vous d'autres analyses ou propositions à formuler ?

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, en répondant notamment aux questions ci-dessus au plus tard le 28 février 2019 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : stockage@cre.fr ;
- en s'adressant aux services de la CRE : + 33.1.44.50.41.36 ;

Les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE, merci d'indiquer les éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité.

Réponses à l'appel à contribution

Question 1

« Quelle sera, selon vous, la place du stockage d'électricité par batteries parmi les solutions qui apportent de la flexibilité au système électrique ? »

En terme d'équilibre offre demande, dans un système fortement renouvelable, le stockage entre en concurrence avec d'autres solutions de flexibilité mais possède des avantages intrinsèques. En particulier, une infrastructure de stockage par batterie peut être déployée et raccordée très rapidement sans contrainte géographique majeure.

A l'aide de modèles il est possible, sous certaines hypothèses, de quantifier et de qualifier les besoins de stockage pour différents scénarios d'évolution du système électrique. Ces travaux ont déjà été réalisés par l'ADEME, et d'autres intervenants (RTE, notamment) pour des horizons variant entre 2030 et 2060. Des travaux complémentaires, pour la métropole et les ZNI, sont en cours à l'ADEME pour aboutir entre 2019 et 2021.

Conclusions des modélisations en Métropole :

- **Les besoins de flexibilité augmentent avec la part d'EnR : à horizon prospectif dans un scénario à forte pénétration d'énergie renouvelable, le stockage d'électricité par batteries contribuerait de façon compétitive et significative à l'équilibre offre/demande du système électrique.**

Sur la base des études réalisées pour la France métropolitaine, et en particulier la plus récente qui a visé à optimiser des trajectoires d'évolution du mix électrique entre 2020 et 2060¹, on identifie que, dans un mix électrique avec une part très importante d'électricité renouvelable variable en 2050, les besoins de flexibilité journaliers (liés au développement du solaire) et hebdomadaires (liés aux variations de production éolienne) augmentent très fortement, respectivement d'un facteur 3 et 2. Les besoins de flexibilité annuels restent du même ordre de grandeur que la situation actuelle.

¹ <https://www.ademe.fr/trajectoires-devolution-mix-electrique-a-horizon-2020-2060>



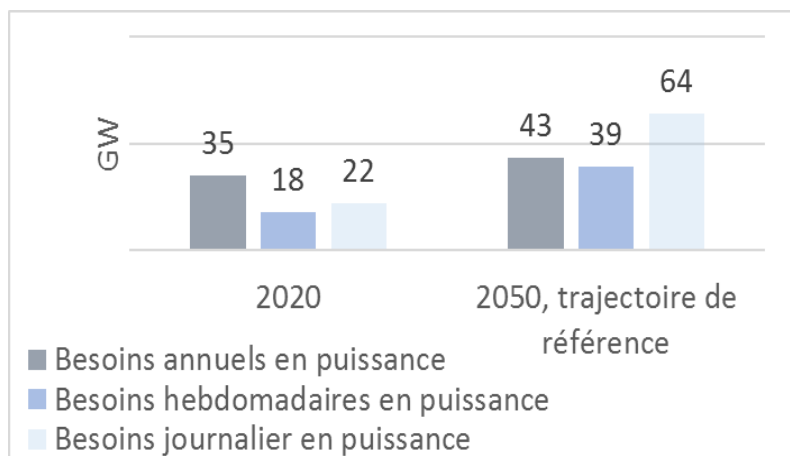


Figure 1: Evolution du besoin de puissance en charge résiduelle (consommation à laquelle on soustrait la production EnR variable à chaque pas de temps). Les besoins en charges résiduelles (consommation à laquelle on soustrait la production des EnR variable) prennent en compte l'évolution des profils de consommation (développement du VE, des climatisation...) et de la production.

Sur la base des études réalisées pour la France métropolitaine, et en particulier la plus récente qui a visé à optimiser des trajectoires d'évolution du mix électrique entre 2020 et 2060², on identifie la place du *stockage par batterie comme moyen de flexibilité journalière pour des durées de décharge de une à deux heures*. Ce stockage par batteries vient compléter le stockage « infra-hebdomadaire » fourni par les stations de transfert et d'énergie par pompage (STEP), pour des besoins de plusieurs heures continues.

Selon l'étude et les hypothèses retenues, le stockage par batteries atteint près de 20 GW à horizon 2060, mais ne commence à se déployer qu'après 2045. La croissance des besoins de stockage est directement corrélée au taux de pénétration des EnR variables dans le mix.

