

Contribution d'ENERPLAN à l'appel à contributions de la CRE sur le stockage de l'électricité par batteries.

La Ciotat, le 28 Février 2019

En liminaire, le syndicat des professionnels de l'énergie solaire, remercie la Commission de Régulation de l'Energie d'avoir lancé cet appel à contribution. Comme la CRE, ENERPLAN considère que le cadre réglementaire ne doit pas freiner le développement du stockage de l'électricité. Ainsi, nous partageons pleinement les trois objectifs avancés par le régulateur :

- 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.

Au niveau mondial, le stockage connaît un rapide développement de ses performances et une baisse de ses coûts sur des dynamiques similaires à celle du photovoltaïque. D'après les prévisions de l'AIE, fondées sur les déclarations des industriels de 1^{er} rang, les prix devraient fortement baisser dans les années à venir avec le développement massif du véhicule électrique. Il est donc nécessaire d'anticiper cette évolution de compétitivité, où le stockage deviendrait un « *game changer* ». L'amélioration de la compétitivité des batteries, et l'apparition de volume significatif de batteries de 2^{nde} vie après leur usage mobile est ainsi à considérer.

Concernant la France, si nous partageons les objectifs poursuivis par la CRE concernant le stockage de l'électricité par batterie, nous constatons toutefois que le cadre réglementaire actuel (mécanismes de marché, structure tarifaire, etc.) ne permet pas de fournir les signaux prix adaptés, reflétant les coûts pour répondre aux besoins de flexibilité. Il existe aujourd'hui de réels blocages qui empêchent une participation à grande échelle du stockage d'électricité par batterie sur les marchés français de l'électricité (ZNI et France continentale métropolitaine). Ainsi, l'approche fondée sur le marché implique des règles du jeu équitables pour les nouvelles technologies par rapport aux technologies traditionnelles. Cela nécessite notamment que le stockage par batteries considéré comme actif de flexibilité, puissent obtenir un accès complet et non discriminatoire à toutes les sources de revenus disponibles pour les actifs de production traditionnels.

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 ?

Le stockage par batterie est un outil de flexibilité extrêmement polyvalent, qui peut répondre à différents besoins du système électrique en matière de flexibilité. Ainsi, les batteries sont des actifs de flexibilité, capables de fournir une gamme de services allant de l'inertie synthétique au déplacement de la charge réseau, en passant par la régulation de fréquence ou encore la gestion de la congestion (en injection comme en soutirage). Ces différents services peuvent être mis en œuvre simultanément (« empilement de services »), ou successivement sur la durée de vie de l'actif.

Les batteries associées à la production solaire variable et prévisible, vont contribuer à l'équilibre du réseau électrique, avec d'une part une meilleure prévisibilité de la demande, et d'autre part des services au réseau.

Les retours d'expérience au niveau international, montrent que les centrales électriques virtuelles avec stockage, peuvent créer autant voire plus de valeur que les actifs de production traditionnels, avec une valorisation équitable entre les différents moyens de production et de flexibilité.

Il est à noter que le stockage par batterie, doit être appréhendé dans ses deux dimensions (stationnaire ou mobile dans un véhicule électrique). Le développement d'une flotte de plusieurs millions de véhicules électriques, dont certains configurés pour rendre des services au réseau (VEtoG ; VEtoH), ainsi que le pilotage de leur recharge, va « banaliser » le stockage dans le système électrique. L'enjeu majeur est que le stockage puisse valoriser tout son potentiel de services au réseau. Le stockage par batterie pourra ainsi être mobilisé pour le déploiement de bornes de Recharge Solaires Intelligentes, qui visent à maîtriser les contraintes en soutirage tout en favorisant l'autoconsommation pour la mobilité et en participant aux services du réseau.

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 nous apparaît essentiel avant toute chose, d'une définition satisfaisante du stockage d'électricité (limitée à date à celle de l'arrêté du 7 juillet 2016) ; c'est un prérequis (définition au niveau législatif) comme celle comme également du statut de stockeur (en précisant les éventuelles incompatibilités avec celui du statut de gestionnaire de réseau).

Les obstacles au développement du stockage par batteries en France, peuvent être différents selon les segments de marché considérés (résidentiel individuel ; résidentiel collectif, tertiaire et industrie ; centralisé).

