

Août 2022

Contribution de l'UFE aux questions posées en GT stockage organisé le 15 juin par RTE

Concernant les modèles économiques des projets actuels :

Quel est le modèle économique d'un actif de stockage dans le système actuel ? Quel modèle économique à horizon 3-5 ans ? Existe-t-il selon vous une ou plusieurs défaillances de marché (e.g. désalignement entre intérêt collectif et intérêt privé) qui conduiraient à pénaliser des projets de stockage pourtant pertinents pour la collectivité ?

Pour les STEP (et les usines hydroélectriques en général), qui sont des actifs intenses en capital et à durée de vie longue (plus de 75 ans), l'UFE souligne que l'absence de signaux économiques de long terme nuit au développement de nouveaux moyens.

S'agissant des batteries Lithium-ion, l'UFE rappelle que le modèle économique reste difficile à trouver en France métropolitaine notamment en raison d'incertitudes fortes qui demeurent :

- L'incertitude sur la durée de tenue de réglage primaire (15/30min) imposée aux Réservoirs à Énergie Limitée pour la tenue de la FCR entraîne des incertitudes sur le dimensionnement des batteries et de certains actifs hydroélectriques requis pour contribuer à la FCR ;
- La suspension par la CRE de l'AO aFRR est particulièrement néfaste au développement de projets de batteries. L'absence d'une feuille de route claire pour la reprise de la contractualisation de l'aFRR par appel d'offres ne permet pas aujourd'hui aux acteurs de se projeter sur ce marché, ce qui retardera le développement d'une offre concurrentielle susceptible de faire baisser le coût pour la collectivité.
- Il subsiste des complexités opérationnelles et réglementaires pour qu'une batterie puisse offrir sa capacité de stockage et d'équilibrage sur plusieurs marchés séquentiellement ou en parallèle et agrégée à d'autres moyens de production ou d'effacement. Il n'est par ailleurs pas permis actuellement de développer des installations hybrides stockage + ENR en permettant à la batterie de pouvoir à la fois stocker la production ENR et soutirer du réseau en disposant d'un schéma de raccordement et comptage ad'hoc pour tracer les flux d'énergie.

- Les écarts de prix intrajournaliers restent volatils et incertains. Bien que les prix soient attractifs aujourd'hui, les incertitudes sur leur évolution à moyen/long terme ne permettent pas de développer un modèle économique sur du report d'énergie entre les heures creuses et les heures les mieux valorisées.
- Enfin, les incertitudes sur les revenus viennent accroître les difficultés actuelles du secteur liées aux tensions sur les approvisionnements en matières premières (Lithium, cobalt, nickel, ...) qui complexifient le développement de projets de batteries en grevant sensiblement leurs CAPEX.

Existe-il un besoin de soutien pour amorcer le développement de certains types de projet et/ou permettre à la filière de gagner en maturité ? Comment le définiriez-vous ?

- S'agissant du stockage hydraulique, il reste un potentiel de développement non négligeable de STEP en France. La PPE prévoit d'engager des démarches pour le développement de stockage hydroélectrique, avec le développement de nouvelles stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) à hauteur de 1,5 GW à l'horizon 2030-2035. Cet objectif doit être maintenu et des appels d'offres pour de nouvelles STEP doivent être lancés pour répondre aux besoins du système. Outre l'utilité pour le système électrique, les STEP présentent également des externalités positives en matière de souveraineté (contribution à l'indépendance énergétique, et chaîne de valeur à 90 % européenne et très majoritairement française), de durabilité des ouvrages, et de retombées sociales (contributions fiscales et création d'emplois locaux), avec un impact environnemental maîtrisé. Il est donc essentiel que les développeurs puissent s'appuyer sur un signal économique de long-terme, que les marchés ne fournissent pas, pour déclencher les investissements dans ce type de moyen de stockage.
- La R&D et l'innovation doivent être encouragées pour permettre d'accroître la maturité et la compétitivité des technologies/leviers de flexibilité (dont le stockage) et permettre à la France de se placer sur ces leviers stratégiques. S'agissant du stockage par batteries électrochimiques, les efforts de R&D pourraient porter notamment sur les techniques de recyclage et sur les alternatives au lithium.
- Le développement de la production d'électricité avec stockage décentralisé (batteries) pourrait résoudre certaines problématiques locales liées par exemple au raccordement et accélérer l'émergence de projet faisant face à ce type de difficultés. Dans ce cadre, l'UFE invite à étudier l'opportunité d'une prise en compte de solutions de ce type dans les mécanismes actuels de soutien aux ENR.

