

Appel à contributions de la CRE sur le stockage de l'électricité par batteries

Contribution de Nuvve

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 ?

L'électrification inéluctable des véhicules entraîne la généralisation du stockage. En effet, un véhicule électrique est aussi une batterie sur roues. Reste ensuite à voir si ces stockages apporteront de la flexibilité au système électrique ou non, selon que les conditions pour qu'ils le fassent le permette ou non.

Or l'investissement dans les batteries des véhicules électriques étant couvert par le besoin de mobilité, le coût de leur utilisation pour apporter de la flexibilité au système électrique est marginal. Ceci en fera une ressource de flexibilité des plus compétitives. Une modélisation récente¹ montre que les véhicules électriques pourraient fournir le même service que 5GW de batteries stationnaires qui, elles, couteraient jusqu'à 15,4 milliards de dollars. Le stockage d'électricité dans les batteries des véhicules électriques aura donc une place majeure parmi les solutions qui apportent de la flexibilité au système électrique. Une étude de l'Imperial College² de Londres estime que si 80% des véhicules fournissaient leur flexibilité en résidentiel V2G, ce sont plus de 3,5 milliards de Livres qui serait économisées chaque année.

A titre d'exemple, à l'horizon 2030, ce sont a minima 5 millions de véhicules électriques qui sont attendus en France, avec des projections pouvant atteindre 9 millions de VE (Enedis) voire 15,6 millions (RTE) de véhicules électriques en 2035. Cela constituera une capacité de stockage d'au minimum 100 GWh (une à deux heures de consommation nationale) et 50GW (soit la moitié du pic de consommation de 2012). L'opérateur britannique National Grid envisage dans ses scénarios³ que les véhicules électriques pourront significativement supporter le système, réduisant la pointe de 8 à 13GW (avec moins de 13% de véhicules V2G).

La généralisation des énergies distribuées, notamment aux bornes des réseaux de distribution, va être accélérée par la réglementation Bâtiments à Energie Positive rentrant en vigueur en 2021. Couplée au développement de l'autoconsommation et de la mobilité électrique, elle va entraîner un fort besoin de flexibilités décentralisées. Le stockage dans les véhicules électriques répond idéalement à ce besoin par sa nature locale, très distribuée et en bout des réseaux de distributions. Il jouera donc un rôle majeur.

¹ Lawrence Berkeley National Laboratory, 2018, Jonathan Coignard et al 2018 Environ. Res. Lett. 13 054031 <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/aabe97>

² <https://www.ovoenergy.com/binaries/content/assets/documents/pdfs/newsroom/blueprint-for-a-post-carbon-society-how-residential-flexibility-is-key-to-decarbonising-power-heat-and-transport/blueprintforapostcarbonsocietypdf-compressed.pdf>

³ <http://fes.nationalgrid.com/fes-document/>

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).

Il n'y a pas vraiment de définition de l'objet « stockage » si ce n'est celle de l'arrêté du 7 juillet 2016 (registre national des installations de production et de stockage) qui explicitement exclu les stockages sur roues que sont les véhicules électriques. Ceci laisse la porte ouverte aux interprétations, notamment des GRD quant aux procédures de raccordement au réseau. Cependant on peut noter que les centrales électriques ont d'ores et déjà des caractéristiques similaires, puisqu'à la fois elles injectent de l'énergie sur le réseau et en soutirent pour leurs auxiliaires. Seules les proportions entre énergie injectées et soutirées changent.

RTE considère les sites de stockage comme des sites de soutirage dans ses règles pour le réglage primaire, mais comme des sites de production pour les certificats de capacités. RTE demande un rattachement exclusif à une seule entité d'ajustement de soutirage OU d'injection pour le mécanisme d'ajustement (sauf pour les STEP).

Pour Enedis, deux contrats d'accès au réseau sont nécessaires, un en soutirage et un en injection. Il faut dépasser cette approche en silos par classe d'actifs. La conception actuelle des codes réseau, bien qu'adaptée à la plupart des technologies traditionnelles, n'est pas favorable à l'inclusion des technologies innovantes dans le nouveau paysage énergétique décentralisé. Le stockage n'entre dans aucune des définitions actuelles de catégorie d'actifs traditionnels. Le stockage peut être un actif de production ou de consommation ou les deux à la fois. Une classification incorrecte du stockage dans une catégorie d'actifs limitera les services qu'il peut fournir, ce qui entravera son développement et son analyse de rentabilisation. **En fin de compte, l'alternative aux classes d'actifs consiste à définir les services requis par le réseau et à permettre à différentes technologies de les fournir.** Pour que cette approche fonctionne, la réglementation, les rémunérations et les schémas contractuels doivent être adaptés pour ne plus être fondés sur le concept des classes d'actifs, mais sur les services fournis.