A. Résidentiel individuel (capacité de quelques kWh)

Concernant le marché du résidentiel, à date et compte tenu du prix de l'électricité (TRV et offre de marché), il y a peu/pas d'intérêt économique à investir dans la production PV avec stockage par batterie, pour maximiser son taux d'autoconsommation.

Cela alors que la structure actuelle des tarifs de l'électricité n'incite pas suffisamment les clients finaux à décaler leur consommation hors des périodes de relative contrainte du réseau (en période de pointe en de consommation). Les travaux qui vont s'engager avec le TURPE VI, devraient permettre de généraliser la mise en œuvre d'un signal tarifaire horaire.

En outre, il n'y a aucune valorisation économique des services de flexibilité qui pourrait être rendus de façon agrégée au niveau du réseau de distribution. Cette valorisation devrait bénéficier d'un cadre contractuel adapté et simple d'accès.

B. Résidentiel collectif, tertiaire et industrie (capacité <1 MWh)

La fourniture de service systèmes en réponse à la demande devraient être rendues possible au plus tôt pour ce segment. Une solution qui combine production PV locale, stockage et réponse à la demande) peut s'avérer compétitive pour le système électrique et pour l'investisseur. Il y a un intérêt manifeste à valoriser économiquement par le marché la mise en œuvre de tels services pour accélérer la transition énergétique, que devrait étudier la CRE.

Nous relevons ci-après les problèmes constatés pour faire aboutir cette valorisation :

- Restriction de la possibilité d'offrir des services combinés (réponse à la demande et ressource énergétique distribuée, comme le stockage) pour participer au marché de la réserve primaire (FCR). Ainsi l'agrégation de la réponse à la demande et la production (demand/response) ou celle du stockage devrait être autorisée dans un même périmètre (pool) ;

- Il n'y a pas encore de possibilité de participer au marché de la réserve de fréquence secondaire - aFRR - via la réponse à la demande et les ressources énergétiques décentralisées telles que le stockage d'énergie. Par ailleurs, la CRE devrait mettre fin à la participation obligatoire des grands producteurs à l'aFRR et aux prix réglementés qui y sont liés, afin de refléter des signaux d'investissement corrects et ne pas perturber l'équilibre du marché ;
- Le marché de la réserve tertiaire devrait lui aussi être ouvert aux portefeuilles de services combinés de réponse à la demande et aux ressources énergétiques décentralisées telles que le stockage d'énergie. La taille minimale de l'offre devrait par ailleurs être réduite à 1 MW ;
- Pour tous les marchés, les conditions d'éligibilité devraient être élaborées en fonction des objectifs et non des moyens, afin d'aboutir à des conditions d'accès au marché équitables pour toutes les technologies. En outre, une plus grande transparence des niveaux de prix et des offres attribuées (en termes de type de technologie) devrait être recherchée.

C. Centralisé (1 MW +)

Nous constatons que le stockage par batteries n'est pas traité de façon équitable vis-à-vis des actifs de production existants sur les marchés des services système.

Cela est particulièrement vrai sur le marché aFRR (réserve de fréquence secondaire), où la participation obligatoire des grands producteurs avec des prix réglementés, ne permet pas de délivrer un signal prix transparent, ni de refléter les bons niveaux d'investissement.

Est également questionnée la méthode de passation des marchés mFRR, avec des enchères annuelles, qui soulève des problèmes de transparence pour les acteurs indépendants qui n'ont pas d'information sur les technologies retenues.

Au-delà de la participation aux services système, sur ce segment de marché, le stockage par batteries peut se révéler être une alternative viable à la construction et/ou au renforcement du réseau de distribution, qui devrait être plus fréquemment étudiée. Ce sont des solutions qui peuvent être rapidement mises en service (quelques mois) pour pallier la construction de nouveaux ouvrages généralement complexe et longue à concrétiser. En outre, leur taille peut être ajustée au fil du temps en fonction des besoins actuels et futurs, ce qui est avantageux pour maîtriser le dimensionnement de l'infrastructure de transport et de distribution.

Aussi, la CRE devrait faciliter la création de conditions équitables pour les solutions alternatives au renforcement du réseau, et veiller à ce que les GRT et les GRD les évaluent de façon systématique, et mettent en œuvre des procédures d'appel d'offres quand la solution alternative avec stockage est plus économique que le renforcement du réseau.

Il y a lieu d'étudier en mode prospectif les contraintes qui vont survenir sur le réseau à moyen terme (< à 10 ans) pour étudier dès à présent la solution du stockage en alternative au renforcement ou la construction d'ouvrages.