Evolution des capacités batteries installées

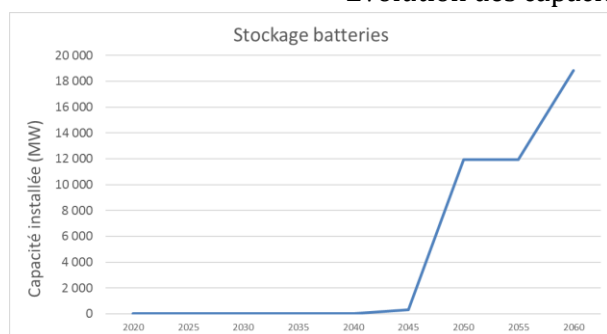


Figure 2 a) au cours du temps

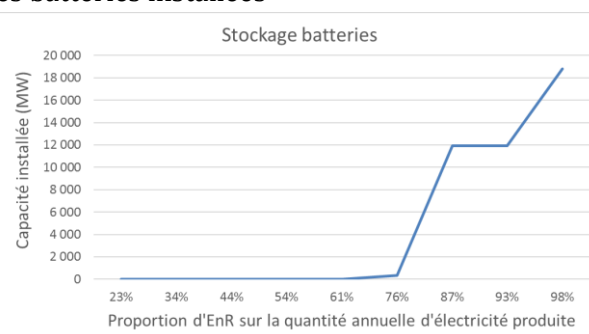


Figure 2b) En fonction du taux d'ENR

- Le stockage d'électricité par batteries jouerait un rôle récurrent et fréquent pour le « passage des pointes » en début de matinée et fin d'après-midi, mais le mix électrique européen influera de façon significative sur les quantités d'énergie concernées.

² <https://www.ademe.fr/trajectoires-devolution-mix-electrique-a-horizon-2020-2060>

Dans l'étude susmentionnée, les batteries jouent un rôle d'arbitrage économique, de flexibilité et de passage de pointe. Elles sont utilisées sur 350 cycles par an de 2 heures de charge, soit environ un cycle par jour. A horizon 2050, le déstockage d'énergie porte sur une moyenne mensuelle d'environ 0,5 TWh tout au long de l'année. Cette énergie est délivrée généralement entre 5h et 8h du matin et le soir entre 17h et 20h, mais des périodes plus tendues en termes d'équilibre offre/demande, comme les périodes de froid, peuvent tendre à concentrer le déstockage sur la pointe de consommation du soir. Le stockage s'effectue principalement pendant la pointe méridienne de production PV, et dans une moindre mesure pendant la nuit.

Il convient ici de préciser que la capacité de stockage calculée résulte d'une part, d'hypothèses fortes sur les capacités de maîtrise dynamique de la demande, notamment du parc de véhicules électriques et d'autre part, de la modélisation du système électrique « hors France » basée sur les projections de l'ENTSO-E. Si ces projections s'avéraient très différentes de la réalité, il est probable que les résultats France en seraient impactés. Des études en cours pourraient permettre d'explorer cette question, et de mieux préciser la sensibilité du déploiement des batteries au contexte européen.

- **Les coûts associés au stockage ne représentent qu'une infime part des coûts totaux du mix électrique sur la période 2015-2060**

Dans la trajectoire de référence de l'étude susnommée « Trajectoires d'évolution du mix électrique entre 2020 et 2060 », les coûts non actualisés du stockage (CAPEX et OPEX) atteignent environ 12Mds€ sur la période durant laquelle il est déployé, c'est-à-dire entre 2045 et 2060. L'actualisation de ce coût en €2018, selon un taux de 2,5%, aboutit à une valeur actualisée de 5Mds€2018 environ. A titre de comparaison, le coût total non actualisé des moyens de production déployés au cours de cette trajectoire 2020 – 2060, hors réseaux et CSPE, vaut 1560Mds€ en valeur non actualisée et 1000Mds€ en valeur actualisée. A cette échelle, le coût du stockage est donc minime (moins de 1% des coûts totaux des moyens de production à déployer entre 2020 et 2060).

A titre de complément, les besoins de stockage par batterie et leurs coûts associés sont réduits de moitié dans le cas de l'optimisation d'une trajectoire partant des mêmes hypothèses que la trajectoire de référence susmentionnée, mais ayant pour contrainte supplémentaire le déploiement de 15 réacteurs EPR (24 GW) à horizon 2060.

- **L'émergence du stockage comme outil de flexibilité entre en concurrence avec d'autres moyens déjà présents et avec les autres actifs de flexibilité de la demande qui pourraient se développer à moindre coût**
 - La composition historique du parc Français dont l'évolution prévue par la PPE 2019 devrait rester très contraignante pour l'émergence économique du stockage, compte tenu de la dominance des capacités pilotables au moins jusqu'en 2035.
 - Un important parc de chauffe-eaux électriques pilotables qui représente aujourd'hui une importante source de flexibilité.
 - Les autres solutions de flexibilité, dont les effacements industriels, le stockage par STEP, les moyens thermiques, et les imports.

Le développement des véhicules électriques va également apporter une source de flexibilité supplémentaire via leur charge intelligente. Indépendamment de la part d'EnR dans le mix futur, le développement des véhicules électriques massifs tels qu'il est imaginé dans la SNBC nécessitera la mise en place d'une charge intelligente, sans quoi les puissances appelées aux heures de pointes pourraient être trop importantes. Dans l'hypothèse d'un déploiement massif de 20 ou 30M de VE en 2050, les usages flexibles et notamment la charge intelligente des VE constitueront le premier actif de flexibilité pour répondre aux variations de la production solaire au sein la journée, avant la modulation de la production ou le stockage.