Aujourd'hui en France, pour un site comportant du stockage, ou une infrastructure de recharge de véhicule électriques bidirectionnelles, il faut deux index de comptage : un en soutirage, l'autre en injection. Pour les services systèmes, un compteur supplémentaire peut-être demandé. Voire encore d'autres au niveau de chaque ressource contributive, bien que derrière le même point d'injection/livraison. Ceux-ci s'ajoutent aux dispositifs de comptage et de mesure du véhicule et de la borne dans le cas du véhicule-to-grid. Une approche de mesure du service rendu au point de livraison, indépendamment des actifs qu'il y a derrière, serait plus simple.

Les procédures de raccordement du stockage cumulent les procédures de raccordement de producteur et de consommateur. Leur lourdeur administrative n'est pas adaptée aux volumes attendus avec le développement du stockage diffus et du véhicule-to-grid. Avec les BEPOS obligatoires à partir de 2021, c'est plus de 230 000 bâtiments neufs chaque année qui arriveront sur le réseau avec des ressources d'énergie distribuées et des capacités à soutirer et injecter. Traiter un tel volume de demandes de raccordement, outre leur impact sur le réseau et le plan de tension, va nécessairement demander une simplification des procédures.

Les normes pour les onduleurs imposent un dispositif de coupure anti-ilotage afin de protéger les interventions sur le réseau de distribution. Si une mutualisation de cette fonction n'est pas autorisée, ces dispositifs vont se multiplier sur les sites (dans les onduleurs PV, dans les onduleurs des chargeurs de VE, dans les onduleurs de batteries). L'organe de coupure intégré dans le compteur du point de livraison ne pourrait-il pas remplir cette fonction pour l'ensemble du site ? La CRE pourrait

demander à Enedis d'étudier la possibilité de faire évoluer les compteurs (vers des Linky Nouvelle Génération ou par un upgrade du firmware) pour être aussi organe de séparation de l'installation.

La réaction attendue lors d'une chute de fréquence n'est définie que dans une pré-norme (VDE-AR-N 4105) est n'est pas uniforme au niveau européen.

L'énergie qui passe par un stockage est soumise deux fois au tarif réseau, taxes et contributions. Une première fois lors de la charge du stockage depuis le réseau, puis une deuxième fois lorsqu'après avoir été ré-injectée sur le réseau elle est de nouveau soutirée pour être consommée. En effet, la procédure de raccordement comme consommateur et producteur impose un schéma où le flux d'électricité incrémente trois index : d'abord en soutirage (pour charger le stockage), puis en injection (pour soutenir le réseau) et enfin de nouveau en soutirage (pour consommer ailleurs). De plus la concurrence est faussée, certains stockages comme les stations de transferts d'énergie potentielle (STEP) bénéficiant d'un TURPE réduit. D'autres ressources de stockages installés sur des sites electro-intensifs, bénéficient indirectement du TURPE réduit de ces sites, voir leur permettent d'en bénéficier en leur faisant franchir les seuils de durée d'utilisation nécessaires.

Des modélisations préliminaires de RTE (GT RTE-Avere) montrent que la moindre utilisation de la flexibilité de stockages distribuées tel que le V2G, quand les différentiels de prix de marché ne permettent pas de compenser sur un cycle soutirage-injection l'effet des taxes et du TURPE, réduit leur apport économique pour la collectivité de l'ordre de 100€/an par véhicule (soit 1,6Milliards par an à l'horizon 2035).

Selon l'esprit de la loi, seule la consommation d'électricité et l'utilisation des réseaux devraient être soumis aux tarifs, taxes et contribution. Il faudrait donc sortir de l'assiette de calcul l'électricité stockée (donc non-consommée) et les services au réseau (qui ne sont pas une utilisation du réseau).

Le stockage diffus doit être agrégé pour accéder aux marchés, mais l'opérateur du système (RTE) demande une désagrégation a posteriori pour vérifier la performance du service.

L'opérateur utilise un protocole (IEC 60870-5-104) inadapté à des ressources diffuses pour transmettre ses ordres, tandis que certains TSO (et EDF SEI) s'ouvrent à l'utilisation de web-services.

L'accès aux données de comptage du site, nécessaire pour le pilotage et l'optimisation du stockage, ne peut se faire en direct, sans l'adjonction d'un dispositif supplémentaire (qui a un coût), ou alors à travers Enedis mais dans des délais incompatibles avec un pilotage dynamique.

Le signal prix est noyé dans les taxes et contributions (un tiers des coûts) ce qui n'incite pas au déploiement du stockage faute de valorisation significative par l'arbitrage sur les prix.

