

DOCUMENTS DE REPONSE DES ACTEURS

Réponses non confidentielles à la consultation publique
N°2022-04 du 21 avril 2022 relative à la révision de la
méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage
d'électricité dans les zones non interconnectées

Révision de la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

Date de la contribution : 01/06/2022

Introduction

nous nous souhaitons pas faire précéder nos réponses d'un propos d'introduction

Questions relatives au processus d'examen des projets de stockage

Question 1 : Êtes-vous favorable à l'évolution consistant à valoriser la fourniture du service de réserve rapide et du service d'arbitrage pour une même installation ? Identifiez-vous des difficultés sur le plan technique ?

Nous sommes plutôt favorables à cette évolution. Cependant, de notre point de vue, il est nécessaire d'intégrer plusieurs mesures à cette évolution :

- o La régulation de fréquence doit être prioritaire dans la logique de fonctionnement par rapport à l'arbitrage
- o Le fonctionnement dans un des deux modes ne doit pas induire de pénalités s'il induit un non-respect du cahier des charges pour l'autre mode de fonctionnement
- o Les cycles effectués en régulation de fréquence doivent être décomptés au même titre qu'en arbitrage.

De plus, il nous semble important :

- o D'assurer que la régulation de fréquence soit faite suivant une règle proportionnelle de $P=K*\Delta(f)$ et non pas un créneau discontinu.
- o Que les pénalités des modes « arbitrage » et « régulation de fréquence » ne s'ajoutent pas de manière directe. En maintenant un cap à 10% de la rémunération annuelle et en ajoutant à la formule de pénalité de l'arbitrage une nouvelle forme de pénalité pour de la réserve, le risque d'atteindre le seuil sera deux fois plus grand, ce qui va nuire à la compétitivité et à la banquabilité des projets. Autrement dit, pour un même capex, il faudrait fournir plus de services mais avoir plus de risques de pénalité. Donc deux options : soit des primes sont mises en place pour augmenter la rémunération en conséquence de l'augmentation du niveau de risque. Soit les impacts des pénalités sont diminués sur chacun des services pour garder un risque équivalent sur le projet.

Une autre option technique que nous proposons serait de cantonner la régulation de fréquence à un mode « secours » pour n'intervenir qu'en cas de chute forte de fréquence (49,4Hz par ex) pour ne pas trop perturber le mode arbitrage.

Question 2 : Sous réserve de faisabilité, la CRE étudie la possibilité de valoriser l'apport d'inertie intrinsèque des

ouvrages de stockage. Êtes-vous favorables à cette évolution ? Identifiez-vous des difficultés sur le plan technique ?

Nous sommes favorables à la valorisation de l'apport d'inertie intrinsèque des ouvrages de stockage.

Question 3 : Quelle est, en considérant l'ensemble des évolutions envisagées présentées dans ce document, la durée optimale entre l'annonce de l'ouverture d'une fenêtre de saisine et la date de clôture de celle-ci ? Pour quelles raisons ?

Le plus rapide possible au regard de l'ensemble des projets menés par AKUO et considérant que le délai moyen d'obtention d'un permis de construire est de trois mois. Il n'y a pas besoin de PTF non plus donc une période supérieure de trois mois ne nous semble pas nécessaire.

Question 4 : La détermination d'une priorité d'examen accordée aux technologies identifiées spécifiquement dans les PPE et les modalités de sa mise en œuvre vous paraissent-elles adaptées et opérantes ?

La détermination ainsi que la mise en œuvre de cette priorité d'examen ne nous semblent pas opérantes. Les projets priorités seraient sous valorisés à hauteur de 90 % des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter. Cela apparaît incohérent avec l'idée qu'ils soient priorités.

Question 5 : Les critères proposés pour la sélection des projets vous paraissent-ils adaptés pour obtenir une combinaison de projets optimale tout en conservant une méthode opérante, n'allongeant pas sensiblement les délais d'instruction ?

Les critères proposés nous semblent adaptés si le principe de « valeur marginale diminuant » est conservé (c'est à dire si les projets les plus économiques sont forcément désignés lauréats). En parallèle il nous semble essentiel qu'EDF fournisse les informations nécessaires afin de pouvoir dimensionner les projets à la taille suffisante au regard des besoins du réseau.

Questions relatives à l'évaluation des surcoûts de production évités prévisionnels

Question 6 : Avez-vous des remarques sur la détermination des surcoûts de production évités dans son ensemble ?

Après lecture de votre méthodologie de détermination des surcoûts de productions plusieurs remarques remontent de nos équipes :

- o La fourniture d'un modèle, où du moins de chiffres est-elle envisagée ?
- o Quels moyens seront prévus pour nous assurer qu'EDF nous transmettra les informations et qu'elles seront conformes à l'évaluation qui se fera pour l'Appel d'Offre en question ?
- o Quels sont les critères d'évaluation des services complémentaires ? Serait-il possible d'intégrer un pourcentage de la note si on propose un service en plus ou alors un bonus sous une autre forme ?
- o L'accès au projet de stockage prioritaire lauréat avant le nôtre est-il envisagé afin de pouvoir estimer la taille des projets de stockages que nous pourrions éventuellement proposer aux catégories non prioritaires ?

Question 7 : Les évolutions proposées relatives à la majoration du taux d'actualisation ($M=0$ dans le cas général) et associées aux hypothèses de modélisation vous semblent-elles pertinentes au regard des contraintes imposées ? Dans

le cas contraire, quelles seraient les justifications d'une majoration du taux d'actualisation ?

Nous n'avons pas de remarques à apporter sur ce sujet

Questions relatives à la détermination du coût normal et complet

Question 8 : Les modalités de détermination de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération vous semblent-elles adaptées, en particulier, au regard des évolutions envisagées sur les modalités de révision de la compensation ?

Nous sommes favorables à la suppression de la clause de révision

Question 9 : S'agissant du taux de rémunération, êtes-vous favorables aux modalités de détermination proposées ?

Nous n'avons pas de réponse à apporter sur ce sujet

Question 10 : Êtes-vous favorables aux modalités de prise en compte, de révision et de versement des coûts de démantèlement ?

Nous n'avons pas de remarques à apporter sur ce sujet.

Question 11 : Avez-vous d'autres remarques s'agissant de la détermination du coût normal et complet d'une installation dans son ensemble ?

Nous n'avons pas de remarques à apporter sur ce sujet.

Questions relatives aux modalités complémentaires liées à la détermination du niveau de compensation

Question 12 : Les évolutions des modalités de révision de la compensation vous paraissent-elles adaptées compte tenu du cadre spécifique applicable aux ouvrages de stockage, notamment la limite légale s'appliquant à la compensation ?

Considérant les fluctuations actuelles des prix et des taux de change, il paraît indispensable d'avoir une capacité de révision (clairement justifiée) de capex/opex pour y faire face. Aujourd'hui, il paraît impossible de faire sans cette capacité de révision en l'état actuel du marché où les équipementiers s'engagent sur le court voire le très court terme. Cela peut poser des problèmes conséquents à la révision des capex. Nous proposons d'autoriser cette capacité de révision pour des fluctuations de marché globales et appliquées à l'ensemble des projets, pour que cela ne vienne pas, a posteriori, fausser la compétition.

Question 13 : Le partage de risque proposé, s'approchant ainsi de celui des contrats d'obligation d'achat, vous semble-t-il adapté ? Sur la base de quelles justifications estimeriez-vous que ce partage de risque est inadapté ou que le modèle n'est pas à même de le refléter ?

Le partage du risque tel qu'exposé nous semble adéquat. Cependant nous souhaiterions que la C.R.E fournisse des Guidelines sur certains prix afin d'éviter des estimations de coût trop bas et donc des projets qui seraient lauréats mais qui ne seraient pas réalisable (exemple : coût de raccordement au km).

Nous vous soumettons également un point de vigilance concernant les délais de réponse aux Appels d'Offres en raison de la fluctuation des prix d'une année à l'autre.

Question 14 : Les modalités proposées vous semblent-elles adaptées pour inciter, d'une part, à la mise en service de l'ouvrage et, d'autre part, au respect du délai de mise en service ?

Les nouvelles modalités nous semblent adéquates. Cependant il nous semble capital de maintenir un délai supplémentaire en fonction des délais de raccordement et en fonction de certains délais administratifs pour avoir les autorisations de construction et d'exploitation.

D'autre part, nous proposons la mise en place d'un mécanisme de compensation en cas de non-respect du planning de raccordement par le gestionnaire de réseau. Celui-ci doit compenser les pénalités que le développeur paye pour faire attendre son contractant EPC et ses financeurs.

Question 15 : Les dispositifs d'incitation à la disponibilité et à la performance vous paraissent-ils adaptés ?

Nous souhaitons plafonner le malus à 100% de la PPG. Nous jugeons que c'est suffisant pour nous inciter à être disponible le plus longtemps possible et sur toute la durée de vie. Une centrale avec une durée de vie si courte se doit de garantir une exploitation sur toute la durée de vie car elle aura des engagements financiers avec ses prêteurs (banque ou investisseurs privés).

Pour les pénalités, nous aimerions avoir les coûts et les occurrences avant de répondre à l'Appel d'Offre. Nous souhaitons que la durée de la marche probatoire et des tests reste à la main du stockeur/porteur de projet.

Question 16 : Quelles seraient vos propositions pour inciter le stockeur à exploiter son installation sur l'ensemble de la durée du contrat ? Que pensez-vous de l'alternative consistant à imposer une pénalité ?

Les mécanismes incitatifs sont largement suffisants et la durée de vie des centrales étant courtes nous sommes liés à nos engagements bancaires dans la plupart des cas jusqu'à la fin de vie de la centrale donc nous n'avons aucun intérêt à arrêter le projet prématurément. Une pénalité en plus des deux premiers mécanismes ne serait donc pas nécessaire.

De plus, nous proposons qu'EDF s'engage sur l'utilisation des batteries. Avec la combinaison de deux services, sans détail sur ces derniers, il existe un risque de mal dimensionner les batteries puis les dégrader plus rapidement et finalement ne pas pouvoir tenir sur toute la durée du contrat.

Question 17 : Avez-vous d'autres remarques ou suggestions s'agissant des modalités complémentaires liées à la détermination de la compensation ?

Nous n'avons pas de remarques à apporter sur ce point.

Questions relatives au dossier de saisine

Question 18 : Êtes-vous favorables aux évolutions proposées pour la constitution du dossier de saisine ? (matrice des risques, justificatifs des coûts exposés et raccordement)

Nous sommes favorables aux évolutions concernant la justification des coûts exposés (plus de mise en concurrence, se serait bien si on pouvait se passer aussi de courir après la fourniture des devis) ainsi que sur le raccordement (plus de PTF donc) puisque ça va dans le sens de la simplification, favorable également pour la matrice des risques qui permettra de présenter nos contraintes et d'augmenter le taux de rémunération des capitaux si on arrive à justifier la prime de risque maxi.

Question 19 : Pourriez-vous nous indiquer, à titre d'indication et à titre confidentiel, le nombre de projets que vous envisagez de développer, le cas échéant, pour le prochain guichet ?

La réponse est confidentielle

Question 20 : Identifiez-vous d'autres éléments constituant le dossier de saisine qui pourraient faire l'objet d'une modification ?

Il nous semble important d'instaurer une mise à disposition des drafts des contrats d'achat en amont des appels d'offres afin de s'assurer que nos projets prennent en compte l'ensemble des spécificités requises.

**CONSULTATION PUBLIQUE N°2022-04 DU 21 AVRIL 2022
RELATIVE A LA REVISION DE LA METHODOLOGIE D'EXAMEN
D'UN PROJET D'OUVRAGE DE STOCKAGE D'ELECTRICITE DANS
LES ZONES NON INTERCONNECTEES**

REPONSES D'ALBIOMA AUX QUESTIONS POSEES

Question 1 : Êtes-vous favorable à l'évolution consistant à valoriser la fourniture du service de réserve rapide et du service d'arbitrage pour une même installation ? Identifiez-vous des difficultés sur le plan technique ?

Nous sommes d'accord pour mêler arbitrage et réserve primaire sous réserve de la fixation d'un plafond pour chaque cas.

Question 2 : Sous réserve de faisabilité, la CRE étudie la possibilité de valoriser l'apport d'inertie intrinsèque des ouvrages de stockage. Êtes-vous favorables à cette évolution ? Identifiez-vous des difficultés sur le plan technique ?

Nous sommes d'accord pour valoriser l'inertie mécanique (par opposition à l'inertie synthétique).

Question 7 : Les évolutions proposées relatives à la majoration du taux d'actualisation ($M=0$ dans le cas général) et associées aux hypothèses de modélisation vous semblent-elles pertinentes au regard des contraintes imposées ? Dans le cas contraire, quelles seraient les justifications d'une majoration du taux d'actualisation ?

Nous sommes favorables au fait de prendre $M = 0$ pour ne pas pénaliser les surcoûts évités futurs.

Question 12 : Les évolutions des modalités de révision de la compensation vous paraissent-elles adaptées compte tenu du cadre spécifique applicable aux ouvrages de stockage, notamment la limite légal s'appliquant à la compensation ?

Question 13 : Le partage de risque proposé, s'approchant ainsi de celui des contrats d'obligation d'achat, vous semble-t-il adapté ? Sur la base de quelles justifications estimeriez-vous que ce partage de risque est inadapté ou que le modèle n'est pas à même de le refléter ?

La suppression des mécanismes de révision de la compensation (révision des CAPEX, coûts de raccordement, clause de sauvegarde...) remet en cause les principes fondamentaux d'allocation des risques dans les contrats de gré-à-gré dans les ZNI, et n'est en tout état de cause pas cohérente avec la rémunération des risques reflétée dans la grille de taux proposée.

Question 14 : Les modalités proposées vous semblent-elles adaptées pour inciter, d'une part, à la mise en service de l'ouvrage et, d'autre part, au respect du délai de mise en service ?