Concernant les problématiques de sécurité d'approvisionnement pour les prochains hivers : Pour les hivers à venir, des technologies de stockage capables de tenir plusieurs heures (2h à 4h de stock) seraient susceptibles de répondre aux besoins du système.

- Au-delà du niveau de stock des batteries, l'UFE s'interroge sur la pertinence économique pour les hivers à venir d'un tel levier. L'enjeu de sécurité d'approvisionnement de ces hivers doit s'appréhender plus globalement que sur la question de la durée du stock des batteries en

définissant les besoins de stockage ou de flexibilité qui permettraient de répondre aux besoins du système à court-terme.

- Compte tenu des délais de construction de batteries (et sous réserve de disposer du foncier), il semble peu réaliste de compter sur la mise en service de nouvelles capacités de batteries sur l'hiver 2022/2023, en dehors des projets ayant fait l'objet d'une demande de raccordement auprès de RTE. Issues de nouveaux projets, le fonctionnement de batteries durant tout ou partie de l'hiver 2023/2024 pourrait s'envisager selon les conditions économiques.

Quels freins au développement de ce type de stockage voyez-vous aujourd'hui ?

L'UFE invite à se reporter aux points listés dans la réponse à la première question.

Quel business plan envisager pour ce type de stockage ?

Une batterie permet d'offrir plusieurs services au réseau et sur les marchés de l'énergie : FCR, aFRR, report de charge en journalier et infra-journalier, gestion des congestions réseau, valorisation de garanties de capacités, services-systèmes tension etc. Le business plan repose donc sur la participation simultanée à plusieurs de ces dispositifs et en agrégation avec d'autres actifs (production ENR, effacement...).

Quelles seraient les contraintes techniques à lever pour les développer à un horizon court ?

- L'UFE invite à poursuivre les discussions destinées à faire évoluer la réglementation pour autoriser, dans le cas particulier d'une batterie, la mise en place d'un service de décompte derrière une installation raccordée directement au réseau de distribution permettant de valoriser la batterie sur les marchés. Ce type de démarche simplifiée et très ciblée permettrait de faciliter l'émergence de capacités de stockage à court terme.
- Par ailleurs, l'émergence d'un cadre technique clair et pérenne pour le raccordement des projets de stockage est nécessaire afin que les investisseurs puissent avoir de la visibilité sur les caractéristiques techniques et donc les investissements à engager. Des évolutions sont notées dans la bonne direction avec l'élaboration d'un cadre spécifique pour le stockage non synchrone dans la Documentation Technique de Référence de RTE d'une part, et la prise en compte à venir du stockage dans le code de réseau européen RfG d'autre part.
- Le cadre réglementaire permettant l'agrégation de batteries diffuses ou avec d'autres actifs est en cours de construction mais fait face à des contraintes techniques notamment sur les systèmes d'informations des gestionnaires de réseaux. Cela retarde les possibilités d'agrégation qui est une des voies qui permet d'améliorer et sécuriser le modèle d'affaire des batteries et donc de favoriser l'émergence de projets.

Concernant le(s) futur(s) dispositif(s) AO Stockage :

Est-ce qu'il vous paraît pertinent de développer un dispositif/un lot AO Stockage et de définir leurs caractéristiques techniques par type de besoin identifié ?