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, nous partageons ces trois thématiques et nous en voyons deux autres, le stockage pour les flexibilités locales et le biais (en faveur des CapEx) du mode de rémunération des investissements des gestionnaires de réseaux.

La simplification du cadre contractuel et des procédures de raccordement est indispensable pour accompagner la massification inéluctable du stockage diffus. Elle doit être dématérialisée et dans la mesure du possible complètement intégrée aux processus actuels d'abonnement initial, de certifications BEPOS, de contractualisation de vente d'énergie ou d'immatriculation de véhicule V2G.

Toutes les formes de stockages doivent avoir accès à tous les mécanismes de marchés sans discrimination, si ce n'est éventuellement à travers l'agrégation pour les stockages diffus. La concurrence doit être libre et non faussée, toutes les formes de stockages devant être sur un pied d'égalité pour apporter leur service en réponse à chaque besoin spécifique du système. Ainsi le TURPE electro-intensif et hydro, les appels d'offres ZNI spécifiant une technologie de stockage centralisée ou encore l'expérimentation Ringo sont autant d'exemple de biais vers une technologie alors que d'autres formes de stockage (par exemple diffus) pourraient répondre à ces besoins du système.

Il est évident que si certains stockages (ex : les batteries centralisées) nécessitent des garanties de visibilité à long terme pour sécuriser l'investissement initial, ce n'est pas le cas pour d'autres (ex : le V2G). Tout dispositif d'aide ou de sécurisation des perspectives à long terme pour les investisseurs doit donc respecter le jeu de la concurrence entre les différentes formes de stockage pouvant fournir un même service. Ceci permettra de maximiser le bénéfice sociétal.

Les signaux de prix doivent refléter en permanence la disponibilité des capacités de productions sur le marché de gros et les congestions du réseau de la transmission au niveau le plus fin du réseau de distribution (y compris les contraintes sur le transformateur du poste de distribution). Ainsi le stockage pourra délivrer toute sa valeur au système.

La Loi sur la Transition Énergétique et la Croissance Verte avait prévu dans son article 199 la possibilité d'expérimenter des flexibilités locales. Malheureusement à ce jour une seule expérimentation est en cours. En effet, seul Enedis connaît les zones de son réseau soumise à des contraintes. La transparence sur les zones probables de congestion permettrait à des opérateurs de stockage de proposer des solutions à Enedis.

Les GRD peuvent aujourd'hui intégrer dans leur base d'actifs régulée les investissements en renforcement réseau. Ceci ne les incite pas à choisir des solutions alternatives, telles que des contrats de services de flexibilités avec des opérateurs de stockage.

La thématique de la rémunération des GRD doit donc être abordée pour discuter dans quelle mesure une bascule vers une rémunération basée plus sur les OpEx, ou les TotEx, ne serait pas plus incitative à faire appel aux solutions de stockage que l'actuelle schéma de rémunération essentiellement basé sur les CapEx. Aujourd'hui l'incitation à la maîtrise des coûts d'investissement dans les réseaux est faible car seulement de 20% de l'économie réalisée et plafonnée annuellement à 30 M€.

La transparence sur les études (et les hypothèses) des GRD sur les coûts de renforcement réseau (notamment pour l'intégration des renouvelables et de la mobilité électrique) permettrait à la CRE, aux autorités concédantes et à d'autres acteurs de les confronter à des alternatives à base de

stockage.

Aujourd'hui les modèles de coûts de référence sont confidentiels, ce qui rend difficile pour les autres acteurs de positionner des solutions à base de stockage en alternatives.

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 ?

Un bac à sable devrait permettre d'explorer différent moyen d'ajuster l'assiette du TURPE, des taxes et contributions à la seule électricité consommée, surtout quand l'aller-retour d'énergie dans le stockage est fait au bénéfice du système.

Des procédures de raccordement et de contractualisation simplifiées pour les stockages « invisibles » du réseau car leur puissance est inférieure au talon de puissance du site pourrait aussi être expérimentées.

Des expérimentations de flexibilités locales comme alternatives à des renforcement réseau doivent pouvoir être autorisé même dans des zones sans congestion prévisibles afin de valider le concept.

Nuvve se porte candidat pour expérimenter des installations V2G dans ces bacs à sable réglementaires ainsi que des schémas de comptage innovants basé sur des services rendus au point de raccordement (PDL ou PRM).

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

Dans les Zones Non Interconnectés, l'absence de marchés, notamment pour les services systèmes rend encore plus difficile la monétisation de la flexibilité du stockage. Les cahiers des charges des appels d'offres ne sont pas neutres technologiquement. Là aussi une approche par service requis plutôt que par classe d'actif renforcerait la concurrence aux bénéfices de la société dans son ensemble.