Nous ne sommes pas favorables au fait de pénaliser les retards de mise en service compte tenu du contexte particulier des ZNI et des principes d'allocation des risques prévus dans les contrats de gré-à-gré pour ces zones / des taux de rémunération associés ; si des pénalités pour inciter au respect du délai de mise en service devaient cependant être introduites, il conviendrait de donner la possibilité au porteur de projet de bénéficier symétriquement d'une prime en cas de respect du délai de mise en service.

CONTRIBUTION DU CLUB STOCKAGE A LA CONSULTATION DE LA CRE SUR LA METHODOLOGIE D'EXAMEN DES PROJETS DE STOCKAGE DANS LES ZNI

DATE : 01/06/2022

REVISION : 0

PJ : 0

AUTEURS : GT « Réglementation » du Club stockage d'énergies – ATEE (Association technique énergie environnement)

CONTRIBUTION DU CLUB

Le Club Stockage de l'ATEE accueille favorablement la démarche de la CRE de revoir certains points de la méthodologie d'évaluation des projets d'ouvrage de stockage dans les ZNI au regard de l'expérience des cinq dernières années d'exercice de cette méthodologie. Il apprécie également l'opportunité de s'exprimer sur ces propositions afin d'identifier les éléments permettant un plus large développement et une pleine valorisation des capacités de stockage dans ces zones.

Avant tout, le Club regrette que seules les capacités de stockage d'électricité soient concernées par l'article L121-7 du code de l'énergie qui prévoit la prise en compte des coûts de ces ouvrages dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter. En effet, les installations de stockage thermiques, et en particulier le stockage de froid, constituent dans un certain nombre de ZNI un effacement indirect de consommation finale d'électricité qu'il conviendrait de soutenir au même titre que les ouvrages de stockage d'électricité.

Par ailleurs, en ce qui concerne le traitement des installations hybrides, qui par défaut sont décomposées en différentes installations (production EnR ou non/stockage/maîtrise de la demande), le Club tient à rappeler la pertinence d'un traitement dédié permettant de valoriser l'apport spécifique de ces installations au système électrique. A cet égard, l'élaboration et la mise en œuvre de modalités de raccordement et comptage *ad'hoc* permettant à l'installation de stockage à la fois de stocker l'énergie issue par exemple de la source ENR ET de soutirer l'électricité du réseau, afin d'optimiser son modèle d'affaire et de maximiser les services qu'elle peut rendre, représentent une création de valeur pour la collectivité et pour le système électrique. Le Club réitère son souhait de contribuer à ce chantier, aux côtés des gestionnaires de réseaux et fédérations de producteurs ENR, que ce soit en métropole ou dans les ZNI.

Question 1 : Êtes-vous favorables à l'évolution consistant à valoriser la fourniture du service de réserve rapide et du service d'arbitrage pour une même installation ? Identifiez-vous des difficultés sur le plan technique ?

Question 2 : Sous réserve de faisabilité, la CRE étudie la possibilité de valoriser l'apport d'inertie intrinsèque des ouvrages de stockage. Etes-vous favorables à cette évolution ? Identifiez-vous des limites sur le plan technique ?

Le Club est favorable à cette évolution qui reconnaît que les batteries peuvent rendre plusieurs services au réseau permettant d'éviter des surcoûts de production. En outre, la capacité des batteries à cumuler plusieurs services est au cœur d'un grand nombre de modèles d'affaires. Si aucune difficulté technique n'est identifiée à ce stade (*le fait de pouvoir stocker de l'électricité constitue de fait une forme d'inertie résiduelle équivalente en cas de rupture d'approvisionnement réseau – avec qui du reste va renforcer l'intérêt d'une possibilité de charge par le réseau des installations hybrides*), il apparaît néanmoins nécessaire que les règles concernant les interactions et interférences entre les services soient clairement précisées et publiées.

Question 3 : Quelle est, en considérant l'ensemble des évolutions envisagées présentées dans ce document, la durée optimale entre l'annonce de l'ouverture d'une fenêtre de saisine et la date de clôture de celle-ci ? Pour quelles raisons ?

Parmi les évolutions proposées par la CRE, la suppression de la demande de PTF de la liste des éléments exigés dans le dossier de saisine ne doit pas conduire à réduire la durée de la fenêtre de saisine. En effet, même en l'absence de demande de PTF, des échanges conséquents entre un porteur de projet et le GRD seront toujours nécessaires afin de construire le dossier et d'autre part, les délais nécessaires à l'obtention des autorisations administratives requises (*notamment pour : études d'impact, permis de construire, délais de chiffrages, délais d'autorisation ou déclaration d'exploiter, etc.*) ne doivent pas être négligés. Nous proposons par conséquent de conserver la durée actuelle proposée par la CRE.

Enfin, le calendrier défini par la CRE pour organiser la saisine lorsqu'un besoin de développement de nouveaux dispositifs de stockage est identifié doit répartir équitablement les délais entre d'une part les porteurs de projets et GRD pour la constitution des dossiers de saisine et d'autre part la CRE pour l'examen et la simulation des services rendus au réseau.

Question 4 : La détermination d'une priorité d'examen accordée aux technologies identifiées spécifiquement dans les PPE et les modalités de sa mise en œuvre vous paraissent-elles adaptées et opérantes ?

Le Club s'interroge sur les risques de monopolisation par une technologie des besoins de stockage dans un territoire donné et les liens entre l'identification des besoins dans les PPE et les fenêtres de saisine. La durée de chaque période de PPE, de 5 années, peut également masquer l'arrivée sur le marché de nouvelles filières technologiques qui pourront se révéler pertinentes.

Question 5 : les critères proposés pour la sélection des projets vous paraissent-ils adaptés pour obtenir une combinaison de projets optimale, permettant de générer le plus de valeur pour le système, tout en conservant une méthode opérante, n'allongeant pas sensiblement les délais d'instruction ?

Le Club est favorable à cette proposition dès lors que, comme expliqué plus haut, le délai d'instruction par la CRE est raisonnable au regard du temps accordé aux porteurs de projets pour la construction de leurs offres. Par ailleurs, si les principes décrits par la CRE pour l'évaluation des économies de charges de SPE sont recevables, il serait nécessaire de fournir aux acteurs davantage de précisions sur les critères de sélection et construction des combinaisons possibles de projets.

Question 6 : Avez-vous des remarques sur la détermination des surcoûts de production évités dans son ensemble ?

Question 7 : Les évolutions proposées relatives à la majoration du taux d'actualisation ($M=0$ dans le cas général) et associées aux hypothèses de modélisation vous semblent-elles pertinentes au regard des

contraintes imposées ? Dans le cas contraire, quelles seraient les justifications d'une majoration du taux d'actualisation ?

Le Club accueille très favorablement la possibilité de calculer les surcoûts de production évités pour deux années de référence au lieu d'une seule précédemment, ce qui permettra une meilleure évaluation des projets de stockage.

En ce qui concerne la détermination de la durée de vie de référence de l'installation, le Club souhaite favoriser le choix d'une durée de vie prévisionnelle par les porteurs de projet, tenant compte de l'étalement des investissements requis et leur connaissance des composants de l'installation. Il est bien entendu que la durée de 30 ans ne saurait être dépassée ni les principaux composants remplacés en cours de contrat.

Question 8 : Les modalités de détermination de l'assiette d'investissements donnant lieu à rémunération vous semblent-elles adaptées, en particulier, au regard des évolutions envisagées sur les modalités de révision de la compensation (cf. § 4.2) ?

Question 9 : S'agissant du taux de rémunération, êtes-vous favorables aux modalités de détermination proposées ?

Question 10 : Êtes-vous favorables aux modalités de prise en compte, de révision et de versement des coûts de démantèlement ?

Question 11 : Avez-vous d'autres remarques s'agissant de la détermination du coût normal et complet d'une installation dans son ensemble ?

Pas de remarque.

Question 12 : Les évolutions des modalités de révision de la compensation vous paraissent-elles adaptées compte tenu du cadre spécifique applicable aux ouvrages de stockage, notamment la limite légale s'appliquant à la compensation ?

Le Club n'est pas favorable à l'évolution des modalités de révision de la compensation dans la mesure où la non prise en compte de certains événements indépendants de la volonté du porteur de projets pourrait être à même de remettre en cause l'équilibre économique d'un projet. Ce serait notamment le cas d'une modification substantielle du TRV en cours de contrat, de même que d'une augmentation conséquente du coût des matières premières venant affecter les coûts de maintenance des ouvrages. Le Club souhaite donc i) ajouter la prise en compte des évolutions du TRV parmi les modalités de révision envisagées (au titre des contributions que la loi prévoit de répercuter) et ii) ne pas supprimer la révision des charges d'exploitation.

Question 13 : Le partage de risque proposé, s'approchant ainsi de celui des contrats d'obligation d'achat, vous semble-t-il adapté ? Sur la base de quelles justifications estimeriez-vous que ce partage de risque est inadapté ou que le modèle n'est pas à même de le refléter ?

Pas de remarque

Question 14 : Les modalités proposées vous semblent-elles adaptées pour inciter, d'une part, à la mise en service de l'ouvrage et, d'autre part, au respect du délai de mise en service ?

Le Club entend les préoccupations de la CRE quant au respect du délai de mise en service des installations et au besoin de disposer de leviers envers les porteurs de projets. Néanmoins, le Club n'est pas favorable à l'introduction de pénalités supplémentaires dans les cas où le retard à la mise en service serait

indépendant de la volonté du porteur de projet, et non seulement liés aux travaux de raccordement ou à des cas de force majeure, mais aussi les délais pour disposer des autorisations administratives (*permitting*).

Question 15 : Les dispositifs d'incitation à la disponibilité et à la performance vous paraissent-ils adaptés ?

Question 16 : Quelles seraient vos propositions pour inciter le stockeur à exploiter son installation sur l'ensemble de la durée du contrat ? Que pensez-vous de l'alternative consistant à imposer une pénalité ?

A nouveau, le Club entend le besoin de la CRE que les installations soient exploitées sur la durée du contrat et qu'un arrêt prématuré ne mette en difficulté le système électrique. Néanmoins, un déséquilibre économique important qui résulterait de la non-révision de la compensation (ainsi que le propose la CRE en partie 4.2) pourrait conduire à une telle situation, de manière indépendante de la volonté du porteur de projet. Auquel cas, l'application d'une pénalité ne paraît pas légitime ni pertinente. Il conviendrait donc de distinguer les situations afin d'identifier celles dans lesquelles l'arrêt du projet n'est pas directement imputable au porteur de projet.

Question 17 : Avez-vous d'autres remarques ou suggestions s'agissant des modalités complémentaires liées à la détermination de la compensation ?

Pas de remarque.

Question 18 : Êtes-vous favorables aux évolutions proposées pour la constitution du dossier de saisine ? (matrice des risques, justificatifs des coûts exposés et raccordement)

Le Club Stockage ne partage pas la conviction de la CRE que la suppression de l'exigence de la PTF dans le dossier de saisine viendra résorber le nombre important de demandes de raccordement lors des guichets et alléger la charge résultante pour le GRD. En effet, deux éléments doivent être rappelés : tout d'abord, afin d'évaluer le coût du raccordement qu'impliquera le projet et d'en indiquer une valeur pertinente dans le dossier qui servira de référence pour le calcul de la compensation, les porteurs de projet devront nécessairement échanger de manière rapprochée avec le GRD. Que ce dialogue soit ou non encadré par la procédure de demande de PTF, il représentera une charge de travail pour le GRD. Par ailleurs, la suppression de l'exigence de PTF dans le dossier ne réduira pas nécessairement le nombre de projets en file d'attente puisque dans l'espoir d'être retenus au guichet, les porteurs de projets seront désireux de « sécuriser » leur planning de raccordement en entrant en file d'attente avant même l'examen du projet par la CRE.

A l'inverse, le fait de supprimer la demande de PTF du dossier et de faire porter le risque d'évolution du coût du raccordement sur les porteurs de projet ne semble pas de nature à limiter les coûts des projets puisque ces derniers pourraient dès lors être conduits à se couvrir contre une hausse des coûts potentiels.

Conscient de la nécessité de trouver une solution permettant à la fois d'alléger les contraintes reposant sur le GRD tout en limitant les risques que devraient supporter les porteurs de projets, le Club souhaite contribuer à ce chantier prochainement. Une proposition pourrait être de créer un statut « file d'attente pour le guichet » avec sortie automatique de la file d'attente si le projet n'est pas retenu au guichet.

Question 19 : Pourriez-vous nous indiquer, à titre d'indication et à titre confidentiel, le nombre de projets que vous envisagez de développer, le cas échéant, pour le prochain guichet ?

Le Club Stockage laisse ses membres répondre individuellement à cette question le cas échéant.

Question 20 : Identifiez-vous d'autres éléments constituant le dossier de saisine qui pourraient faire l'objet d'une modification ?

Afin de donner de la visibilité aux acteurs de ces territoires et de lisser la charge du GRD, il serait pertinent de définir suffisamment en amont le calendrier des guichets et d'en fixer le rythme.

REPONSE D'EDF SA, EN TANT QUE PORTEUR DE PROJETS, A LA CONSULTATION PUBLIQUE N°2022-04 DU 21 AVRIL 2022 RELATIVE A LA REVISION DE LA METHODOLOGIE D'EXAMEN D'UN PROJET D'OUVRAGE DE STOCKAGE D'ELECTRICITE DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES

EDF SA répond dans ce document en qualité de porteur des projets développés en réponse à la question 19.

Il s'agit de projets spécifiques et adaptés au contexte local, avec des externalités positives multiples et complexes à prendre en compte qui vont au-delà de l'évaluation économique de ces projets. Ces projets ont également des durées d'instruction longues et nécessitent des investissements conséquents.