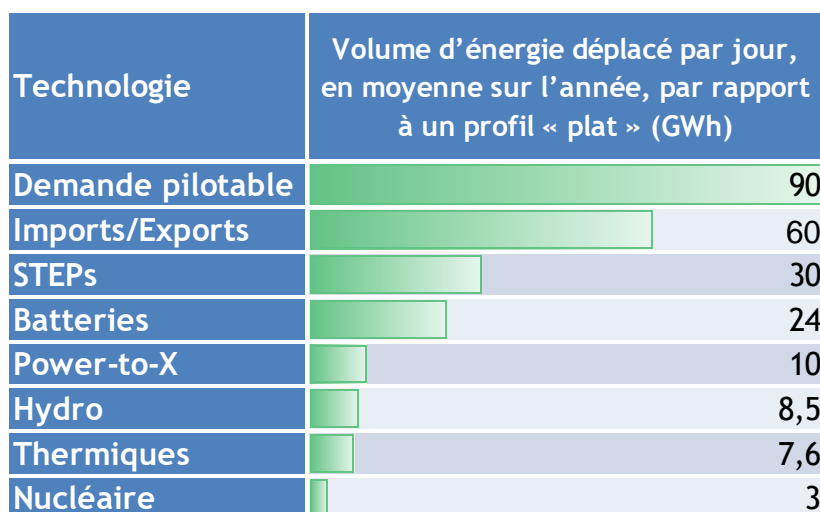


Figure 3: Mise en perspective de la production et de la demande pilotable avec les volumes déplacés par technologie (profil moyen, trajectoire référence, horizon 2050, année météo 2012/2013). Ces volumes sont calculés, sur une journée, comme la somme des écarts positifs à la production moyenne, de façon similaire au calcul des besoins de flexibilité. Pour la demande pilotable, la comparaison se fait avec une courbe de consommation constante dans la journée.

Il convient enfin d'indiquer que l'étude ADEME susmentionnée n'a pas abordé la question du déploiement de stockage pour des « services système » ou des report d'investissement et se place exclusivement dans une logique d'équilibre offre-demande au pas de temps horaire. Sur ces autres axes de valorisation, que sont par exemple, le contrôle de fréquence et de tension, la sécurisation d'alimentation, ou le report d'investissement, le stockage pourrait, à termes, trouver une place importante tant les services qu'il est en mesure de rendre peuvent être précis et rapides. Ce point est abordé plus en détail en question 2.

Par ailleurs, le rapport sur la valorisation socio-économique des Smart Grids, rapport publié en 2017 par RTE³ et auquel l'ADEME a participé, montre que dans le cadre d'un mix 2030 de type « Nouveau Mix », 9GW de solutions Smart Grids trouveraient leur place dont la majeure partie serait couverte par de la flexibilité de la demande dans l'industrie et le gros tertiaire (5GW). En 2030, environ 1 GW de stockage 2 heures trouvent leur place économiquement. Ce résultat obtenu avec des hypothèses de coûts très conservatives d'environ 200€/MWh_{stockable}. serait porté à 5 GW pour un coût plus actuel de 160€/MWh_{stockable}. Dans le contexte « actuel », 300 MW de stockage (courte durée – 30 min de stockage - cette fois-ci) pourraient déjà trouver leur place et seraient dédiés à la fourniture de services systèmes.

³ https://www.rte-france.com/sites/default/files/rei_abrege_2017.pdf

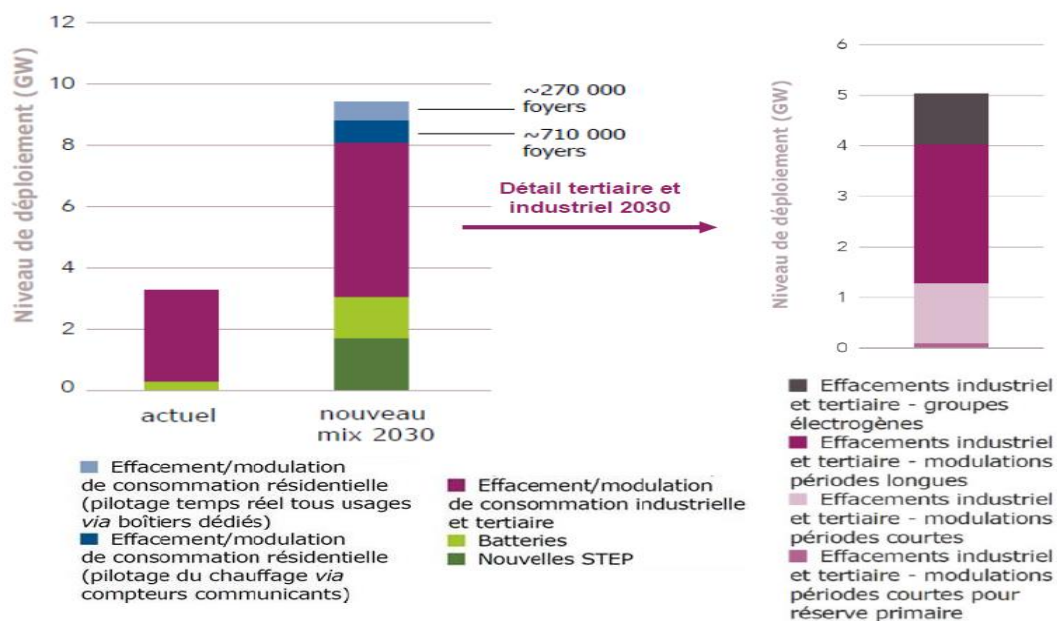


Figure 4 : Compétition entre les différents moyen de flexibilité

A noter : le scénario « Nouveau Mix » reste un mix plus ambitieux que la PPE 2019 en termes de fermetures de centrales nucléaires à horizon 2030. Les besoins en flexibilité à cet horizon pourraient donc se voir réduits par rapport aux résultats de l'étude publiée en 2017.

