

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

CONTRIBUTION DE RES

28.02.2019



INTRODUCTION

En tant qu'acteur incontournable de la transition énergétique en France, RES souhaite apporter sa contribution à la consultation lancée par la CRE sur le développement du stockage de l'électricité par batteries. Opérateur reconnu ayant déployé plus de 700 MW de capacité éolienne et solaire en France, RES est également un leader mondial dans l'intégration de systèmes de stockage par batteries, avec 270 MW construits à travers le monde.

Notre expertise s'étend sur toute la chaîne de valeur des projets de stockage, depuis l'origination jusqu'à l'exploitation, sur différentes applications telles que les services système et les projets hybrides PV-stockage. Dans des pays tels que les Etats Unis, le Royaume-Uni et l'Allemagne nous avons eu l'occasion d'accompagner utilities, régulateurs et opérateurs de réseaux dans la mise en place de projets et de la réglementation nécessaire pour faciliter leur insertion.

RES développe actuellement en France des projets de stockage par batteries orientés à la fourniture de services réseau et à la participation à différents mécanismes marché (capacité, ajustement...). Nous avons pu constater en première ligne les difficultés et les barrières réglementaires qui subsistent aujourd'hui pour un déploiement à grande échelle du stockage, tel qu'il a pu avoir lieu dans d'autres pays.

APPEL A CONTRIBUTIONS

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 batteries a tous les atouts pour devenir le principal vecteur de flexibilité du système électrique : flexibilité de service, polyvalence, modularité, facilité de déploiement, réactivité, rendement énergétique et coûts faibles parmi les options de flexibilité, avec un fort potentiel de diminution. Le développement du stockage par batteries apparaît comme un vecteur indispensable à l'atteinte des objectifs d'insertion des énergies renouvelables prévus dans la Programmation Pluriannuelle de l'Energie.

Les applications les plus pertinentes pour le système électrique français dans le contexte actuel semblent être les suivantes :

- Réserve primaire : le stockage par batteries devrait fournir plus de la moitié des besoins de la France d'ici 2025, voire la quasi-totalité en 2030.

- Gestion des congestions locales des réseaux de transport et distribution: de part sa facilité de déploiement, le stockage par batteries pourrait prendre une place très importante en tant que ressource pilotable adossée aux postes source pour minimiser le renforcement des réseaux nécessaire à l'accueil des EnR. Cela nécessitera la mise en place d'un cadre réglementaire et contractuel qui rémunère la capacité (et pas uniquement les activations effectives) et l'aspect géographique, c'est-à-dire la mise à disposition de flexibilités à un endroit spécifique du réseau.
- Marché de capacité : la contribution du stockage par batteries au marché de capacité devrait être grandissante à mesure que la baisse des coûts des batteries rend le stockage sur des durées plus longues (4h et plus) plus économique
- PV + stockage : avec la diminution du coût des batteries, le stockage intégré pourra fournir aux centrales PV une flexibilité de dispatch leur permettant de participer à la flexibilité du système électrique tout en améliorant leur rentabilité :
 - amélioration du prix capturé sur le marché (optimisation du M_0 pour les centrales sous complément de rémunération)
 - diminution des coûts de raccordement
 - revenus marché supplémentaires (capacité, services système)

Cependant, le développement d'aucune de ces applications n'aura lieu sans un cadre réglementaire adapté.

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).

RES se concentre actuellement sur le marché multi-MW. Sur ce segment, nous avons identifié les barrières suivantes :

1. Pas de définition du stockage dans la réglementation (code de l'énergie, règles des services système, procédures de raccordement, TURPE, taxation) :

Actuellement les centrales de stockage sont assimilées soit à des installations de production, soit à des installations soutirage. Cela implique :

- un double paiement du TURPE soutirage/injection ;
- deux conventions de raccordement soutirage/injection, avec les contraintes de chacune ;
- sans clarification particulière, le stockage paie la CSPE alors qu'il n'est pas consommateur final.

Il faudrait clairement définir l'objet stockage en tant que tel et compléter les codes le concernant afin de spécifier ses obligations.