Au-delà des différentes remarques apportées dans ce document sur la méthodologie proposée par la CRE, qui globalement semble adaptée à l'évaluation de technologies concurrentielles type batteries mais pas à l'examen des projets de type STEP, EDF SA s'inquiète d'un risque de cannibalisation du potentiel de stockage par les batteries à l'issue de ce guichet et souhaite que la CRE arrive à tenir compte de la volonté politique exprimée dans les différentes PPE concernées de développer à plus long terme des projets de STEP en ZNI. EDF SA considère qu'une planification plus précise du développement des moyens de stockage dans les PPE est souhaitable, permettra de donner la visibilité attendue aux différents porteurs de projet et permettra ainsi de répondre pleinement aux objectifs poursuivis de développement énergétique de ces territoires.

1- PROCESSUS D'EXAMEN DES PROJETS DE STOCKAGE

Question 1 : Êtes-vous favorable à l'évolution consistant à valoriser la fourniture du service de réserve rapide et du service d'arbitrage pour une même installation ? Identifiez-vous des difficultés sur le plan technique ?

EDF SA est favorable à cette évolution.

Les caractéristiques des services de réserve rapide et d'arbitrage devront être explicités, ceux-ci pouvant être différents selon les besoins des systèmes insulaires. Considérant que la réserve rapide et le réglage de la fréquence permettent aux moyens de production thermique de fonctionner à l'optimum technique des machines en réduisant leur contribution aux réglages, la valorisation des services doit comptabiliser les gains de consommation de combustible et de réduction des usures (donc des maintenances) des machines. Spécifiquement pour les usines hydrauliques, qui bénéficieront également de ces effets bénéfiques, une valeur de l'eau doit être retenue pour la gestion des ouvrages capacitifs (barrages) afin de permettre de valoriser le placement de la production additionnelle permise par l'insertion du stockage.

Question 2 : Sous réserve de faisabilité, la CRE étudie la possibilité de valoriser l'apport d'inertie intrinsèque des ouvrages de stockage. Êtes-vous favorables à cette évolution ? Identifiez-vous des difficultés sur le plan technique ?

EDF SA est également favorable à cette évolution qui permettra de valoriser ce service apporté par les STEP. Ce fonctionnement permettra de mieux positionner le point de fonctionnement des centrales de production et ainsi gagner en rendement pour les installations du parc thermique existant. Il importe de veiller à ce que la valorisation de ce service tienne compte de ce paramètre, y compris en substitution d'une production hydraulique capacitive.

La définition de "l'inertie intrinsèque" semble toutefois à préciser. Tel qu'EDF SA le comprend, il s'agirait là d'inertie apportée du seul fait du fonctionnement des ouvrages (machines tournantes).

Question 3 : Quelle est, en considérant l'ensemble des évolutions envisagées présentées dans ce document, la durée optimale entre l'annonce de l'ouverture d'une fenêtre de saisine et la date de clôture de celle-ci ? Pour quelles raisons ?

EDF SA comprend que cette durée se décompose suivant les quatre jalons principaux suivant :

- 1- Annonce de l'ouverture d'une fenêtre de saisine : la délibération de la CRE sur la méthodologie d'examen des projets de stockage pourrait ainsi être pour la CRE l'occasion de communiquer une première fois sur les dates de dépôts des dossiers candidats
- 2- Ouverture de la fenêtre de saisine : à partir de cette date les candidats déposent leurs dossiers auprès des services de la CRE
- 3- Clôture de la fenêtre de saisine : date limite de dépôt des dossiers candidats
- 4- Sélection des dossiers, choix des projets retenus et signature d'un contrat de gré à gré.

EDF SA considère ainsi que la durée optimale entre les jalons 1 et 2 doit permettre aux différents projets de candidater dans de bonnes conditions. Dans le cas des projets de STEP portés par EDF SA, les temps de développement sont longs et peuvent prendre plusieurs années. Cette durée pourrait ainsi être adaptée à chaque territoire en fonction de l'urgence à déployer de nouvelles solutions de stockage et de la capacité des porteurs de projets à déposer leurs offres, STEP comprises, dans les délais.

Ensuite il importe de noter que les prix obtenus à l'issue de l'appel d'offre ne peuvent être garantis dans la durée, les offres ayant une durée de validité limitée. Ainsi le temps entre le dépôt des dossiers et la sélection des propositions (durée entre les jalons 2 et 4) doit être adapté pour tenir compte de la durée de validité limitée des offres.

Question 4 : La détermination d'une priorité d'examen accordée aux technologies identifiées spécifiquement dans les PPE et les modalités de sa mise en œuvre vous paraissent-elles adaptées et opérantes ?

EDF SA est favorable à la proposition de la CRE de prioriser l'examen des projets / des technologies en cohérence avec les orientations retenues dans les PPE. Toutefois EDF SA remarque que cette

proposition n'est aujourd'hui pas totalement opérationnelle dans la mesure où les PPE actuelles ne distinguent qu'exceptionnellement les différentes technologies de stockage à développer. Dans l'attente de l'aboutissement de projets de révisions de PPE ou de futures PPE, prenant en compte cette nouvelle méthodologie d'examen de la CRE, EDF SA considère que la CRE devrait consulter sans tarder les territoires sur leurs orientations en matière de stockage, afin de mettre en œuvre sa priorité d'examen sur cette base.

En revanche, EDF SA ne soutient pas la proposition de la CRE de ne compenser que partiellement les surcoûts de production évités par les projets bénéficiant d'une priorité d'examen. Le choix pour un territoire d'une technologie privilégiée, répond à des enjeux locaux et sociétaux qui lui sont propres. La proposition de la CRE revient mécaniquement à réduire les chances de réalisation de tels projets pourtant retenus par la PPE alors que ce sont les projets les plus risqués et les plus structurants à moyen et long terme pour le territoire avec des enjeux qui dépassent largement les seuls services rendus au système électrique.

Question 5 : Les critères proposés pour la sélection des projets vous paraissent-ils adaptés pour obtenir une combinaison de projets optimale, permettant de générer le plus de valeur pour le système, tout en conservant une méthode opérante, n'allongeant pas sensiblement les délais d'instruction ?

Il faut tenir compte des durées de vie d'exploitation des équipements. La méthode ne doit pas désavantager un projet capitalistique à échéance très longue, au profit d'un projet de moindre envergure de moyen terme. L'actualisation a tendance à écraser les gains et les coûts à 30-40 ans, ce qui pénalise les projets capitalistiques à long terme.

Enfin la manière d'assembler les projets doit être précisée et portée à connaissance des porteurs de projet. En l'état, les incertitudes sur la durée de vie des projets considérés, sur leur ordonnancement dans la ou les combinaisons étudiées et sur leurs natures rendent la méthodologie peu lisible.

2- EVALUATION DES SURCOUTS DE PRODUCTION EVITES PREVISIONNELS

Question 6 : Avez-vous des remarques sur la détermination des surcoûts de production évités dans son ensemble ?

Le plafonnement de la durée d'analyse des projets à 30 ans est de nature à introduire un biais en défaveur des solutions les plus durables dont la valeur résiduelle est a priori importante (ex. les STEP) au profit des solutions de moindre durée de vie (ex. les batteries), dont la valeur résiduelle peut être faible (coûts de réinvestissements, déclassement et recyclage importants). Afin de capturer les effets de seuil et tendances de long terme, nous recommandons d'évaluer les coûts évités pour chacune des années de la durée de vie du projet ; ou à défaut a minima tous les 5 ans en ciblant les années charnières pour l'évolution du système électrique.

Question 7 : Les évolutions proposées relatives à la majoration du taux d'actualisation (M=0 dans le cas général) et associées aux hypothèses de modélisation vous semblent-elles pertinentes au regard des contraintes imposées ? Dans le cas contraire, quelles seraient les justifications d'une majoration du taux d'actualisation ?

Le taux de majoration M peut être une manière, imparfaite, de modéliser la perte de performance du projet sur la durée du contrat. Il convient de préciser en amont si les performances du projet doivent être garanties tout au long de la durée du contrat ou si une réduction des performances (comme fréquemment observée pour les batteries), liée à la technologie est acceptée. Dans le 1er cas, la majoration n'est pas utile. Dans le 2nd cas, si la perte de performance n'est pas modélisée ailleurs, le taux de majoration est un moyen de la modéliser. Dans tous les cas il est nécessaire que la règle du jeu soit énoncée dès le début.

3- DETERMINATION DU COUT NORMAL ET COMPLET

Question 8 : Les modalités de détermination de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération vous semblent-elles adaptées, en particulier, au regard des évolutions envisagées sur les modalités de révision de la compensation (cf. § 4.2) ?

EDF SA juge que ces évolutions envisagées ne sont pas adaptées.

Ne pas rémunérer les études qui permettent pourtant de sécuriser le projet, ne rémunérer que sur la base d'un budget ex ante, exclure des cas de révision (déjà peu accessibles) ne sont pas au bénéfice de la maîtrise des charges de service public de l'énergie. Cela aura pour effet d'orienter les projets vers des solutions clef en main, avec un transfert des risques aux entreprises qui se couvriront avec les prix pratiqués. Ainsi le dispositif se privera des opportunités de gains qu'un investisseur industriel pourrait capter. Ce mécanisme pénalisera prioritairement les projets capitalistiques, nécessitant des études conséquentes pour limiter les incertitudes. Ce dispositif ne favorise pas suffisamment les compétences et le savoir-faire d'un exploitant reconnu, et ouvre la porte à des investisseurs purement financiers pouvant ne pas donner toutes les garanties de qualité d'exploitation dans la durée.

Question 9 : S'agissant du taux de rémunération, êtes-vous favorables aux modalités de détermination proposées ?

EDF SA ne peut pas se prononcer à date sur la pertinence de ce cadre de rémunération car il y a encore trop d'inconnues pour se prononcer sur ses projets.

Question 10 : Êtes-vous favorables aux modalités de prise en compte, de révision et de versement des coûts de démantèlement ?

EDF SA considère que les orientations de la CRE ne sont pas adaptées aux cas des technologies à durée de vie longue, comme les STEP.

Les actifs à durée de vie longue sont en effet pénalisés par la méthodologie proposée par la CRE qui ne tient pas compte de la durée de vie réelle des ouvrages et retient une durée d'analyse maximale de 30 ans. En effet, les coûts de tels projets sont en général plus élevés que ceux d'un actif à vie courte, et les bénéfices qu'ils apportent ne seraient pas calculés sur l'ensemble de leur durée de vie. De plus, les projets comme les STEP, ont en général une valeur résiduelle au-delà de la durée du contrat dont il conviendrait également de tenir compte.

L'intégration de coûts de démantèlement pour une STEP au terme du contrat viendrait renchérir les coûts des projets, alors même que ce démantèlement n'aurait pas de sens, ni économique, ni énergétique à cette échéance.

Question 11 : Avez-vous d'autres remarques s'agissant de la détermination du coût normal et complet d'une installation dans son ensemble ?

EDF SA souhaite insister sur les points suivants :

- Il n'est formellement pas exact de considérer qu'une STEP n'aurait plus de valeur à l'issue d'un contrat de 30 ans. Techniquement les équipements seront toujours fonctionnels. Pour rappel les installations hydroélectriques ont une durée de vie de plus 75 ans.
- Concernant les indices de révision des coûts variables hors coûts d'achat d'électricité, il faudrait trouver un indice caractéristique des situations dans les DROM qui viendrait corriger les indices métropolitains retenus. EDF SA fait remarquer que les coûts variables sont aussi fonction du nombre de cycle arrêt / démarrage, pas uniquement du volume d'énergie injecté et soutiré.
- La double taxation au niveau des usages système intermédiaires et au niveau de la consommation finale tend à induire une perte d'efficacité économique. Les kWh soutirés pourraient notamment être exonérés de tout ou partie des taxes par exemple à hauteur des kWh réinjectés sur le réseau.
- Enfin pour les projets dont la réalisation dépendra des conditions météo, ce qui est généralement le cas dans les ZNI, le planning du chantier peut être très perturbé et largement modifié. Une rémunération basée sur un planning ex ante aura pour effet probable d'avoir des plannings allongés. Comme pour les coûts des marchés, cette posture aura pour effet d'allonger les plannings, d'augmenter les malus et d'entamer la rémunération des porteurs de projets.

4- MODALITES COMPLEMENTAIRES LIEES A LA DETERMINATION DU NIVEAU DE COMPENSATION

Question 12 : Les évolutions des modalités de révision de la compensation vous paraissent-elles adaptées compte tenu du cadre spécifique applicable aux ouvrages de stockage, notamment la limite légale s'appliquant à la compensation ?

Non ce n'est pas adapté pour des investissements de type STEP, qui ne se différencient pas d'un projet de réalisation de moyens de production du point de vue des risques. Sans être une force majeure, des événements climatiques, des tensions sur les approvisionnements, des aléas de chantier peuvent induire du retard sur le planning, donc sur les coûts. Durant la vie de l'équipement une réglementation nouvelle, typiquement relative à la sécurité des ouvrages hydrauliques ou relative à l'environnement, peut nécessiter des dépenses non prévues initialement. Ainsi supprimer les possibilités de révision n'est pas adapté.

Question 13 : Le partage de risque proposé, s'approchant ainsi de celui des contrats d'obligation d'achat, vous semble-t-il adapté ? Sur la base de quelles justifications estimeriez-vous que ce partage de risque est inadapté ou que le modèle n'est pas à même de le refléter ?

Non le partage de risque pour des projets de type STEP avec une forte composante Génie Civil et Electro-Mécanique, n'est pas adapté. Ce sont des chantiers difficiles, réalisés dans des conditions complexes. Les pratiques métier, sauf à opter pour un marché de réalisation "clef en main" tirant exagérément les prix vers le haut, consistent à provisionner des risques sur le projet. Ainsi le budget réalisé du projet est toujours supérieur au budget "best estimate" retenu pour la contractualisation avec les prestataires. La performance consiste à contenir les aléas dans l'enveloppe provisionnée. Or le mécanisme proposé ignore cette réalité.

Question 14 : Les modalités proposées vous semblent-elles adaptées pour inciter, d'une part, à la mise en service de l'ouvrage et, d'autre part, au respect du délai de mise en service ?