Conclusions des modélisations dans les ZNI :

Dans les études⁴ prospectives de l'ADEME sur l'évolution du système électrique réalisées à la Réunion, la Guadeloupe et la Martinique, pour lesquelles on atteint selon les scénarios, des taux d'ENR compris entre 80 et 100%, d'importantes capacités de stockage sont déployées pour satisfaire l'EOD. Ces actifs permettent également de fournir la réserve, de limiter les renforcements du réseau et d'apporter des services au système.

- **Les besoins en stockage sont majoritairement infrajournaliers :**

Le maintien de l'équilibre offre-demande avec une part importante d'énergie renouvelable variable nécessite un recours significatif à des capacités de stockage. La Figure 5 présente les puissances de stockage déployées sur les différents territoires pour les cinq scénarios étudiés. En raison d'une faible saisonnalité des territoires concernés les besoins en stockage sont majoritairement infrajournaliers à l'exception de 2 scénarios du territoire martiniquais qui font appel à 7 MW de STEP pour un stockage à plus long terme. La Guadeloupe qui bénéficie d'un bon gisement d'EnR garanties voit ces besoins de stockage réduits.

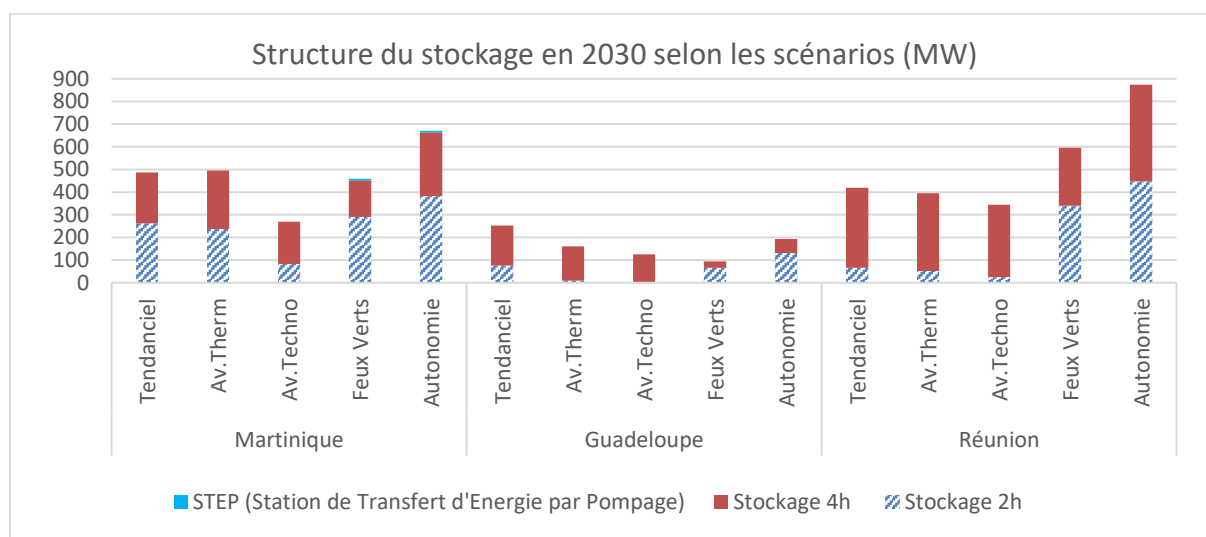


Figure 5 : Structure du stockage en 2030 selon les scénarios et les territoires

- **Le besoin en stockage d'une durée de 4 heures est contraint par le parc existant.**

Du fait de la mise en réserve de certains groupes de production conventionnelle avant leur déclassement, le besoin en stockage d'une durée de 4h n'arrive que tardivement dans les différents scénarios, lorsque ces unités sortent totalement du parc (2025 ou 2030). En 2030, alors que le taux annuel d'énergie renouvelable variable est de 50% pour la Martinique et la Guadeloupe et de 73% pour la Réunion, le stockage d'une durée de 4 heures devient nécessaire. Le besoin en stockage d'une durée de 2h apparaît dès 2015 pour la Réunion, en 2020 pour la Martinique et pas avant 2025 pour la Guadeloupe. En 2030, la puissance de stockage installée représente alors plus de la moitié de la puissance de production totale (tous scénarios confondus). La Figure 6 présente

⁴ Etudes de prospective énergétique « Vers l'Autonomie Énergétique », sur les territoires de la Réunion, de la Guadeloupe et de la Martinique [2018]. Les études sur les territoires de Mayotte, de la Guyane et de la Corse sont en cours.

l'évolution de la puissance installée de stockage dans le scénario « Tous Feux Verts » qui correspond à un scénario d'autonomie électrique 100% renouvelable.