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, ENEPRLAN partage pleinement les trois thématiques identifiées par la CRE, celles-ci représentent des conditions indispensables au démarrage du marché du stockage en France.

Il faudrait par ailleurs, que le cadre réglementaire définisse précisément le statut du stockage par batteries et garantisse que la participation à un marché puisse être cumulée avec d'autres services sur d'autres marchés, afin de renforcer et de diversifier les portefeuilles d'applications permettant aux opérateurs d'optimiser l'utilisation de leurs actifs. Ainsi, le stockage par batteries ne devrait pas entraîner de double imposition/taxation en raison de sa nature non génératrice d'électricité. Le stockage doit être reconnu comme un nouveau service / classe / actif en plus de la production, du transport et de la consommation traditionnels. Il doit devenir le 4ème pilier du système énergétique, en étant défini comme une unité de production, qui stocke et délivre de l'énergie comme principale source de revenus, tout en étant capable de fournir d'autres services.

Sur la structuration des marchés des services systèmes, si l'on veut qu'une agrégation de moyen de stockage puisse participer aux services systèmes tout en fournissant d'autres services au consommateur final (peak shaving, autoconsommation) il est nécessaire de revoir le design de marché en visant une granularité plus fine des produits ainsi qu'une diversité plus grande. A titre d'exemple, aujourd'hui, sur le marché du réglage fréquence, les produits de base sont un bloc de 1MW appelable à la hausse ou à la baisse en termes de puissance, avec un engagement hebdomadaire. Il faut pouvoir descendre à un pas journalier voir horaire, pour des blocs de base de 100kWc voire 10kWc avec des produits à la hausse (en puissance) et des produits à la baisse (en puissance). Cela assurera un marché plus large, plus liquide et plus fin dans son pilotage.

Comme le soulignait la CRE dans le document « Les réseaux électriques au service des véhicules électriques », d'octobre 2018, afin de favoriser le développement du véhicule-to-everything (V2X), les prescriptions techniques pour le raccordement des bornes de recharge bidirectionnelles à un réseau électrique devraient prendre en considération les caractéristiques spécifiques aux bornes de recharge et à la mobilité du dispositif de stockage (par exemple, celui-ci pouvant être chargé au travail et déchargé au domicile).

Enfin, il nous semble nécessaire de faire évoluer l'arrêté tarifaire du 9 mai 2017, qui prévoit que le couplage d'une installation de production avec un dispositif de stockage est possible uniquement si l'énergie stockée provient exclusivement de l'installation de production. Cela est limitatif, il conviendrait de revoir cette disposition.

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 ?

Concernant le déploiement de systèmes alliant photovoltaïque et stockage dans les ZNI, nous faisons ci-après deux propositions.

A. Systèmes diffus en autoconsommation avec stockage

Pour les systèmes en autoconsommation, il n'y a pas encore d'incitation à l'autoconsommation < à 100 kW. Alors que le ministère de la transition écologique prépare une incitation en mode guichet avec l'évolution de l'arrêté tarifaire, il conviendrait d'appréhender la valeur économique du stockage pour les systèmes électriques insulaires, qui tiennent compte de la gestion de l'énergie et de la gestion de la puissance. Le dispositif de soutien devrait ainsi favoriser un effacement optimal qui permettrait de limiter les investissements dans le système électrique (moyens de production et réseau) ;

La CRE devrait étudier l'intérêt pour le système électrique, d'un système d'autoconsommation permettant à un site de consommation de pouvoir gérer de façon permanente une partie de sa puissance et une partie de son énergie, et ce de façon économique. Ces systèmes nécessitent des dispositifs de pilotage intelligent des consommations et/ou de la batterie qui se développe de plus en plus notamment grâce aux développements du big data tant en termes de prévision de production photovoltaïque que de prévision de consommation.

Vu du système électrique, cette approche alliant gestion de l'énergie et de la puissance permet à la fois un effacement permanent d'une partie de la consommation du site concerné mais également un effacement permanent d'une partie de sa puissance de consommation vue du réseau. Ce dernier point est essentiel, avec cette gestion de la puissance appelée, l'autoconsommation aura un impact positif sur le réseau en réduisant la variabilité de la demande.

Ainsi, avec un effacement permanent (même de seulement 10%), l'impact pour le réseau est significatif tant en termes de sécurité d'approvisionnement que d'économie sur les besoins de renforcement / renouvellement du réseau électrique.