EDF SA partage le souhait de la CRE de voir les projets se concrétiser dans le respect des dates envisagées de mise en service. Toutefois, selon le type de technologie et l'avancement du projet au moment du guichet, l'engagement sur une date ferme de mise en service devrait être différencié, et davantage de souplesse devrait être accordée aux projets dont les durées de réalisation sont les plus longues et les plus dépendantes de facteurs exogènes.

Question 15 : Les dispositifs d'incitation à la disponibilité et à la performance vous paraissent-ils adaptés ?

La proposition de la CRE est, sur le fond, parfaitement asymétrique, en insistant essentiellement sur les incitations punitives, l'investisseur ne pouvant que se trouver en défaut. Le bonus n'est pas défini

et ne donne pas confiance dans la volonté de le rendre attractif. La pénalisation à hauteur de 100 % de la PPG paraît excessif puisque qu'il n'y a pas de limite dans le temps.

Question 16 : Quelles seraient vos propositions pour inciter le stockeur à exploiter son installation sur l'ensemble de la durée du contrat ? Que pensez-vous de l'alternative consistant à imposer une pénalité ?

EDF SA propose de rééquilibrer la rémunération dans le temps. Une incitation positive serait d'augmenter le bonus pour une même performance sur la fin de contrat, gage d'une exploitation de qualité dans la durée.

Question 17 : Avez-vous d'autres remarques ou suggestions s'agissant des modalités complémentaires liées à la détermination de la compensation ?

Le traitement des coûts échoués favorise les projets au développement court et nécessitant peu d'étude. Or le développement d'une STEP peut être long et nécessiter de nombreuses études. À partir du moment où une STEP serait retenue dans la PPE, les études devraient pouvoir être prises en compte.

Les dispositions relatives aux essais après maintenance lourde méritent d'être éclairées et précisées.

5- DOSSIER DE SAISINE

Question 18 : Êtes-vous favorables aux évolutions proposées pour la constitution du dossier de saisine ? (matrice des risques, justificatifs des coûts exposés et raccordement)

Justificatif des coûts exposés :

EDF SA réitère ses remarques précédentes quant aux spécificités des projets de STEP qu'elle développe et qui ne semblent pas pouvoir être correctement traitées dans le cadre du guichet envisagé par la CRE :

- Pour un projet de type STEP, la validité des prix des offres n'est pas compatible avec la durée d'analyse du dossier dans le cadre du guichet.
- Compte tenu des montants en jeux, EDF SA sera soumis pour la sélection de ses prestataires au respect des règles de la commande publique). L'allégement proposé ne pourra donc pas bénéficier à EDF SA qui se retrouverait par conséquent désavantagé par rapport aux autres projets présentés dans le guichet.

Raccordement et avancement du projet :

Au cas particulier de la proposition de la CRE pour les STEP de disposer a minima d'un pré-cadrage environnemental pour pouvoir déposer un dossier de saisine, EDF SA y est favorable mais tient à rappeler les limites de ce pré-cadrage dans la mesure où :

- D'une part il ne lie pas l'administration qui le délivre, ce qui ne permet pas d'avoir d'assurance réelle sur la faisabilité du projet, ni sur ses coûts environnementaux finaux.
- D'autre part, ce dispositif n'existe aujourd'hui que pour les appels d'offres pour le développement de la petite hydroélectricité en métropole continentale. Le dispositif devrait donc être adapté aux ZNI et aux spécificités des STEP, ce qui nécessiterait sans nul doute des délais de mise en œuvre et d'apprentissage.

Enfin, EDF SA juge qu'il est très probable que les porteurs de projet ne souhaiteront pas porter ce risque et demanderont au gestionnaire de réseau une PTF ou équivalent pour sécuriser leur dossier et le montant du financement.

Question 20 : Identifiez-vous d'autres éléments constituant le dossier de saisine qui pourraient faire l'objet d'une modification ?

L'évaluation du dossier de saisine nécessite la détermination des coûts évités en relation avec le projet. La méthode d'évaluation retenue par la CRE et le gestionnaire de système doit être publique, en particulier celle retenue pour valoriser les services et placer le programme de marche. Pour des objets innovants et complexes, comme une STEP, aux services et avantages multiples, un dialogue entre le porteur de projet, le GRD et la CRE doit être prévu afin que la définition du projet puisse être la plus adaptée aux attentes du système.

L'évaluation doit tenir compte de l'ensemble des bénéfices apportés par le projet, pour la CSPE, pour le réseau, et plus largement pour le territoire (infrastructure, co-développement, gestion de la ressource en eau, indépendance du territoire, emploi, etc.).

**REPONSE D'EDF SEI, GESTIONNAIRE DE RESEAUX, A LA CONSULTATION PUBLIQUE N°2022-04
DU 21 AVRIL 2022 RELATIVE A LA REVISION DE LA METHODOLOGIE D'EXAMEN D'UN PROJET
D'OUVRAGE DE STOCKAGE D'ELECTRICITE DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES**

EDF SEI répond en qualité de gestionnaire du système électrique de Corse, de l'île de la Réunion, de la Guyane ainsi que des îles de la Martinique et de la Guadeloupe. Les PPE de chacun de ces territoires ont toutes à cœur de créer les conditions favorables à la réalisation de la transition énergétique et écologique, notamment en planifiant des développements importants des énergies renouvelables et des actions de maîtrise de la demande en énergie pour accompagner la croissance, parfois forte, de la consommation.

EDF SEI est partie prenante de ces décisions en produisant certains documents d'analyse clés pour éclairer les décideurs sur leurs choix énergétiques. Les bilans prévisionnels, réalisés et mis à jour annuellement pour chaque territoire, indiquent ainsi les besoins de puissances ou de flexibilités à court ou moyen terme pour accompagner les évolutions du mix énergétique des territoires et continuer d'exploiter ces systèmes électriques en sécurité. Le développement de nouvelles capacités de stockage pourrait ainsi s'avérer pertinent à plusieurs titres et permettre de rendre différents services aux systèmes électriques des ZNI :

- Des services dits d'arbitrage de l'équilibre offre/demande, permettant de déplacer les pics de consommations vers les heures les moins chargées de la journée. La valorisation de ce service repose sur les économies de combustible réalisées et sur les économies d'investissement réalisées par rapport à un scénario dans lequel ces arbitrages n'auraient pas lieu et où des moyens de production supplémentaires seraient nécessaires pour assurer l'équilibre offre/demande en électricité.
- Des services de réserve rapide : la sécurité d'exploitation des systèmes électriques passe par la constitution de marges de réserve. La participation d'une installation de stockage à ce service pourrait permettre de libérer de la puissance disponible sur d'autres moyens de production déjà démarrés.
- Des services d'inertie : certaines installations de stockage pourraient contribuer à sécuriser l'exploitation du système électrique en apportant de l'inertie, soit via des machines tournantes, soit, peut-être dans un futur proche, via de l'électronique de puissance pilotée en source de tension (capables de générer elles-mêmes l'onde de tension, grid-forming en anglais).
- Des services réseaux en permettant de lever certaines congestions présentes et futures identifiées par le GRD.

EDF SEI accueille donc favorablement l'annonce d'un prochain guichet stockage pour les ZNI dans la mesure où la sélection des projets retenus par la CRE permettra d'améliorer le fonctionnement en sûreté des systèmes électriques et contribuera à diminuer les charges de SPE.

EDF SEI invite toutefois la CRE à la prudence dans la sélection des différents projets candidats qui se présenteront dans la mesure où le potentiel de stockage identifié résulte d'une modélisation, parfois imparfaite, du comportement et de l'évolution des systèmes électriques des ZNI qui pourrait s'écarter de la réalité de leur gestion opérationnelle. EDF SEI privilégie ainsi une approche pragmatique de mise en œuvre de ces guichets, en les découpant par territoires, en fonction par exemple de l'urgence à les déployer ou des gains anticipés de charges de SPE, et, pour chaque territoire, en les découpant dans le temps avec à chaque fois un volume maximal de projets hors PPE à développer. Cette approche permettrait à la fois de lisser la charge de travail du GRD en lui permettant de conduire correctement

ses analyses d'impact et répondre aux nombreuses demandes de raccordement qu'il recevra inévitablement, et de bénéficier des premiers retours d'expériences sur l'utilisation effective des différents services valorisés pour sécuriser les économies de charges de SPE projetées.

Enfin, le traitement de toutes les technologies de stockage au sein d'un guichet unique porte le risque, en cas d'acceptation d'un volume trop important de projets dès ce guichet, d'entraver la réalisation future d'ouvrages de stockage de plus grande ampleur (notamment STEP) en réduisant significativement leur potentiel économique de valorisation. Cette situation semble sous-optimale à la fois du point de vue du GRD car il le prive du développement de certains services systèmes (inertie notamment) et du point de vue de la collectivité qui pourrait voir dans le développement de telles installations d'autres externalités non purement financières de développement de leur territoire. Il apparaît ainsi important pour la CRE de bien calibrer les volumes de projets qu'elle retiendra à l'issue des différents guichets pour préserver l'espace économique futur de tels projets et permettre aux PPE de jouer pleinement leur rôle de planification politique et énergétique.

1- PROCESSUS D'EXAMEN DES PROJETS DE STOCKAGE

Question 1 : Êtes-vous favorable à l'évolution consistant à valoriser la fourniture du service de réserve rapide et du service d'arbitrage pour une même installation ? Identifiez-vous des difficultés sur le plan technique ?

Le GRD est favorable à cette proposition qui permettra de mieux représenter la valeur complète du stockage et de tenir compte des évolutions projetées des besoins du système électrique au fur et à mesure du déploiement des PPE.

Le GRD devra travailler sur la manière d'adapter et de sélectionner le service à rendre en temps réel en fonction des besoins et des risques à maîtriser, mais c'est une véritable opportunité de prévoir dès maintenant cette possibilité pour maximiser le service rendu.

EDF SEI mettra en conséquence à jour son cahier des charges technique pour le prochain guichet afin de préciser la contribution attendue des installations au service de réserve rapide dans la limite des capacités constructives des filières de stockage.

Par ailleurs, EDF SEI rappelle qu'en cas de valorisation par la CRE de la réserve rapide proposée par le projet étudié, il sera nécessaire de prévoir un raccordement de l'installation sur un départ direct ou un départ ne contenant que de la production afin qu'il ne soit pas délestable. Dans cette optique, la multiplication des raccordements sur départ direct entraînera la consommation des cellules départ disponibles dans les postes sources et risque de multiplier les besoins d'extension de ces postes (ajout de demi-rames). Ce phénomène aura un impact sur le coût pour la collectivité et pour le projet concerné et sur le délai des raccordements.

Question 2 : Sous réserve de faisabilité, la CRE étudie la possibilité de valoriser l'apport d'inertie intrinsèque des ouvrages de stockage. Êtes-vous favorables à cette évolution ? Identifiez-vous des difficultés sur le plan technique ?

Le GRD est favorable à cette évolution permettant d'intégrer l'apport d'inertie à la valeur de l'ouvrage. En effet, avec l'insertion massive d'EnR raccordées au réseau par des convertisseurs à électronique de puissance, l'appel à des machines tournantes sur le réseau diminue et donc conséquemment son inertie globale, avec des risques accrus d'instabilité en fréquence en cas de perte de moyens de production. Tout apport d'inertie supplémentaire a donc une valeur pour la collectivité. Pour mémoire, dans la méthodologie de la CRE, la valorisation de cet éventuel apport d'inertie est de nature à améliorer l'évaluation économique du projet mais ne donnerait pas droit à une rémunération supplémentaire.

En termes de faisabilité et de valorisation, il faudra arriver à évaluer cette valeur unitaire de l'inertie et à tenir compte des interactions entre les services fournis par une même installation : l'apport d'un service à un instant pourra faire diminuer la valeur d'un autre dans la mesure où l'installation est contrainte par son stock.

EDF SEI s'interroge en revanche sur la restriction de cette valorisation à l'inertie « intrinsèque » de l'ouvrage et considère que cette notion devrait être clarifiée. EDF SEI comprend cette formulation comme étant relative à l'inertie apportée par des machines tournantes. Toutefois, dans certaines conditions (mode grid-forming), les installations de stockage interfacées par de l'électronique de puissance peuvent avoir un comportement similaire à celui d'une machine tournante du fait de leur rapidité de délivrance de la puissance. Actuellement, EDF SEI n'a pas connaissance d'une utilisation industrielle de ce mode de fonctionnement sur un grand système et juge que les conditions de mise en œuvre de plusieurs appareils de ce type n'ont pas été démontrées (risques d'oscillations et d'instabilité, besoins de synchronisation, ...). Pour autant, EDF SEI inclura dans son cahier des charges les précisions sur les attendus de cette fonctionnalité et ses conditions d'activation.

Question 3 : Quelle est, en considérant l'ensemble des évolutions envisagées présentées dans ce document, la durée optimale entre l'annonce de l'ouverture d'une fenêtre de saisine et la date de clôture de celle-ci ? Pour quelles raisons ?

Il est possible de décomposer la durée entre l'annonce de l'ouverture d'une fenêtre de saisine et la clôture de celle-ci selon les différentes étapes suivantes :

1. Le GRD doit mettre à jour et publier les cahiers des charges techniques et les modèles de contrats. Ces travaux nécessiteront un temps relativement incompressible. Le cahier des charges technique sera vraisemblablement largement semblable pour les différents territoires. Il faudra prévoir une phase de consultation du cahier des charges et rédiger ensuite le projet de contrat d'achat. Pour la réalisation de ces tâches par le GRD, un délai de 6 mois semble nécessaire.
2. Les porteurs de projet, après avoir notamment pris connaissance du cahier des charges, sélectionnent et montent les dossiers complets de saisine de leurs projets. Pendant cette phase, le GRD sera nécessairement sollicité par les porteurs de projet pour l'accompagnement de leurs dossiers de candidature : réalisation des études de réseau (ACB) et de raccordement. Il apparaît en effet très peu vraisemblable qu'un porteur de projet dépose un dossier de

candidature à la CRE sans une évaluation précise par le GRD de ses coûts de raccordement (cf réponse à la question 18).