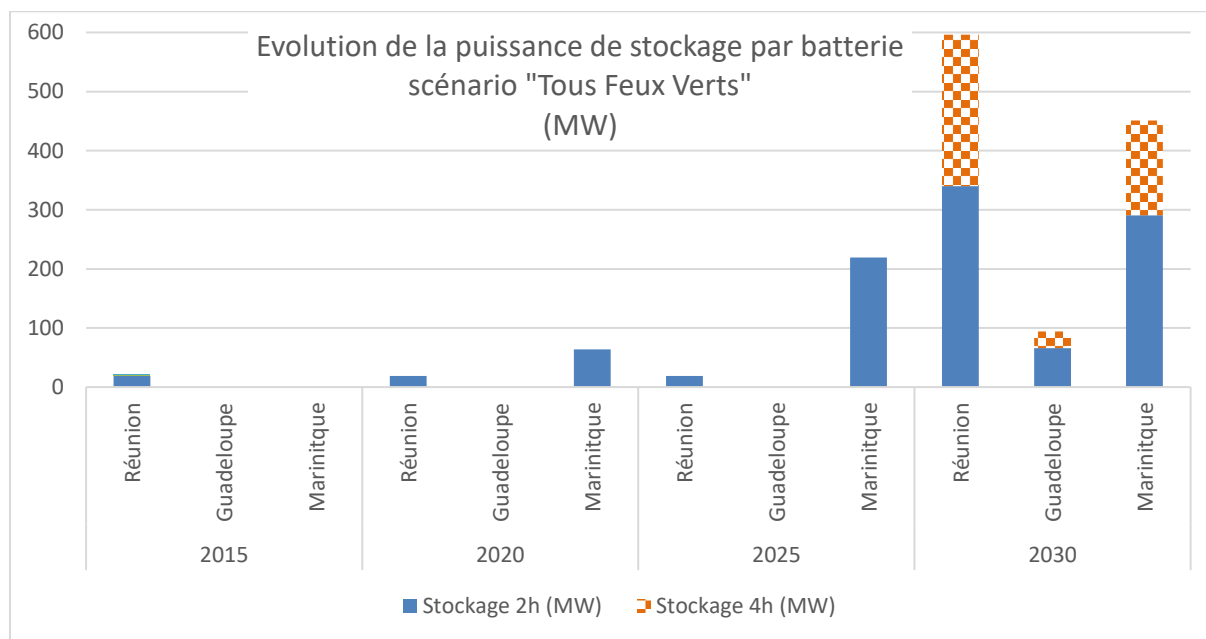


Figure 6 : Evolution de la capacité installée du stockage par batterie du scénario 100% renouvelable "Tous Feux Verts"

- **Les coûts associés au stockage ne représentent qu'une faible part des coûts totaux sur la période 2015-2030**

Dans ces études, le périmètre de l'analyse économique inclut les coûts de production et de stockage et les coûts de renforcement des réseaux HTB (dont on constate à l'issue des modélisations qu'ils sont négligeables dans le cas de ces 3 territoires). En revanche faute de données suffisantes, ceux liés au renforcement des réseaux de distribution n'ont pas pu être estimés. Les coûts de déploiement des solutions de maîtrise de la demande d'énergie de même que ceux des infrastructures de recharge des véhicules électriques ne sont pas inclus dans l'analyse. Comme présenté en Figure 7, *les coûts liés au stockage sont faibles par rapport aux coûts de production puisqu'ils ne représentent qu'entre 0 et 11% des coûts totaux actualisés sur la période 2015-2030*. La majeure partie de ces coûts étant constituée des coûts variables de la production conventionnelle.