2. Réserve primaire :

- Incertitude et instabilité des règles : les règles service système permettant la participation des batteries à la réserve primaire en France sont encore floues. Les critères de certification, de gestion de l'état de charge et les d'agrégation sont encore mal définis. Plus important encore, le process d'harmonisation des règles SOGL entre les différents pays de la zone de coopération FCR (bande de réserve 15/30min, etc), qui aura un effet rétroactif une fois en vigueur, fait peser des risques sur le dimensionnement des projets et sur leurs revenus futurs. Ces incertitudes empêchent d'accéder à des financements projet et enchérissent le coût du service.
- Valorisation du service : contrairement à d'autres marchés dans le monde (US notamment), le design de marché européen FCR ne valorise pas la rapidité de réponse de la régulation de fréquence par batteries, ce qui conduit les batteries à fournir un service supérieur à d'autres capacités sur ce marché à un prix équivalent.

3. Contractualisation long terme.

Comme les EnR, le stockage nécessite un investissement initial intensif avec de faibles coûts variables. L'absence de régimes contractuels long terme (5 ans ou plus) fait porter un risque financier très important qui freine le développement et augmente le coût du système pour les utilisateurs finaux. Des contrats multi-années sur les services système et sur les services de flexibilité, similaires à celui prévu pour le mécanisme de capacité (AOLT nouvelles capacités) permettrait un développement avec un coût de service optimisé pour les utilisateurs finaux.

4. Raccordement au réseau de distribution

Selon la réglementation actuelle (arrêté du 23 avril 2008), les installations de production raccordées au RPD ne doivent pas générer des variations volontaires de puissance de plus de 4 MW/min. Cette limitation s'applique donc aux installations de stockage, puisqu'elles sont considérées à la fois comme des installations de production et de soutirage par Enedis. Cette disposition limite fortement la possibilité de raccorder en HTA des installations de stockage fournissant de la réserve primaire et oblige à raccorder les installations directement au RPT, avec un coût souvent prohibitif. Cette disposition vise à respecter la qualité de service des autres clients raccordés au même point du réseau, notamment en termes de stabilité de tension. Or, les centrales de stockage par batteries sont systématiquement équipées de systèmes de contrôle (EMS) qui permettent de réguler la tension en adaptant leur injection/soutirage de réactif et donc de respecter le niveau de qualité de service visé.

5. Inégalité de traitement entre technologies de stockage :

Aujourd'hui seul le STEP bénéficie d'un régime d'abattement sur le TURPE. Le stockage par batteries en est de fait exclu. En tant qu'équipement contribuant à l'acheminement optimal

de l'électricité, le stockage pourrait être dispensé du TURPE, ou au moins soumis à un régime spécial.

6. Taxes locales :

Aujourd'hui la situation face à l'IFER n'est pas établie pour les projets de stockage. Cette incertitude oblige à faire des provisions dans les modèles d'affaires qui dégradent l'économie des projets. Il serait important de clarifier que les centrales de stockage ne seront pas soumises à l'IFER, et que la présence de stockage couplé aux centrales de production solaire et éolienne ne modifiera pas leur situation actuelle face à l'IFER.

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 thématiques.

Par « bons signaux de prix » nous entendons une garantie de revenus lisibles sur plusieurs années qui valorise l'aspect capacitaire et sécuritaire du stockage et reconnaisse les contraintes d'investissement associées.

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 ?

Plusieurs éléments du cadre réglementaire constituant aujourd'hui des barrières pourraient faire l'objet d'une expérimentation, à savoir :

- Exonération de la limitation des variations de puissance pour les installations raccordées en HTA (arrêté du 23 avril 2008), en mettant en place une solution technique au cas par cas qui garantisse plutôt le plan de tension (engagement de respect de $\pm 5\%$ de tension)
- Contractualisation d'une fraction de la réserve primaire à prix fixe sur plusieurs années, par appel d'offres avec un prix plafond inférieur au prix de marché actuel. Ce régime serait complémentaire au mécanisme de marché FCR, avec un système de complément de rémunération ex post similaire au système prévu pour l'appel d'offres nouvelles capacités du mécanisme de capacité.
- Exonération de la CSPE
- TURPE spécifique

- Réplication en métropole du régime ZNI par lequel les GRT/GRD peuvent contractualiser de services de flexibilité à hauteur des coût évités pour le système et répercuter ces coûts sur le TURPE.

Nous serions tout à fait intéressés par une participation à ces expérimentations sur un des projets de stockage que nous développons actuellement.

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

Nous souhaiterions souligner la nécessité d'avoir des expérimentations ouvertes à la concurrence et bénéficiant d'une publication suffisante afin que l'ensemble des acteurs du marché puisse en bénéficier.

CONTACTS

Francisco Varela

T : +33 (0)4 32 76 03 33

francisco.varela@res-group.com

Wael Elamine

T : +33 (0)4 32 76 71 98

wael.elamine@res-group.com