- EDF SEI rappelle que ces études seront réalisées par un nombre restreint de salariés disposant de compétences pointues à la fois dans les fonctions centrales d'EDF SEI et dans les différentes équipes des centres. Sur la base du volume de demande constaté lors du précédent guichet, la charge pourrait être supérieure à l'équivalent d'une année de demandes de raccordement producteurs HTA. Le précédent guichet nous alerte également sur le risque que le flux de ces demandes se concentre sur quelques semaines, ce qui est difficilement conciliable avec un traitement normatif et homogène des demandes par le GRD. Ce mode de fonctionnement dégradé pourrait avoir un impact sur les dossiers de candidature, en contraignant un candidat à surcouvrir le risque du coût de raccordement, à défaut de pouvoir disposer d'une offre de raccordement engageante produite dans les délais de traitement standards.
 - Pour ces raisons, EDF SEI considère que les modalités de candidature devront favoriser le lissage du volume des demandes : un échelonnement des dates d'ouverture de guichet par territoire, déterminé selon le caractère prioritaire d'augmentation des capacités de stockage des systèmes électriques insulaires ou des gains attendus sur les charges de SPE, favoriserait le lissage du flux des demandes d'offre de raccordement. Les guichets pourraient être séquencés par territoires : l'ouverture du premier guichet intervenir à partir du printemps 2023 et les guichets suivants se succéder ensuite à un pas trimestriel (un guichet par territoire). En complément à cette proposition, la possibilité pour les candidats de mettre à jour leurs coûts de raccordement sous certaines conditions (développées en réponse à la question 18) serait également de nature à détendre la charge de travail du GRD et à bénéficier à la collectivité.
 - Par ailleurs, le candidat devra formuler sa demande d'offre de raccordement auprès de EDF a minima 3 mois avant la date de dépôt souhaitée et devra en amont de cette demande réaliser les démarches de permitting nécessaires pour être en mesure de déposer une demande complète, le GRD ne pouvant se prononcer sur ce délai. Ainsi, le délai global à prévoir par le candidat pour disposer in fine d'un dossier complet à soumettre à la CRE semble largement dépasser le délai de 3 mois nécessaire à l'obtention de la proposition de raccordement.
3. La CRE doit enfin valoriser et interclasser les différents projets des candidats et délibérer sur les projets retenus. La durée de cette étape doit à la fois permettre de répondre dans des délais raisonnables aux différents candidats tout en garantissant un traitement des dossiers équitable et complet et une transparence des résultats obtenus.

Au-delà de la durée optimale de ces étapes, EDF SEI juge qu'il serait intéressant que la CRE communique sur les dates futures de programmation des guichets et annonce des volumes de développement pour permettre aux différents acteurs d'avoir une meilleure visibilité sur ce processus.

Question 4 : La détermination d'une priorité d'examen accordée aux technologies identifiées spécifiquement dans les PPE et les modalités de sa mise en œuvre vous paraissent-elles adaptées et opérantes ?

EDF SEI est favorable à la proposition de la CRE de prioriser l'examen des technologies identifiées dans les PPE. Cette orientation permettra in fine de mieux tenir compte des choix technico-économiques, des externalités supplémentaires et des volontés politiques exprimés dans les PPE. Cependant EDF note que, en général, les PPE n'orientent pas encore le développement des différentes technologies

de stockage. Un prérequis à la mise en œuvre de cette orientation serait ainsi soit de disposer de PPE révisées intégrant cette priorisation des technologies de stockage, soit de consulter les différentes collectivités territoriales pour recueillir leur expression sur ce point.

En ce qui concerne les modalités de mises en œuvre de la proposition de priorisation d'examen par la CRE, EDF SEI considère que la proposition de limiter la compensation de ces projets à 90% des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter est infondée, voire injuste et va même à l'encontre de ce souci de priorisation en les pénalisant d'emblée.

EDF SEI comprend le souci de la CRE de s'assurer de la rentabilité économique théorique d'un projet. Toutefois il convient de conserver à l'esprit que la valorisation que la CRE prévoit de réaliser sera menée sur la base d'un modèle de prévision qui ne représente qu'imparfaitement l'utilisation future des installations. Il peut sembler réducteur de ne se baser que sur cette analyse pour valider le développement des projets en ZNI, a fortiori lorsque ceux-ci sont innovants et complexes comme des projets de stockage de type STEP ou à Hydrogène. La saisie de la CRE pour de tels projets en dehors du dispositif du guichet semble par ailleurs plus appropriée pour établir des contrats de gré à gré. EDF SEI souhaite donc a minima que cette proposition de surrentabilité demandée pour les projets ou technologies inscrites dans les PPE soit abandonnée par la CRE.

Question 5 : Les critères proposés pour la sélection des projets vous paraissent-ils adaptés pour obtenir une combinaison de projets optimale, permettant de générer le plus de valeur pour le système, tout en conservant une méthode opérante, n'allongeant pas sensiblement les délais d'instruction ?

EDF SEI est favorable à toute solution permettant de maximiser les gains pour la collectivité. La proposition de la CRE semble, d'un point de vue purement théorique, permettre d'aboutir à une sélection de projet optimale. Néanmoins, dans la pratique, la méthode évoquée reste compliquée à mettre en œuvre pour garantir l'équité d'évaluation entre l'ensemble des projets présentés sur un territoire. EDF SEI s'interroge sur les analyses qui pourraient lui être demandées dans ce processus combinatoire potentiellement extrêmement lourd et s'inquiète de la charge de travail que cela pourrait représenter. A ce titre, il pourrait être envisagé d'imposer une taille minimale pour les projets, ou de fixer un paramètre qui limiterait le nombre de combinaisons (réduire le nombre de puissance, stock ou plage de rendement proposé, homogénéisation des durées de vie) pour en faciliter les analyses.

EDF SEI rappelle également que l'estimation de la valeur générée pour le système est une valeur prévisionnelle, issue d'un modèle, et que les résultats obtenus sont donc à interpréter avec une relative prudence. Un découpage du volume théorique accessible de stockage sur différents guichets (et donc sur plusieurs années) pour le même territoire serait de nature à s'assurer de la rentabilité des premiers projets sélectionnés et de permettre de disposer d'un REX plus important pour la tenue des guichets suivants.

Quelle que soit la solution proposée, il semble important que la CRE s'engage sur la description de sa méthode, sur un délai de réponse une fois la fenêtre de saisine clôturée et soit transparente sur les résultats de ses calculs.

2- EVALUATION DES SURCOUTS DE PRODUCTION EVITES PREVISIONNELS

Question 6 : Avez-vous des remarques sur la détermination des surcoûts de production évités dans son ensemble ?

EDF SEI formule les observations suivantes sur la méthodologie envisagée par la CRE :

- La description du fonctionnement du modèle de la CRE mériterait une description plus détaillée pour permettre aux différents porteurs de projet de comprendre sur quelles bases ils seront évalués. En particulier, la modélisation du critère de défaillance dans la logique d'empilement nécessiterait quelques détails additionnels sur les choix faits de manière implicite ou explicite.
- EDF SEI s'étonne des choix retenus par la CRE pour déterminer les coûts variables de production, en particulier en ce qui concerne le recours à une inflation à 2% par an pour le futur. Il est habituel pour ce type de travaux de retenir les prix de marché pour les horizons marché et des consensus « économiques » au-delà des horizons de marché. Par ailleurs, la CRE dispose tous les ans d'une vision de N à N+5 des surcoûts des systèmes électriques fournis par EDF SEI dans le cadre du dispositif de compensation des charges de service public de l'électricité. EDF SEI se questionne donc sur l'utilisation d'un autre référentiel dans le cadre de cette méthodologie d'évaluation des stockages.
- Enfin, la CRE ne précise pas sur quels critères sont déterminées les deux années de référence qu'elle retient pour établir les gains CSPE et sur quelles hypothèses leurs descriptions reposent. On comprend la simplification que cela permet, mais l'approximation correspondante semble très significative notamment pour les territoires qui connaîtront une transformation importante de leur mix de production dans les années à venir.

Question 7 : Les évolutions proposées relatives à la majoration du taux d'actualisation (M=0 dans le cas général) et associées aux hypothèses de modélisation vous semblent-elles pertinentes au regard des contraintes imposées ? Dans le cas contraire, quelles seraient les justifications d'une majoration du taux d'actualisation ?

Les évolutions proposées relatives à la majoration du taux d'actualisation semblent adaptées dans le cas où les performances des installations seront contractualisées dans la durée.

3- DETERMINATION DU COUT NORMAL ET COMPLET

Question 8 : Les modalités de détermination de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération vous semblent-elles adaptées, en particulier, au regard des évolutions envisagées sur les modalités de révision de la compensation (cf. § 4.2) ?

Le GRD est attentif à ce que les conditions et modalités de rémunération soient suffisamment attractives pour encourager les producteurs / stockeurs à proposer des projets en ZNI. En fonction du

nombre de candidatures et du niveau des prix proposés par les candidats, il pourrait être nécessaire de revoir ces conditions. De plus, certains projets particulièrement complexes ou long à développer pourraient nécessiter un traitement spécifique. En tout état de cause, les différences fondamentales qui existent entre des projets d'installation de batteries relativement « classiques » et des projets plus innovants et techniquement plus risqués mais d'un bénéfice à plus long terme pour le système méritent d'être pesées, les conditions décrites dans la consultation pénalisant largement ce dernier type de projets qui peuvent avoir des externalités positives pour le GRD (inertie et pilotage par exemple).

Question 9 : S'agissant du taux de rémunération, êtes-vous favorables aux modalités de détermination proposées ?

EDF SEI comprend que la CRE fera référence dans sa délibération à l'arrêté du 6 avril 2020 concernant les taux de rémunération ainsi qu'à sa délibération du 17 décembre 2020 qui indique des fourchettes de primes à la main de la CRE s'ajoutant au taux déterminé géographiquement par l'arrêté. Ces taux ne seront toutefois pas imposés aux stockeurs qui proposeront leur propre taux de rémunération dans le cadre du guichet. La CRE évaluera ensuite l'efficacité globale de chacun des projets en intégrant les taux proposés par les porteurs de projets pour désigner les lauréats du guichet compétitif en anticipant le fait que le ministre en charge de la transition énergétique validera les taux proposés, sans forcément de garantie.

Le taux de rémunération étant un paramètre déterminant pour le business plan des stockeurs, une baisse a posteriori du taux de rémunération leur serait préjudiciable, risquerait de biaiser le processus de choix des lauréats et de provoquer l'abandon de leur projet.

Ainsi du point de vue du GRD, dans la mesure où un guichet compétitif est ouvert, la CRE doit pouvoir faire son choix sur la base des taux de rémunération proposés par les différents candidats sans rentrer dans des discussions ou négociations de ces taux au risque d'allonger fortement les délais d'instruction ou de biaiser le processus de sélection. Le point le plus problématique de ce point de vue reste le risque d'un avis négatif du MTE sur les taux post-guichet qui viendrait remettre en question le travail de sélection et d'ordonnement de la CRE.

EDF SEI attire également l'attention de la CRE sur le fait que les mouvements actuels de taux long terme pourraient modifier les montants « de base » calculés à partir de l'arrêté du 06/04/2020 (notamment la première brique, capée à 100bps à date).

Question 10 : Êtes-vous favorables aux modalités de prise en compte, de révision et de versement des coûts de démantèlement ?

EDF SEI est attachée à l'impact environnemental lié à la réalisation de ces différents projets. Le foncier en ZNI est de plus une ressource particulièrement contrainte. D'un point de vue général, la remise en l'état du site à l'issue du contrat de stockage semble effectivement nécessaire à planifier dès la conception du projet et les provisions pour démantèlement incluses au budget des différents projets. Des cas dérogatoires pourraient exister pour lesquels il appartiendra au porteur de projet d'apporter les motivations de cette exemption.

Question 11 : Avez-vous d'autres remarques s'agissant de la détermination du coût normal et complet d'une installation dans son ensemble ?

EDF SEI ne formule pas de remarques supplémentaires sur ce point.

4- MODALITES COMPLEMENTAIRES LIEES A LA DETERMINATION DU NIVEAU DE COMPENSATION

Question 12 : Les évolutions des modalités de révision de la compensation vous paraissent-elles adaptées compte tenu du cadre spécifique applicable aux ouvrages de stockage, notamment la limite légale s'appliquant à la compensation ?

La restriction très forte des cas de révision de l'assiette d'investissement va inciter les porteurs de projet à maximiser leurs enveloppes financières ... ou à ne pas poursuivre. En particulier, en ce qui concerne l'évaluation des coûts de raccordement, EDF SEI anticipe que les investisseurs demanderont quand même une PTF qu'ils risquent de majorer d'environ 15%, étant donnée l'incertitude résiduelle sur les coûts de raccordement à l'issue de la délivrance de ce document par le GRD. Les coûts de raccordement sont en revanche connus avec précision lors de l'établissement de la convention de raccordement (CR). EDF SEI considère ainsi qu'ouvrir la possibilité d'affiner le coût de raccordement du projet à la suite de la réception de la CR permettrait probablement de servir l'intérêt collectif en évitant une majoration probable des coûts de raccordement au moment du dépôt des offres par les candidats.

Concernant la proposition de suppression de la clause de sauvegarde, EDF SEI juge que cette disposition pourrait faire porter un risque asymétrique selon les filières de stockage. Pour des stockages électrochimiques, la mesure semble adaptée car le risque industriel semble maîtrisé (technologie mature, projet unitaire de petite taille, REX important...) et la durée de vie des installations est relativement courte. En revanche, pour d'autres filières technologiques avec une composante industrielle plus forte, la suppression de cette clause pourrait être de nature à décourager les investisseurs et conduire à une réduction des investissements sur ces ouvrages.