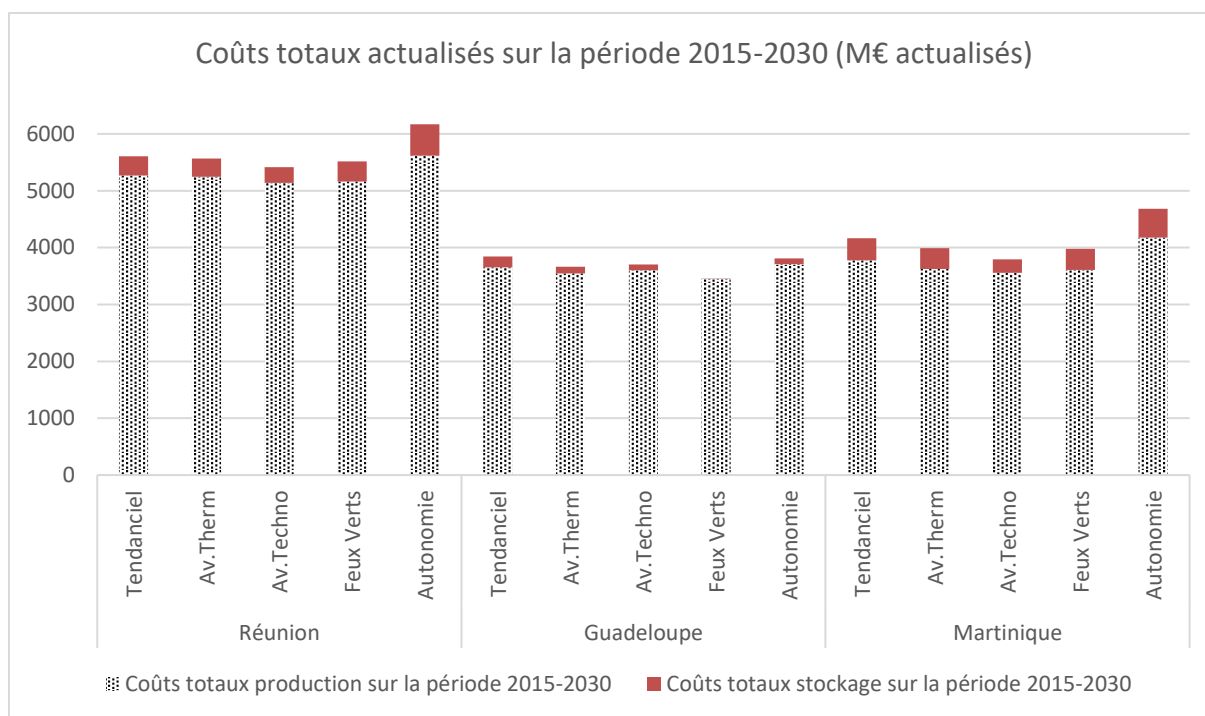


Figure 7 : Composition des coûts totaux actualisés sur la période 2015-2030 (M€ actualisés)

Question 2

« Identifiez-vous actuellement des barrières réglementaires, tarifaires ou contractuelles au développement du stockage par batteries ? Il pourra être pertinent de distinguer le stockage à l'échelle industrielle (au-dessus de 1 MW) et le stockage diffus (de quelques kW à quelques centaines de kW). »

. Comme vu précédemment, le marché de masse du stockage stationnaire étant assez lointain en métropole, le cadre réglementaire doit s'attacher à faciliter le développement du stockage par batteries dans les niches de marché où il est rentable à court terme.

Les éléments suivants sont notamment issus des résultats du projet de R&D FLEXBAT, soutenu par l'ADEME.

La loi relative à la transition énergétique (Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, ci-après LTECV) est le support de plusieurs évolutions majeures du droit de l'énergie, particulièrement la création du régime juridique de l'autoconsommation collective (Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité, JORF n°174 du 28 juillet 2016).

En ce sens, l'article L. 100-2 du Code de l'énergie dispose désormais que « L'État, en cohérence avec les collectivités territoriales et leurs groupements et en mobilisant les entreprises, les associations et les citoyens, veille, en particulier, à [...] assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie adaptés aux besoins ». Le stockage de l'électricité n'est pas, en soit, une activité nouvelle du système énergétique. Mais il revêt de nouveaux intérêts stratégiques au regard des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Le droit l'appréhende toutefois très partiellement, ce qui freine inévitablement son développement.

Comme le souligne le Conseil économique, social et environnemental (CESE), le stockage de l'énergie électrique, est une dimension incontournable de la transition énergétique (avis juin 2015, section des activités économiques, rapp. A. Obadia.)

Néanmoins, bien qu'identifié comme un enjeu majeur de la transition énergétique, le stockage ne bénéficie pas d'un cadre juridique ordonné, et n'est pris en compte qu'à minima dans le droit de l'énergie. Seul existe un cadre juridique pour le stockage stationnaire, dont les conséquences sur l'autoconsommation individuelle et collective n'encouragent pas son développement.

Les recommandations qui pourraient permettre la levée des barrières pour le stockage à l'échelle industrielle (au-dessus de 1 MW) sont :

- Au niveau réglementaire :
 - *Donner une définition juridique à l'activité de stockage* sans la confondre avec une activité de production (et/ou une activité de consommation). Ce statut spécifique « d'opérateur d'actifs de stockage électrique » faciliterait notamment la relation entre cet opérateur, les gestionnaires de réseau et les opérateurs de marché.
 - Le cadre juridique actuel (arrêté du 7 juillet 2016), s'attache à organiser la constitution d'un registre national des installations de production et de stockage, mis à disposition du ministre par le gestionnaire du réseau de transport. Le stockage est assimilé, implicitement, à une activité de production puisqu'intégrant le même registre national, alors qu'il n'a pas le même rôle et n'est pas nécessairement effectué par les mêmes personnes ; seul le stockage stationnaire est concerné ; le stockage non stationnaire assuré par les moyens de transport est expressément exclu de ce cadre réglementaire.
 - Renforcer la cohérence des textes : Dans l'arrêté suscité, le pouvoir réglementaire a pris soin de dresser une liste non exhaustive des technologies existantes, par l'utilisation de l'adverbe « notamment » ; l'installation de stockage peut être raccordée directement ou indirectement au réseau, ce qui ouvre la porte aux installations de stockage stationnaire sur réseau fermé (privés), alors que le régime actuellement défini ne le prévoit pas.
 - *Au vu des premiers retours d'expérience, finaliser un référentiel à destination des gestionnaires de réseau, développeurs et installateurs* : Anticipant un plein essor à venir avec la compétitivité des batteries électrochimiques notamment, il conviendra rapidement pour contrôler l'impact que ces équipements auront sur le réseau et le système électrique d'une part et préserver les investisseurs d'autre part, de compléter rapidement la documentation actuelle sur le sujet: norme d'expérimentation XP C 15-712-3« Installations photovoltaïques avec dispositif de stockage et raccordées à un réseau de distribution », procédure Enedis-PRO-RES_78E précisant les «Conditions de raccordement des installations de stockage», ou éventuels autres documents non recensés.