Les demandes d'investissement soumises aux autorités concédantes ou à la CRE pour intégration dans la base d'actifs régulés devraient être systématiquement rejetées si elles ne sont pas accompagnées de projets contrefactuels d'achats de services de stockage ou V2G.

A l'avenir, avec le développement des ressources énergétiques distribuées et de l'autoconsommation, les réseaux vont de plus en plus avoir un rôle assurantiel. Au-delà d'une assurance obligatoire de base permettant de mutualiser efficacement des coûts, chaque consomm'acteur devrait avoir le choix de son niveau d'assurance, que ce soit en termes de critère de défaillance ou de puissance disponible minimale garantie. A chacun ensuite d'arbitrer entre l'assurance complémentaire proposée par le réseau, celle d'un stockage sur son site, du V2G ou encore celle d'un stockage mutualisé.

Le stockage ne se développera que si la flexibilité a une vraie valeur. Or les surcapacités de production actuelles ne permettent pas aux autres sources de flexibilités de recevoir une rémunération suffisante. On préfère aujourd'hui faire appel à des centrales à charbon polluantes plutôt qu'à des batteries (ou de l'effacement). De plus ces centrales thermiques, une fois allumées, doivent fonctionner avec un régime minimum de puissance en attendant que le système en ait vraiment besoin (300MW par exemple pour les groupes de Cordemais). Ceci réduit d'autant l'espace de valorisation des autres ressources de flexibilité comme le stockage.

L'augmentation de la part capacitaire des tarifs (abonnement en fonction de la puissance souscrite) peut favoriser le développement du stockage derrière les compteurs pour optimiser les appels de puissances des sites. Mais aussi limiter les capacités de flexibilités aux dépends du réseau. Il peut être intéressant pour le système de disposer de flexibilités de fortes puissances, par exemple pour absorber un excès ponctuel d'énergie renouvelable. Bider la puissance par une part capacitaire désincitative du tarif empêche d'utiliser la pleine flexibilité du stockage.

L'Etat, les collectivités locales et les établissements publics devraient systématiquement considérer le vehicle-to-grid (V2G) lorsqu'ils électrifient leurs flottes de véhicules et lancent des appels d'offres pour des infrastructures de recharges. Ainsi ils feraient d'une pierre deux coups en décarbonisant leur flotte et en mettant les capacités de stockages de leurs véhicules aux services du réseau pour le bénéfice de la société toute entière, ce qui est directement en lien avec leur mission de service public.

Leurs sites nécessitant une alimentation de secours (ex : hôpitaux, data center) devraient systématiquement envisager les technologies de stockage comme alternative aux groupe électrogènes et mettre ces stockages aux services du système.

La CRE pourrait suggérer à l'Etat de s'inspirer du gouvernement britannique, qui ayant évalué les bénéfices pour le système du stockage distribués dans les véhicules électriques à 3,5 milliards de Livres par an à l'horizon 2040, a décidé d'en supporter le développement par un plan InnovateUK de 30 millions de Livres.

Le stockage peut apporter de la flexibilité à la hausse comme à la baisse. A ce titre il devrait légitimement bénéficier de certificats de capacités à la fois de production et d'effacement. S'il ne se recharge pas en période PP1, il devrait obtenir un certificat d'effacement. Si le stockage injecte sur le réseau en période PP2, il devrait obtenir un certificat de production.

Une étude d'impact sur les marchés de flexibilités du mécanisme d'interruptibilité permettrait d'analyser s'il ne restreint pas le marché potentiel des services que peut rendre le stockage.

Le marché du réglage tension aussi devrait être ouvert au stockage.

Bien que techniquement possible aujourd'hui, il ne faudrait pas exiger des renouvelables qu'ils fournissent de l'inertie et de la réserve primaire « gratuitement » alors qu'ils peuvent être apportés au système par du stockage avec des onduleurs grid forming.

Un vrai découplage des réserves primaires et secondaires, en révélant leurs vrais coûts pour les acteurs obligés devrait permettre au stockage de venir équitablement les concurrencer et ainsi réduire le coût global de ces réserves pour le système.

La simplification des exigences de mesures des services rendus par le stockage (i.e. comptage, mesure et vérification) devraient être étudiée avec par exemple, pour le stockage distribué et agrégé, la possibilité de méthodes par sondage, échantillonnage ou audits aléatoire plutôt que l'exigence systématique a posteriori d'une désagrégation complète.

Des taux de réfections plus favorables pour des raccordements intelligents encourageraient à utiliser du stockage derrière le compteur pour réduire l'exigence de dimensionnement du raccordement.