Question 13 : Le partage de risque proposé, s'approchant ainsi de celui des contrats d'obligation d'achat, vous semble-t-il adapté ? Sur la base de quelles justifications estimeriez-vous que ce partage de risque est inadapté ou que le modèle n'est pas à même de le refléter ?

Pour les batteries qui sont des projets moins risqués industriellement, se rapprocher du modèle OA semble convenir. EDF SEI rappelle que les contrats d'OA ont des obligations de performances (rendement, nombre de cycle, disponibilité) et qu'il conviendra également que les performances des installations de stockage soient garanties contractuellement dans la durée.

Pour des projets plus spécifiques comme les STEP ou les stockages par hydrogène, cela semble beaucoup moins évident non seulement du fait de la complexité de réalisation des projets, mais également de leur exploitation dans la durée sachant que leur durée de vie sera par ailleurs beaucoup

plus longue. Par ailleurs, ces installations portent des risques pour la sécurité des personnes et des biens nécessitant une exploitation et des actions de maintenances spécifiques. Ne pas prévoir de clause de revoyure à ce sujet pourrait inciter les exploitants à piloter leur maintenance en privilégiant les aspects coûts au détriment de la sûreté.

Question 14 : Les modalités proposées vous semblent-elles adaptées pour inciter, d'une part, à la mise en service de l'ouvrage et, d'autre part, au respect du délai de mise en service ?

Ce dispositif semble inciter à la mise en service. Force est de constater pour autant que le lien entre la CRE et les préfectures pour le prélèvement des garanties financières n'a pas été opérant et n'a pas été mis en œuvre pour le guichet précédent. Comment la CRE envisage-t-elle de faire en sorte que désormais « l'Etat prélève la garantie financière » ? Il n'est pas non plus précisé à partir de quand les pénalités sont appliquées ni comment.

Ce dispositif fait par ailleurs porter une responsabilité supplémentaire au GRD concernant l'appréciation des causes du retard à la mise en service et l'octroi éventuel de délais supplémentaires. Il serait souhaitable de préciser les règles permettant au GRD d'accepter un retard à la mise en service.

Outre les retards liés au raccordement, des retards peuvent être occasionnés si les conditions d'exploitation du système ne sont pas favorables à des essais ou à injections/soutirages limités par le stockeur, essais qui sont des préalables à la mise en exploitation probatoire puis à la MSI. Ces points doivent être inscrits dans les précisions demandées au paragraphe précédent.

Question 15 : Les dispositifs d'incitation à la disponibilité et à la performance vous paraissent-ils adaptés ?

EDF SEI ne formule pas de remarques particulières sur ce point. Il s'agit de dispositions relativement classiques qui devront être précisées dans le contrat d'achat.

EDF SEI attire néanmoins l'attention sur le fait que l'exigence qui sera formulée par la CRE auprès des porteurs de projets quant au niveau de performance de l'installation de stockage sur une durée de vie donnée et annoncée est essentielle, notamment pour les projets de batteries dont les composants s'usent car cela conditionne le dimensionnement du projet et par conséquent son coût (suréquipement au départ pour minimiser les coûts de maintenance ou coûts de maintenance plus élevés pour minimiser le dimensionnement par rapport à un objectif donné, ou encore contractualisation de performances décroissantes avec le temps).

Question 16 : Quelles seraient vos propositions pour inciter le stockeur à exploiter son installation sur l'ensemble de la durée du contrat ? Que pensez-vous de l'alternative consistant à imposer une pénalité ?

La mise en œuvre d'un dispositif incitant les stockeurs à assurer leurs engagements contractuels est indispensable qu'il soit basé sur une garantie financière ou des pénalités potentiellement fortes.

EDF SEI regrette que la modalité basée sur une garantie financière n'ait pas encore été appliquée aux installations de stockage (cf question précédente) afin de permettre de sécuriser les mises en services.

En effet, puisque ces installations permettent de réaliser la réserve rapide indispensable à la sûreté, et/ou de l'arbitrage en économisant de l'appel à des moyens de production voire en réduisant le besoin en termes de capacité de production, si ces moyens sont arrêtés avant le terme de leur contrat, alors cela fait peser un risque conséquent sur la sûreté du système électrique.

Au-delà de sécuriser le GRD sur l'exploitation dans la durée de son installation, les pénalités devront également assurer le bon respect des performances contractuelles.

Question 17 : Avez-vous d'autres remarques ou suggestions s'agissant des modalités complémentaires liées à la détermination de la compensation ?

EDF SEI ne formule pas de remarques supplémentaires sur ce point.

5- DOSSIER DE SAISINE

Question 18 : Êtes-vous favorables aux évolutions proposées pour la constitution du dossier de saisine ? (matrice des risques, justificatifs des coûts exposés et raccordement)

EDF SEI note le souci de la CRE de limiter les effets du nombre important de demandes de raccordement dans le cadre du guichet. Bien qu'EDF SEI comprenne la proposition de la CRE de ne plus exiger la présentation d'une PTF par les candidats car elle introduit plus de souplesse dans le processus, EDF SEI considère pour autant que cette proposition ne permettra pas de résoudre par elle-même la problématique de la charge de travail du GRD puisque les candidats demanderont toujours vraisemblablement au GRD la production d'une PTF ou d'une PRAC afin de sécuriser leur plan d'affaire. EDF SEI a proposé, en réponse à la question 3, des modalités de découpage des guichets dans le temps afin de lisser plus efficacement la charge de travail du GRD.

D'autre part, EDF SEI propose que la délibération prévoie la possibilité pour un candidat de modifier un dossier déposé avant la date de clôture de dépôt des dossiers, sous conditions de respect de deux conditions cumulatives : que la modification porte sur le coût du raccordement à prendre en compte pour l'évaluation du projet et qu'une première demande complète ait été déposée auprès d'EDF SEI au moins 4 mois avant la date de clôture de dépôt des dossiers. Le délai limite pour apporter une modification au dossier au-delà de la date de clôture pourrait être de 2 mois.

Comme mentionné en réponse à la question 12, le principe de révision des coûts de raccordement pourrait de plus être étendu aux projets pour lesquels un candidat a la capacité d'affiner le coût de raccordement de son projet à la suite de la réception d'une convention de raccordement (CR) dans les 2 mois qui suivent la date de clôture. Une telle disposition enlèverait l'incitation donnée aux candidats à couvrir largement et d'emblée leurs coûts de raccordement et permettrait ainsi probablement de servir l'intérêt collectif en minimisant le coût des projets.

Enfin, au sujet des impacts de projets restés en file d'attente, EDF SEI précise que les installations de stockage ne sont pas considérées comme des EnR et qu'à ce titre elles entrent en file d'attente après

l'ensemble des capacités réservées des S2REnR. Le risque d'épuisement des capacités d'accueil est donc accru pour les installations de stockage, avec des conséquences possibles sur leurs coûts de raccordement.

Question 19 : Pourriez-vous nous indiquer, à titre d'indication et à titre confidentiel, le nombre de projets que vous envisagez de développer, le cas échéant, pour le prochain guichet ?

EDF SEI, en tant que gestionnaire de système électriques, n'est pas concerné par cette question.

Question 20 : Identifiez-vous d'autres éléments constituant le dossier de saisine qui pourraient faire l'objet d'une modification ?

EDF SEI renvoie à ses réponses aux questions précédentes. En particulier EDF SEI considère que le mécanisme du guichet devrait permettre, par le biais de la mise en concurrence de projets ayant des coûts, des durées de vie et apportant des services comparables, de retenir les solutions les plus compétitives. Cette méthodologie semble ainsi plutôt adaptée à la sélection des projets de batteries en ZNI.

EDF SEI est beaucoup plus réservé sur la pertinence de ce dispositif pour permettre de faire émerger des projets de STEP ou de stockage par hydrogène qui sont des projets beaucoup plus complexes à mener. Une évaluation au fil de l'eau par la CRE, dans des conditions similaires à la méthodologie d'examen des moyens de production, semble préférable pour ce type de projets.

Le traitement de toutes les technologies de stockage au sein d'un guichet unique porte enfin le risque, en cas d'acceptation d'un volume trop important de projets dès ce guichet, d'entraver la réalisation future d'ouvrages de stockage de plus grande ampleur (notamment STEP) en réduisant significativement leur potentiel économique de valorisation. Cette situation semble sous-optimale à la fois du point de vue du GRD car il le prive du développement de certains services systèmes (inertie notamment) et du point de vue de la collectivité qui pourrait voir dans le développement de telles installations d'autres externalités non purement financières de développement de leur territoire. Il apparaît ainsi important pour la CRE de bien calibrer les volumes de projets qu'elle retiendra à l'issue des différents guichets pour préserver l'espace économique futur de tels projets et permettre aux PPE de jouer pleinement leur rôle de planification politique et énergétique.

Commission de Régulation de l'Énergie

Consultation publique N°2022-04 du 21 avril 2022 concernant relative à la révision de la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI)

Réponse FNME-CGT

La FNME-CGT ne s'attellera pas à répondre point par point aux 20 questions posées dans le cadre de cette consultation.

Effectivement, il nous apparaît plus opportun de dénoncer la politique de mise en place d'un système libéral de l'énergie qui, sous couvert de transition écologique et de renforcement des énergies dites renouvelables, rémunère grassement des opérateurs privés dans les Zones Non-Interconnectées depuis des années.

En favorisant une implantation de ces opérateurs de plus en plus importante dans les mix énergétiques insulaires, de 19 à 48% d'ici à 2028 concernant la PPE Réunionnaise, par exemple, la Commission de Régulation de l'Énergie crée un déséquilibre inquiétant qui peut à terme engendrer des difficultés de gestion du réseau et faire exploser les tarifs de l'électricité.

Avant la libéralisation des marchés de l'électricité et la séparation des entreprises EDF/GDF, les surcoûts de production engendrés du fait de l'insularité et de la faible démographie de ces territoires étaient pris en compte par l'opérateur historique.

Aujourd'hui, c'est une taxe appelée « contribution au service public de l'énergie », prélevée à hauteur de 17% du montant des factures des usagers au niveau national, qui permet la péréquation tarifaire dans les ZNI pour un tiers, mais permet également la rémunération des obligations d'achat d'EDF aux porteurs de projets dits renouvelables sur les territoires de la DSEI pour les deux autres tiers.

Les usagers français payent très cher la transition écologique !

Cette consultation a, une nouvelle fois, pour but de questionner les différents acteurs sur les modalités de rémunération de nouveaux projets de stockage avec pour seul objectif de faire baisser les charges SPE dues au gestionnaire de réseau, la FNME-CGT y est opposée.

Il apparaît clairement que la volonté de la CRÉ n'est pas de favoriser le développement de nouveaux moyens de production, hydrauliques ou autres, dont les Territoires d'Outre-mer et la Corse ont besoin, mais plutôt de favoriser l'implantation de points de stockages privés de type batterie, au détriment d'économies de charges allouées à la production historique, tout cela avec le poids des taxes de CSPE pesant sur les usagers.

EDF SA est désigné opérateur du Service Public de l'Énergie sur ces territoires depuis toujours, elle exerce cette mission en gérant le développement massif de ENR avec toutes les contraintes que cela impose, qu'elles soient financières ou techniques liées aux obligations d'achats et au caractère intermittent de ces énergies.

Cette mission ne peut en aucun cas lui être défavorable, que ce soit en la mettant en difficulté financière ainsi que dans sa capacité de gestion du réseau au profit du développement massif et pratiquement incontrôlé des énergies renouvelables.

La mise en œuvre des programmations pluriannuelles de l'énergie doit prendre en compte cet état de fait, aujourd'hui c'est loin d'être le cas voire même le contraire quand on constate en Corse l'installation de

près de 40 MW de groupes électrogènes au fioul pour assurer l'équilibre offre demande cet été ou l'annulation de l'enquête d'utilité publique de la centrale du LARIVOT en Guyane.

De quelle logique parle-t'on si ce n'est celle de la rémunération à très court terme ? Où se trouve la notion d'écologie ?

Les événements que connaît l'Europe à travers le conflit Russo/Ukrainien, la flambée des prix de l'énergie et notamment depuis l'ouverture à la concurrence, la spéculation des marchés sur la pénurie, démontrent que l'énergie doit rester dans le giron public et non dans celui des marchés financiers, la France doit rester maître de ses décisions dans ce domaine.

A ce titre, l'Espagne ainsi que le Portugal sortent de la libéralisation des marchés pour remettre en œuvre une régulation des prix plus bénéfiques aux usagers, preuve que dans ces conditions il est possible de revoir le modèle.

La FNME-CGT, à travers son **Programme Progressiste de l'Energie**, dénonce la vampirisation capitaliste de l'énergie en France et en Europe. La perte de notre souveraineté énergétique résulte de l'application aveugle des directives européennes qui n'ont eues pour but que de rémunérer sous forme de dividendes les marchés financiers et d'affaiblir le Groupe EDF à travers la mise en œuvre de l'AREHN.

Elle prône la renationalisation du Groupe EDF, seule alternative à l'hégémonie financière pour un retour de la maîtrise de ses décisions en termes de mise en œuvre d'outils de production et de régulation tarifaires pour le bien du service au public.

**Réponse à la consultation
publique n°2022-04 du 21
avril 2022 de la CRE sur la
méthodologie stockage**

Table des Matières

1	PROCESSUS D'EXAMEN DES PROJETS DE STOCKAGE	2
1.2	En amont de la saisine de la CRE	2
2	EVALUATION DES SURCOUTS DE PRODUCTION EVITES PREVISIONNELS	6
2.2	Durée de vie de référence et années de référence pour le calcul des coûts évités	6
2.3	Coûts variables de production évités prévisionnels aux années de référence	9
2.4	Coûts fixes évités prévisionnels aux années de référence	9
2.7	Extrapolation et somme des surcoûts de production évités prévisionnels sur la durée de vie de référence	9
3	DETERMINATION DU COUT NORMAL ET COMPLET	11
3.1	Détermination de la part fixe	11
3.1.1	Rémunération du capital immobilisé	11
4	MODALITES COMPLEMENTAIRES LIEES A LA DETERMINATION DU NIVEAU DE COMPENSATION	12
4.1	Structure de la compensation	13
	Propositions relatives au partage des risques (paragraphe 4.2 à 4.10)	15
5	DOSSIER DE SAISINE	17
5.1	Matrice de risques	17
6	Autres sujets à aborder dans la réponse à la consultation (contribution libre)	20

1 PROCESSUS D'EXAMEN DES PROJETS DE STOCKAGE

1.2 En amont de la saisine de la CRE

1.2.1 Services permettant d'éviter des surcoûts de production

CRE - Question 1 : Êtes-vous favorable à l'évolution consistant à valoriser la fourniture du service de réserve rapide et du service d'arbitrage pour une même installation ? Identifiez-vous des difficultés sur le plan technique ?