- Au titre d'une activité qui vise à conditionner un vecteur énergétique, *ouvrir aux unités de stockage l'article 266 quinquies C du code des douanes* qui permet l'exonération totale ou partielle de la CSPE sur l'électricité soutirée.
- Faciliter le développement des installations de stockage les plus performantes par des *incitations fiscales* portant notamment sur le rendement de stockage et les formes d'énergie utilisées pour stocker et déstocker (hydrogène, chaleur, etc...).
- Au niveau tarifaire :
 - *Exempter de manière temporaire soit jusqu'en 2030, le stockage de paiement « double » du TURPE, à la consommation, et à la production :* cette double charge pénalise de manière le modèle d'affaires du stockage dans sa phase d'émergence. A minima, appliquer à l'ensemble des unités de stockage raccordées au réseau les mêmes conditions qu'aux STEP (décret n° 2016-141 du 11 février 2016).
 - *Construire un cadre fiscal relatif à l'utilisation de l'hydrogène ex-électrolyse* (hydrogène comme source d'électricité ou comme carburant). Par exemple l'électricité consommée lors de l'électrolyse est exonérée de la CSPE mais il n'est pas actuellement prévu de cadre fiscal, ni même juridique quant à l'utilisation de l'hydrogène obtenu par ce procédé.
 - *Faire évoluer les modalités de rémunération des services* afin de valoriser la meilleure qualité du service fourni par les batteries. De par sa grande réactivité, une batterie permet de stabiliser les grandeurs du système électrique de manière beaucoup plus fine que les dispositifs traditionnels. Parmi les avantages d'une régulation par batterie, on peut citer :
 - Stabilisation plus rapide de la fréquence et de la tension du réseau en cas d'incident.
 - Suivi fin de l'EOD (moins de variation de fréquence, moins forte détérioration des appareils connectés).
 - Réduction des sollicitations sur les machines couplées (augmentation de la durée de vie).
 - Libération de la bande réservée sur les groupes à des fins de production et d'optimisation du point de fonctionnement.

On pourra par exemple s'appuyer sur l'US FERC Order 755 qui permet la valorisation de cette qualité de service.

 - <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/rmistf/20151111/20151111-item-05-performance-based-regulation-concepts.ashx>
 - https://www.caiso.com/Documents/Pay-PerformanceRegulationFERC_Order755Presentation.pdf
- Au niveau contractuel :
 - *Rémunérer les actifs de stockage au même niveau que les actifs de production* afin de ne pas favoriser les investissements dans les moyens de production carbonés.
 - Prendre garde à ce que les évolutions favorables au stockage qui pourraient être proposées pour les niveaux HTB n'obère pas le déploiement des capacités à raccorder en HTA, où le besoin est le plus prégnant.

- Mettre en place les procédures adaptées à la contractualisation de service de stockage permettant le report d'investissement dans les infrastructures de réseaux.

Les principales barrières pour le stockage diffus (de quelques kW à quelques centaines de kW) sont

- Au niveau réglementaire :
 - *Donner une définition juridique à l'activité de stockage sans la confondre avec une activité de production (et/ou une activité de consommation).*
 - *Mettre en place un cadre normatif spécifiant clairement la réglementation sur la sécurité et les contraintes des dispositifs de stockage pour leur intégration aux bâtiments notamment.*
 - *Définir et fixer un régime juridique pour le stockage mobile (cf. véhicule électrique et/ou hydrogène) dans le système énergétique, particulièrement afin d'autoriser et de sécuriser les transactions pouvant être effectuées dans cette nouvelle activité.*
 - *Faciliter la mise en place de micro-réseaux privés en autoconsommation qui intègrent du stockage et des ENR (regroupement de plusieurs abonnements sur un seul point de livraison : exonération de TURPE et de CSPE sur les échanges en aval du PDL en accord avec la directive européenne Énergies renouvelables, adoptée le 27 juin 2018). Aujourd'hui, les quantités stockées sont mesurées au titre du consommateur final et les quantités déstockées sont mesurées au titre du producteur de l'opération. A chaque pas de mesure, la somme de la quantité stockée et de la production affectée aux consommateurs finals est inférieure ou égale à la production totale de l'opération et la production affectée aux consommateurs finals est inférieure ou égale à la somme de la quantité déstockée et de la production totale de l'opération (art. D. 315-5 du Code de l'énergie). Dès lors, l'électricité mise en stockage en amont du compteur est soumise à une double taxation, et aucune incitation n'est organisée pour créer des opérations d'autoconsommation collective de droit commun disposant de capacité de stockage.*
 - *Modifier le référentiel technique BT afin que les dispositifs de stockage qui y sont raccordés puissent contribuer aux services système (par exemple soutien en tension et en fréquence).*
 - *Evaluer, avec les acteurs de la filière, la pertinence d'une incitation ou d'une contrainte réglementaire pour inciter à l'utilisation de borne de recharge intelligente pour les Véhicules électriques.*
- Au niveau contractuel :
 - *Organiser une consultation et une concertation autour de la Convention d'autoconsommation collective:* La personne morale organisatrice doit conclure avec le gestionnaire du réseau de distribution une Convention d'autoconsommation collective. Ce contrat proposé unilatéralement par le gestionnaire du réseau public de distribution fixe les règles de droit commun des opérations, telles que les modalités de répartition des flux; crée la notion de surplus collectif; fixe les délais imposés à la personne morale organisatrice etc. Ces