- Les besoins de flexibilité doivent être objectivés de manière prévisionnelle (besoins infra-journalier, journalier, hebdomadaire, saisonnier...) sur les différents horizons temporels (court, moyen, long terme) afin d'éclairer les décisions des pouvoirs publics. En cas de besoin de développement, les pouvoirs publics devront veiller à activer les leviers en cohérence avec la nature des besoins et leur temporalité, dans un souci de minimisation du coût à court, moyen et long terme pour la collectivité ainsi que de prise en compte, dans le choix des solutions, de l'impact environnemental, des conséquences du changement climatique et de la soutenabilité des matières premières utilisées. En particulier, le stockage électrique doit être évalué et mis en œuvre en fonction des autres solutions potentiellement pourvoyeuses de flexibilité (interconnexions, pilotage de la demande, production d'électricité thermique décarbonée, complémentarités gaz/électricité ...).
- Avant d'envisager la mise en œuvre d'un mécanisme de soutien supplémentaire, et pour en apprécier la nécessité, son articulation avec les différents outils suivants doit être analysée en précisant respectivement les objectifs poursuivis et les contributions à la couverture des besoins de flexibilités :
 - Appel d'Offre Long-Terme adossé au Mécanisme de Capacité ;
 - Appel d'Offre Effacement.
 - Obligation de pilotage Heures Pleines/Heures creuses de l'ECS et des bornes de charges de véhicules électriques, associée à l'utilisation de tout le potentiel des compteurs linky ;
 - Signaux tarifaires EJP, Tempo, HP/HC du TRV, TURPE (facturation de la Pmax et découpage horo-saisonnier) ...
 - AO Flexibilités des Gestionnaires de Réseau, tenant notamment compte des travaux en cours de l'ACER.
- Dans ce cadre, dans sa réponse à la concertation de la DGEC du 16 décembre 2021, l'UFE demandait de préciser l'articulation de l'appel d'offres « stockage » avec l'appel d'offres long terme (AOLT) déjà existant, afin de clarifier le cadre réglementaire et d'investissement applicable aux installations de stockage. En particulier, les modalités de rémunération ne sont pas précisées dans le décret appel d'offres « stockage » ce qui ne permet pas à ce stade de comprendre le modèle économique sous-jacent. L'UFE appelle donc à clarifier le cadre de rémunération afin de donner de la visibilité aux acteurs.
- En cas de lancement d'un AO stockage, l'UFE souhaite que l'ensemble des capacités de stockage (les STEP comme les batteries) puissent y participer pour répondre aux besoins de flexibilité du système électrique français et européen.

¹ [Réponse de l'UFE à la concertation de la DGEC sur le projet de décret relatif à l'appel d'offre stockage, en application de la loi climat et résilience](#)

Quelles modalités de soutien envisager pour ce(s) AO Stockage(s) ? une rémunération à la capacité (au MW) vous semblerait-elle pertinente ? Quelle(s) durée(s) de soutien ? quel(s) niveau(x) de rémunération en fonction des types de services rendus?

- Si les pouvoirs publics venaient à confirmer leur volonté de mettre en place un AO Stockage, le soutien devrait porter sur une période suffisamment longue (7 à 10 ans pour les batteries, durées plus longues pour les STEP) à l'instar de l'AOLT ou de l'AO Gestion des congestions réseau de RTE pour la zone de Perquier. L'AO devrait également tenir compte de toutes les sources de rémunération (y compris gestion des congestions réseaux).

Faudrait-il conditionner la rémunération à la participation à un marché ou un mécanisme en particulier ? Si oui, le(s)quel(s) ? Par exemple :

- Une batterie qui serait contrainte de s'activer sur un seul service ou marché sans possibilité d'arbitrage induirait un modèle économique trop risqué pour le développeur de projet et ne serait pas optimal pour le système électrique. Il est donc nécessaire que le cadre réglementaire et le design des AO stockage ne contraignent pas in fine ces actifs à s'activer sur un unique service ou marché.
- Sans conditionner la rémunération d'un actif à la participation à un marché ou un mécanisme en particulier, il semblerait nécessaire que l'entité en charge de la rémunération puisse définir le niveau du soutien sur la base d'un modèle de valorisation multi-services (a minima FCR, aFRR, énergie j-1/IJ, capacité, congestions réseaux, avec et sans agrégation...)