- *Êtes-vous favorable à l'évolution consistant à valoriser la fourniture du service de réserve rapide et du service d'arbitrage pour une même installation ?*

Dans l'intérêt du système électrique, il nous semble indispensable que l'analyse de la valeur des projets de production et de stockage – ainsi que des projets hybrides – soit conduite de manière la plus inclusive possible, en explicitant et en prenant en compte la multiplicité des services que ces projets peuvent offrir au système électrique.

Cette analyse inclusive et approfondie permet de valoriser correctement les installations fournissant des services différenciés et critiques pour le fonctionnement du système électrique et pour sa transition vers un modèle décarboné.

- *Identifiez-vous des difficultés sur le plan technique ?*

La valorisation approfondie des actifs offrant des services multiples doit s'appuyer sur un certain nombre de prérequis :

L'explicitation par le GRD de l'ensemble des besoins du système électrique et de leur évolution attendue – s'agissant non seulement du besoin de réserve rapide et de capacité de pointe, mais également de l'inertie et des contraintes réseau – ainsi que des prescriptions techniques applicables aux projets susceptibles d'y répondre, et des éventuels conflits pouvant exister dans la fourniture simultanée ou successive des différents services. La communication de ces éléments en amont aux porteurs de projet leur permettrait de faire des choix de design éclairés permettant de maximiser l'offre de services tout en optimisant les CAPEX et OPEX associés ;

La prise en compte dans la modélisation / valorisation économique des risques de conflit – et synergies éventuelles – pouvant exister entre les différents services identifiés ; et

La mise en place d'un cadre contractuel adapté avec le fournisseur historique, permettant notamment de prendre en compte les limites de sollicitation des différents services, les cas d'indisponibilité partielle pour l'un ou l'autre des services, et leurs conséquences sur la part fixe de la rémunération. Le cadre contractuel doit assurer un partage des risques équilibrés entre le porteur de projet et le GRD, reflétant la capacité de chacun à gérer les différents risques pesant sur la disponibilité des services. Il serait utile de consulter sur le projet de contrat pour une installation de stockage multi-services.

CRE - Question 2 : Sous réserve de faisabilité, la CRE étudie la possibilité de valoriser l'apport d'inertie intrinsèque des ouvrages de stockage. Êtes-vous favorables à cette évolution ? Identifiez-vous des difficultés sur le plan technique ?

Avec la substitution des moyens thermiques (machines tournantes synchrones) par des sources de production renouvelables interfacées au moyen d'électronique de puissance, l'énergie cinétique présente sur le réseau tend à décroître. Or l'inertie apportée par cette énergie cinétique permet notamment d'amortir les chutes de fréquence liées à une perte de production, et ainsi de stabiliser

le système électrique. Il est donc indispensable d'anticiper dès à présent la mise en place de solutions alternatives apportant de l'inertie.

Contrairement aux batteries, les STEP – comme toute machine tournante synchrone – sont en mesure d'apporter de l'inertie permettant de stabiliser le système électrique et de réduire sa sensibilité aux aléas¹. A noter que l'inertie dite « synthétique » qui pourrait être apportée par les batteries n'a pas le même effet sur la stabilité des systèmes électriques que l'inertie traditionnelle, se référer à l'encart ci-dessous.

Inertie synthétique : Un nouveau mode d'exploitation des convertisseurs (par exemple ceux des batteries) peut permettre un ajustement très rapide de la production à un écart du signal de fréquence, par exemple en augmentant temporairement la puissance fournie. Toutefois, comme l'indiquent l'AIE et RTE dans leur rapport commun² : « ces solutions n'ont pas le même effet que l'inertie des machines tournantes et ne peuvent garantir une exploitation sûre du système si la part instantanée du photovoltaïque et de l'éolien devient très élevée, par exemple supérieure à 60-80 % à l'échelle de la zone synchrone. »

Or la hausse de la part renouvelable dans le mix électrique des ZNI impliquera une part instantanée d'énergie renouvelable intermittente fréquemment supérieure à 60-80%.

Devant ce risque de manque d'inertie, il est indispensable de chercher à expliciter le besoin minimal d'inertie nécessaire au bon fonctionnement du système électrique, (qui correspond d'après EDF SEI à la limite de l'efficacité du délestage en fonction du pourcentage de production pouvant être perdu et de la quantité d'énergie cinétique restant dans le système après cette perte de production), et à valoriser de manière adéquate les moyens susceptibles d'en fournir. La modélisation de cette contrainte d'inertie et la valorisation des moyens apportant de l'inertie ne pose pas de difficultés particulières, à condition que les besoins d'inertie (actuels et futurs) et que les contributions des différents moyens soient clairement explicités par le GRD.

1.3 Modalités de saisine de la CRE

CRE - Question 3 : Quelle est, en considérant l'ensemble des évolutions envisagées présentées dans ce document, la durée optimale entre l'annonce de l'ouverture d'une fenêtre de saisine et la date de clôture de celle-ci ? Pour quelles raisons ?

La durée optimale entre l'annonce de l'ouverture d'une fenêtre de saisine et la clôture de celle-ci dépend i) du niveau d'explicitation par le GRD de l'ensemble des besoins du système électrique et de leur évolution attendue en amont de la saisine et ii) de la visibilité de la fréquence des guichets de stockage afin de pouvoir sécuriser le choix du site, réaliser les études APD et les études environnementales en amont avec une visibilité sur le calendrier. La fenêtre de saisine devra permettre d'obtenir à minima un certificat de projet, une PRAC, de consulter les entreprises, d'optimiser les modes de fonctionnement avec le GRD et de finaliser les discussions sur le contrat d'achat d'électricité. Ils nous semblent qu'une fenêtre de 6 mois est un minimum. La durée

¹ 1.1 Dans le contexte du développement des énergies renouvelables intermittentes (éolien et PV) aux dépens des moyens thermiques conventionnels inertiels, l'apport d'énergie cinétique par la STEP pourrait s'avérer précieuse. Il est anticipé un besoin d'inertie particulièrement significatif entre 13h et 15h, quand la production photovoltaïque (en forte croissance) est à son zénith et conduit à un creux dans la demande résiduelle qui nécessite d'écarter la production PV, de réduire la puissance des différents moteurs, voire de les éteindre pour démarrer des TACs qui sont capables d'apporter une inertie significative tout en fonctionnant à bas régime.

² Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050, IEA et RTE, Synthèse, Page 9

dépendra notamment de la capacité des équipes du GRD à répondre aux demandes des participants au guichet.

1.4 Priorité d'examen des projets

1.4.1 Articulation entre les différentes technologies

Question 4 : La détermination d'une priorité d'examen accordée aux technologies identifiées spécifiquement dans les PPE et les modalités de sa mise en œuvre vous paraissent-elles adaptées et opérantes ?

Proposition CRE : « La CRE envisage de prioriser l'instruction des projets déposés lors d'une fenêtre de saisine en fonction de la technologie utilisée par les projets d'ouvrages de stockage. La CRE procédera à l'examen des projets par vagues technologiques, en fonction des orientations fixées dans les décrets relatifs à la PPE de chaque territoire. »

« Les vagues technologiques seront déterminées de la manière suivante : pour chaque territoire, chaque vague est constituée de la ou les technologies identifiées comme prioritaires par le décret relatif à la PPE, plusieurs vagues peuvent être organisées suivant l'ordre de priorité défini par ces dispositions. La dernière vague technologique est constituée de toutes les autres technologies de stockage. »

« En l'absence d'orientations dans les PPE, identifiant le développement de certaines technologies de stockage comme prioritaire, la CRE examinera ensemble les différentes technologies en une seule vague. »

« Au sein de chaque vague technologique, la CRE étudiera en priorité les projets permettant de générer le plus de valeur au global pour le système électrique (cf. § 1.4.2), dans la limite des surcoûts de production évités d'une part et des volumes fixés le cas échéant par la PPE d'autre part. »

La priorité d'instruction accordée aux projets identifiés comme prioritaires par le décret relatif à la PPE nous semble adaptée pour répondre aux attentes du territoire.

Il serait utile de clarifier s'il est prévu une seule délibération portant sur l'ensemble des projets de stockage (inscrits dans la PPE ou non) ou deux délibérations successives, l'une portant sur les projets identifiés comme prioritaires par le décret relatif à la PPE suivie d'une délibération portant sur les autres projets.

1.1 *« Afin de s'assurer que ces projets permettent effectivement de générer des économies de charges de SPE, la CRE envisage de fixer un critère plus exigeant pour les projets bénéficiant d'une priorité d'examen. Ce critère pourrait consister à limiter la compensation de ces projets à 90 % des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter. »*

1.2 *« Les projets bénéficiant d'une priorité d'examen mais ne respectant pas ce critère seront à nouveau examinés dans la dernière vague technologique sans application de ce critère. »*

A première vue, cette disposition peut constituer un garde-fou efficace pour minimiser les risques pour les charges de CSPE.

Toutefois cette limite de 90% - qui n'est pas prévue par le cadre réglementaire à notre connaissance - peut conduire à écarter un projet pourtant prioritaire pour la PPE (et économique du point de vue du système et des CSPE). Considérons par exemple le cas suivant :

Un projet de STEP identifié par la PPE dont les coûts représentent 95 % des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter pourrait être écarté au profit d'un projet de batterie (non identifié par la PPE) dont les coûts représentent 94 % des surcoûts de production qu'il contribue à éviter³ ;

Ce genre d'arbitrage peut conduire à une sélection des projets non optimale du point de vue de la collectivité en écartant des projets identifiés par la PPE (les externalités positives pour le territoire ne sont pas capturées par l'analyse coûts-bénéfices conduite par la CRE).

Nous suggérons par conséquent de ne pas introduire un tel garde-fou qui ne nous semble pas cohérent avec la priorité donnée aux projets identifiés par la PPE.

1.4.2 Sélection des projets et économies de charges de SPE

Proposition CRE : « La CRE souhaiterait affiner sa méthode de sélection des projets et d'évaluation des économies de charges de SPE engendrées par les projets d'ouvrage de stockage. A cette fin, elle envisage de tester davantage de combinaisons de projets pour sélectionner, parmi celles-ci, celle qui permet de générer le plus d'économies de charges de SPE. Les combinaisons testées seront obtenues en appliquant, pour les différents projets composant la combinaison, soit le critère d'efficience (rapport entre les surcoûts évités et les coûts du projet), soit un critère basé sur la valeur absolue des économies de charges de SPE générées par le projet (différence entre les surcoûts évités et les coûts du projet). Après avoir testé les différentes combinaisons résultant de l'application de ces deux critères combinés, la CRE sélectionnera celle permettant de générer le plus d'économies et ainsi d'optimiser l'appel des moyens de production et générer le plus de valeur pour le système. »

Question 5 : Les critères proposés pour la sélection des projets vous paraissent-ils adaptés pour obtenir une combinaison de projets optimale, permettant de générer le plus de valeur pour le système, tout en conservant une méthode opérante, n'allongeant pas sensiblement les délais d'instruction ?

Dans le cadre de la méthodologie stockage en vigueur, nous comprenons que la CRE évaluait l'efficience de chaque projet indépendamment, retenait le plus efficace, puis évaluait les projets restants en considérant celui-ci comme réalisé, et ainsi de suite.

Cette méthodologie fondée sur l'évaluation d'efficacités incrémentales pouvait potentiellement être bien adaptée dans le cas de projets relativement homogènes (taille et durée de vie notamment), mais était susceptible d'introduire des biais importants dans l'analyse de projets hétérogènes.

En effet, l'évaluation de valeurs incrémentales sur le fondement du critère d'efficience tend à favoriser les projets de dimension réduite – qui accaparent la meilleure partie du gisement de valeur – par rapport aux projets d'investissement plus conséquents, alors même que ceux-ci sont susceptibles de bénéficier d'économies d'échelle plus importants et de s'avérer plus économiques qu'un ensemble de projets plus petits.

Dans le cadre du premier appel à projets de stockage par la CRE (guichet d'octobre 2017), ce biais méthodologique a pu contribuer à favoriser la sélection de petits projets aux dépens des projets de capacité plus importante.

³ Ce risque de biais et d'arbitrage inefficace est d'autant plus important que la consultation ne prévoit pas de tenir compte de la valeur résiduelle des actifs (qui peut nettement améliorer l'équation économique des projets de longue durée de vie comme les STEP) (cf. 2.2)

Dans ses principes, l'approche alternative se basant en partie sur la valeur absolue des économies de charges de SPE (proposée par la CRE dans la consultation) nous semble donc plus adaptée à l'analyse de projets hétérogènes que l'approche incrémentale en vigueur qui se fonde uniquement sur le critère d'efficacité.

Toutefois, les modalités d'application de l'approche proposée dans la consultation restent relativement peu précises, et ne nous permettent pas de nous prononcer sur son caractère optimal et opérant.

2 EVALUATION DES SURCÔUTS DE PRODUCTION ÉVITÉS PRÉVISIONNELS

Question 6 : Avez-vous des remarques sur la détermination des surcoûts de production évités dans son ensemble ?