Cette autoconsommation PV avec stockage, au-delà de son impact local, aura un impact plus global dans une logique de déploiement foisonné de systèmes diffus. L'effet de foisonnement

et les impacts aux différentes échelles peuvent apporter des économies supplémentaires au système électrique qu'il conviendrait d'étudier et de valoriser le cas échéant.

Le « bac à sable réglementaire » devrait permettre de préparer la valorisation des services au réseau qui seraient contractualisés par EDF SEI. Cela permettrait de réduire à due proportion, le soutien public aux systèmes en autoconsommation avec stockage qui effaceraient de l'électricité carbonée. Dans un premier temps et à minima, ces systèmes devraient être rendus éligibles et valorisés parmi les actions de MDE des territoires d'Outre-mer. Ces systèmes, tenant compte de l'économie de CO₂ et des charges de service public au titre de la continuité territoriale, avec une valorisation des services au réseau, démontreront leur pertinence pour l'intérêt général.

A l'échelle de la métropole, un soutien à l'investissement dans le stockage assorti de certaines contraintes de fonctionnement dans une logique de « services système » permettrait également de fournir un cadre anticipant le déploiement massif du stockage dans une logique de soutien initial maîtrisé.

B. Systèmes de production PV centralisé avec stockage

Pour les systèmes de production PV centralisé, le dimensionnement du stockage s'inscrit systématiquement dans une logique visant à rendre pilotable une partie de la production (notamment via des puissances garanties en heure de pointe).

Il semble nécessaire de distinguer la problématique d'adéquation du profil de production PV avec le profil de consommation sur une ZNI, de celle de l'adéquation de la dynamique d'injection d'une centrale PV avec les contraintes d'un réseau.

Le premier sujet est directement traité avec des systèmes « PV & stockage » permettant de rendre en partie pilotable ces installations de façon à faire mieux coïncider les profils de production PV avec les profils de consommation sur une ZNI. Cependant, il n'est pas forcément nécessaire (voire pertinent) de mettre en place de tels systèmes : une solution avec des centrales PV d'un côté et des moyens de stockage distincts permettant de faire les reports adéquats d'énergie peut être envisagée (et permettre le cas échéant une meilleure optimisation par rapport à des contraintes réseaux de type congestion).

En revanche, on sait aujourd'hui que les dynamiques d'injection d'une centrale PV sont très contraignantes sur un réseau. Les systèmes de stockage utilisés pour « lisser » la production PV peuvent permettre de rendre acceptable cette production vue du réseau, sans forcément rentrer dans une mécanique de report d'énergie.

L'intérêt d'une telle approche est de permettre un développement plus optimal du PV centralisé dans les ZNI en optimisant le dimensionnement des installations « PV & stockage », notamment la partie stockage.

Cette approche doit permettre également de changer de perspective par rapport aux contraintes actuelles qui pèsent sur le déploiement du PV. Aujourd'hui, cette contrainte limite à 30% de la puissance maximale d'injection la capacité installée d'énergie renouvelable intermittente. Cette limite ne prend en compte que la contrainte réseau par rapport aux caractéristiques particulières des profils de production de ces énergies, notamment pour le PV. Cette contrainte ne considère pas l'optimisation économique du mix des ZNI dans une contrainte de réduction des gaz à effet de serre.

La CRE devrait expérimenter et évaluer la pertinence économique de systèmes « PV & stockage », où le système de stockage ne joue qu'un rôle de lissage de la production de façon à pouvoir renverser l'approche sur le dimensionnement du mix PV dans les ZNI en se basant uniquement sur l'analyse d'un optimum économique pour le réseau dans sa globalité compte tenu des caractéristiques technico-économiques des différents moyens de production existant.

Cette approche peut par ailleurs permettre de simplifier les systèmes d'appels d'offre en donnant par ailleurs une meilleure visibilité sur la durée volumes de déploiement.

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

ENERPLAN considère important le système d'appels d'offres établi par la CRE dans les ZNI pour les centrales photovoltaïques couplées à des systèmes de stockage par batteries. Cependant, la fréquence et le volume de ces appels d'offres devraient être augmentés afin de permettre à la filière de continuer à croître.

Il serait utile de pouvoir expérimenter également en métropole en associant les fournisseurs alternatifs qui sont exclus de la démarche du fait du monopole résiduel dans les ZNI.