règles devraient faire l'objet a minima d'une concertation entre les acteurs du système.

- *Anticiper la constitution de communautés locales de l'énergie comme demandées dans le futur cadre européen de l'énergie* : La Proposition de directive du Parlement Européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (refonte), COM/2016/0767 final/2 - 2016/0382 (COD)) introduit explicitement le double statut d'autoconsommation. Elle introduit également un nouveau contrat, l'accord d'achat d'électricité, définit comme un contrat par lequel une personne morale accepte d'acheter directement à un producteur d'électricité de l'électricité produite à partir de sources renouvelables. Enfin, elle reconnaît l'existence de communauté d'énergie renouvelable ainsi définie : « Les États membres veillent à ce que les communautés d'énergie renouvelable soient autorisées à produire, consommer, stocker et vendre de l'énergie renouvelable, y compris par des accords d'achat à long terme d'électricité, sans être soumises à des procédures et à des charges disproportionnées ne reflétant pas les coûts. ». Cette proposition de directive dresse un cadre plus contraignant que le droit français actuel mais laisse toute latitude pour la création de la structure porteuse de l'opération, et en simplifie le montage puisqu'elle oblige les Etats à simplifier les procédures de création et à ne pas créer une disproportion de charges entre les participants à ces communautés et les personnes extérieures. Il conviendra d'anticiper cette mutation en droit français, notamment développant le recours aux Sociétés coopératives d'intérêt collectif (SCIC) qui s'approche nettement de cette définition européenne. Une piste intéressante serait alors de valoriser le caractère local de la production et de la consommation, au moyen d'une certification.

Question 3

« Partagez-vous les trois thématiques identifiées par la CRE pour permettre le développement du stockage (simplification du cadre contractuel et des procédures de raccordement, accessibilité des différentes formes de stockage aux différents mécanismes de marchés, envoi des bons signaux prix) ? En voyez-vous d'autres ? »

Oui, les 3 thématiques identifiées par la CRE sont pertinentes pour un meilleur déploiement du stockage.

- 1) « Accessibilité [...] aux différents mécanismes de marchés » : il pourrait être judicieux de prendre en compte la réactivité des batteries afin de créer, à l'instar du GRT texan (ERCOT), un service de : Fast Frequency Response (FFR). Une étude menée par System Planning pour ERCOT montre que la FFR permet de diminuer considérablement le besoin en réserve primaire. Diminuer le nombre de mégawatts dédiés à la réserve primaire permettrait, à enveloppe financière constante, d'augmenter la rémunération des mégawatts restant fournis par des moyens rapides comme les systèmes de stockage d'énergie.
- 2) Autre action possible : Inscrire dans les PPE des objectifs de stockage en accord avec les objectifs de déploiement des filières renouvelables afin d'assurer une bonne intégration de la production variable et d'apporter une meilleure visibilité aux porteurs de projet.



Question 4

« Quels éléments du cadre réglementaire encadrant le stockage pourraient selon vous faire l'objet d'une expérimentation ? Si un « bac à sable réglementaire » était mis en place par la loi, seriez-vous intéressé par une expérimentation pour un de vos projets ? Si oui, lequel ? »

Question 5

« Avez-vous d'autres analyses ou propositions à formuler ? »

La structure actuelle du marché de l'électricité, et les facteurs intrinsèques au marché français actuel (marché surcapacitaire notamment) ne permet pas encore de valoriser la majeure partie des services que peut fournir le stockage : ce qui constitue la principale barrière à l'émergence du stockage. A ce titre, il serait intéressant d'engager les actions suivantes:

- Faire une étude indépendante afin de quantifier financièrement dans une approche coûts/bénéfices l'impact du stockage sur les différents acteurs du système électrique. Il serait pertinent d'évaluer notamment à cette occasion la baisse de la réserve primaire, la réduction du besoin de nouvelles infrastructure de transport d'électricité et l'allongement de la durée de vie des composants.
- Evaluer le coût de production d'une puissance garantie sur l'année issue d'un mix d'EnR variables associé à du stockage. Il serait ainsi possible de comparer les coûts des énergies conventionnelles et renouvelables sur la base d'une même valeur économique, ceci notamment pour différentes zones géographiques insulaires.