2.2 Durée de vie de référence et années de référence pour le calcul des coûts évités

Proposition CRE : « La durée de vie de référence de l'installation – qui correspond à la durée du contrat – est déterminée au regard de la durée de vie prévisionnelle de ses principales composantes, par exemple 12 à 15 ans pour des ouvrages de stockage utilisant des batteries électrochimiques. Les principales composantes n'ont pas vocation à être remplacées au cours du contrat. La durée de vie ne peut toutefois pas excéder 30 ans. »

Le plafonnement de la durée d'analyse des projets à 30 ans et l'absence de prise en compte de la valeur résiduelle des actifs pour le système et les CSPE au-delà du terme du contrat peuvent conduire à minorer artificiellement la valeur des ouvrages de longue durée de vie.

En effet, s'il peut être justifié de limiter les calculs à un horizon raisonnable au-delà duquel il est difficile d'anticiper l'évolution du système, la prise en compte d'une valeur résiduelle s'avère utile pour éclairer les décisions d'investissement dans des actifs de longue durée de vie, comme les installations hydrauliques.

A cet égard, le rapport Quinet de 2013 relatif à l'évaluation socioéconomique des investissements publics⁴ remarque que « la durée de vie théorique des équipements est généralement très longue : 40 à 60 ans pour les équipements de production thermique, 75 ans⁵, voire plus, pour les ouvrages hydroélectriques [...] Comme l'on ne peut imaginer mener à bien un calcul socioéconomique sur de telles durées, il est usuel de borner les calculs à un horizon plus raisonnable et de tenir compte des années plus lointaines par des « valeurs de fin de jeu » qui supposent, en particulier, l'appréciation des valeurs d'usage résiduelle des équipements dont la durée de vie physique dépassera souvent largement l'horizon de l'étude ».

A ce titre, le ministère de l'équipement notait justement que « la valeur résiduelle de l'investissement [est une] composante importante et souvent négligée qui doit être calculée en fin de période et

⁴ Commissariat général à la stratégie et à la prospective. Evaluation socioéconomique des investissements publics. Rapport de la mission présidée par Emile Quinet (Septembre 2013)

⁵ A titre d'illustration, les infrastructures en matière hydraulique telles que les barrages hydroélectriques bénéficient de conditions reflétant la prise en compte de cette durée de vie plus longue. Ainsi, l'article L. 521-4 du Code de l'énergie prévoit un maximum de 75 ans pour la durée des contrats de concession concernant les installations hydrauliques installées sur le domaine public qui a été récemment pris en compte dans la prolongation de la concession hydraulique de la Compagnie National du Rhône.

engage bien souvent des considérations de long terme (elle peut notamment être fortement négative : coût de démantèlement et de remise en état d'une installation...) ».⁶

A titre d'illustration, dans le cadre de son objectif d'une politique d'achats publics intégrant les exigences du développement durable, l'Etat avait publié un guide relatif à la prise en compte du coût global dans les marchés publics de maîtrise d'œuvre et de travaux qui insiste sur l'importance de la prise en compte de la valeur résiduelle entre 2 solutions ayant des durées de vie différentes :

« La valeur résiduelle correspond à l'estimation de la valeur monétaire de l'investissement à la fin de la durée de calcul diminué de diverses dépenses (mensualités restantes, dépenses dues à la vente...). [...] La prise en compte de la vie résiduelle est essentielle dans la comparaison de deux solutions offrant des durées de vie différentes. A durée de vie égale, une solution de plus haute qualité sociale et environnementale augmente la valeur résiduelle en proportion du surcroît de valeur d'usage (ou valeur locative en gestion commerciale). Il serait illusoire de proposer un modèle de valorisation absolue tant le marché est diversifié et cyclique. Cependant, il semble, sur la base des éléments collectés, que la prime de valeur résiduelle donnée par le marché entre une construction respectueuse de l'environnement et un bâtiment plus traditionnel convergerait dans une fourchette comprise entre 5 et 15% » (Guide rédigé par la DAJ de Bercy et l'OEAP, section 3.5, p. 17).

Compte tenu de la configuration de ce genre de projet impliquant du génie civil et de la nature des ouvrage STEP, il est largement vraisemblable qu'ils continuent à alimenter le réseau à l'issue de la durée de 30 ans du contrat. Le gestionnaire de réseau pourra ainsi bénéficier du renouvellement du contrat le liant à ce type d'ouvrage à des conditions particulièrement favorables étant donné les faibles coûts de maintenance pour prolonger la vie de l'ouvrage.

Le Guide de l'évaluation socioéconomique des investissements publics⁷ réalisé sous la direction de M. Guesnerie de 2017 indique également que la « *valeur résiduelle de l'investissement doit être prise en fin de période d'étude* ». Cette valeur « *correspond à la valeur des actifs de l'investissement pour la collectivité à la fin de la durée de projection de l'évaluation socioéconomique et inclut notamment des coûts éventuels de déconstruction et de démantèlement.* » Le calcul de la valeur résiduelle a été précisé dans le complément opérationnel F⁸ de ce guide publié en 2020. Il est indiqué que : « *La valeur résiduelle VR est évaluée sur la base d'un flux de trésorerie fictif au-delà de la période d'étude. Par convention, on considérera qu'elle est égale à la somme actualisée, sur une période de 50 ans (à compter de la mise en service) pour les projets de transports et de 30 ans (à compter de la mise en service) dans les autres secteurs, des bénéfices de la dernière année de la période de calcul retenue. La valeur résiduelle VR sera évidemment nette des dépenses régulières d'entretien et de renouvellement attendues sur l'horizon considéré ; celles-ci devront être explicitement intégrées si elles ne le sont pas déjà au pro rata dans les bénéfices de la dernière année.* »

La prise en compte d'une telle valeur résiduelle dans le domaine public est une pratique courante chez certains de nos voisins. A titre illustratif, la méthodologie britannique⁹ recommande si possible de considérer un horizon temporel de 100 ans. Toutefois, si le choix est fait d'un horizon en deçà

⁶ Instruction-cadre relative aux méthodes d'évaluation économique des grands projets d'infrastructure de transport ; ministère de l'Équipement, des Transports, du Logement, du Tourisme et de la Mer, 25 mars 2004

⁷ France Stratégie, Commissariat général à l'investissement, Direction générale du Trésor. Guide de l'évaluation socioéconomique des investissements publics. Rapport de la mission présidée par Roger Guesnerie (Décembre 2017)

⁸ France Stratégie, Commissariat général à l'investissement, Direction générale du Trésor. Guide de l'évaluation socioéconomique des investissements publics, Complément Opérationnel F, Valeur Résiduelle et Horizon de projection. Michel Massoni, Membre du comité d'experts (validation en juillet 2019, publication en avril 2020)

⁹ Environment Agency (2010), Flood and Coastal Erosion Risk Management appraisal guidance – FCERM-AG, Bristol, p65-66 : "Where shorter appraisal periods [under 100 years] are used, the analysis may have to take account of residual values of assets. This means that you would have to calculate how much the assets could be worth at the end of the appraisal period and subtract this from the costs."

de 100 ans, et inférieur à la durée de vie de l'ouvrage, il est conseillé d'intégrer une valeur résiduelle du projet à l'analyse.

Dans le cas d'espèce, le plafonnement de la durée d'analyse des projets à 30 ans, combinée à l'absence de prise en compte de la valeur résiduelle des actifs pour le système et les CSPE, est de nature à introduire un biais en défaveur des solutions les plus durables (ex. les STEP, dont la durée de vie du génie civil peut facilement excéder 60 ans sans travaux significatifs) au profit des solutions éphémères et périssables (ex. les batteries), dont la valeur résiduelle est faible voire négative si, au terme du contrat, les coûts de déclassement et de recyclage devaient être pris en charge par les CSPE (ou plus largement par la collectivité).

En adéquation avec les recommandations émises par les différents rapports susmentionnés relatifs aux décisions d'investissement dans le domaine public, nous préconisons la prise en compte de la valeur résiduelle de l'actif pour les CSPE au terme de son contrat. Celle-ci peut être évaluée à partir d'une extrapolation des bénéfices apportés par l'installation en fin de contrat, dont on déduit les coûts de jouvence et prolongation prévisionnels de l'installation.

Il est à noter que l'accès effectif à cette valeur CSPE résiduelle suppose le renouvellement du contrat de gré-à-gré avec EDF SEI. mais qu'en tout état de cause, en l'absence de marché de l'électricité libéralisé, aucun actif de production ou de stockage connecté au réseau dans les ZNI n'est valorisable en dehors d'un contrat signé avec l'acheteur unique EDF SEI sous le contrôle de la CRE. L'acheteur unique et le régulateur se trouvent donc dans des conditions favorables pour négocier les conditions de renouvellement du contrat.

Proposition CRE : « Les années de référence du projet – qui sont les horizons de temps auxquels sont estimés les surcoûts de production évités – sont représentatives de la durée de vie de référence de l'installation. Elles seront, sauf cas particulier, limitées au nombre de 2. Elles seront choisies pour refléter au mieux les évolutions majeures du parc de production (par exemple le déclassement ou la mise en service de moyens de production ou de stockage dimensionnants pour le système électrique). »

Dans la méthodologie en vigueur, les bénéfices étaient extrapolés à partir d'une unique année de référence (correspondant peu ou prou à sa mi-vie).

Cette méthode, qui avait le mérite d'être plus simple et opérante, présentait un risque de biais important dans la mesure où elle était particulièrement sensible aux effets de seuil liés au déclassement ou à la mise en service de moyens de production et de stockage structurants pour le système électrique, et ne reflétait pas l'évolution non linéaire des fondamentaux du système (évolution du mix, de la demande et du prix des commodités) à long terme. Ce risque de biais est d'autant plus important que la durée de vie du projet est longue, à l'image des projets de STEP.

L'emploi de deux années de référence envisagé dans la consultation constitue à ce titre un progrès. Toutefois, afin de capturer les effets de seuil et tendances de long terme, nous recommandons de réaliser l'évaluation des coûts évités a minima tous les 5 à 10 ans en ciblant les années charnières pour l'évolution du système électrique (donc idéalement au moins 3 ou 4 années de référence pour un projet d'une durée de vie contractuelle de 30 ans).

Ce raffinement pour les projets de longue durée de vie ne devrait pas rallonger excessivement l'instruction des projets dans la mesure où ces projets sont minoritaires par rapport aux projets de batteries de plus courte durée de vie pour lesquels l'emploi de deux années de référence peut s'avérer suffisant.

2.3 Coûts variables de production évités prévisionnels aux années de référence

Les hypothèses retenues relatives à la demande en électricité aux années de référence, à la construction des parcs aux années de référence (en particulier s'agissant de l'articulation entre les projections du BP et de la PPE, et entre les différents scénarios du BP d'EDF SEI), et aux coûts variables de production des centrales du parc cible gagneraient à être précisées.

Concernant la projection des prix des combustibles et CO₂, la consultation prévoit que les coûts soient projetés pour chaque année de référence en suivant une inflation prévisionnelle de 2 %/an.

S'agissant du coût des quotas d'émission de CO₂, il est précisé que la CRE utilisera dans le cas général une méthode identique à celle précédemment exposée mais pourra y déroger si elle constate une dynamique d'évolution plus soutenue qu'une inflation de 2%. Il serait utile de préciser dans quelles conditions ce critère peut être rempli.

En effet, appliquer une inflation de 2%/an (qui revient à considérer le prix du CO₂ constant en valeur réelle) ne semble pas de nature à refléter les dynamiques récentes et les tendances structurelles qui se dessinent à long-terme sur le marché du carbone. Nous recommandons donc la prise en compte d'une trajectoire de référence du prix du CO₂ intégrant les objectifs de décarbonation. La prise en compte de la valeur tutélaire du carbone recommandée par le rapport Quinet permettrait notamment d'intégrer les externalités climatiques associées aux émissions de gaz à effet de serre, contribuant ainsi une prise de décision optimale d'un point de vue sociétal et à l'atteinte des objectifs de décarbonisation.

2.4 Coûts fixes évités prévisionnels aux années de référence

- 2.1 *Proposition CRE : « Les investissements évités s'obtiennent par différence entre les puissances installées du parc construit pour assurer l'EOD sans prise en compte des effets de l'installation de stockage considérée, et les puissances installées du parc construit pour assurer l'EOD en en tenant compte. »*

Dans le cas où plusieurs années de référence sont considérées, il nous semble utile de préciser à quel horizon de temps l'analyse des investissements évités est faite.

- 2.2 *« Les coûts fixes annuels ramenés au MW installé de la centrale dont l'investissement est évité sont identiques à ceux de la centrale du même type la plus récente au moment de la saisine, moyennés sur sa durée de vie de référence et projetés à l'année de référence au taux de 2 %/an. »*

Il nous semble utile de préciser que les coûts évités intègrent non seulement les coûts fixes d'exploitation, mais également l'amortissement et la rémunération du capital de la centrale dont l'investissement est évité, ainsi que le taux de rémunération appliqué.

2.7 Extrapolation et somme des surcoûts de production évités prévisionnels sur la durée de vie de référence

- 2.3 *Proposition CRE : « Pour chaque année de la durée de vie de référence, les surcoûts évités s'obtiennent en faisant évoluer les surcoûts évités de l'année de référence antérieure la plus proche, ou postérieure la plus proche pour les années antérieures à la première année de référence, au taux de 2 %/an »*

La proposition a le mérite d'être opérante, mais induit des discontinuités dans la chronique des surcoûts évités dans le cas où plusieurs années de référence sont considérées.

Pour éviter ce biais, il nous semble plus juste d'extrapoler les surcoûts de production évités entre les années de référence au moyen d'une simple interpolation linéaire. Cela permettrait d'éliminer les discontinuités sans accroître la complexité de l'évaluation par rapport à la proposition actuelle.

Par ailleurs si les surcoûts de production évités sont fortement croissants sur le long terme (du fait d'une transformation du mix et du déclassement de moyens dispatchables au profit de moyens intermittents), la proposition actuelle conduit à sous-estimer les surcoûts de production évités (potentiellement de manière très significative), et ainsi sous-évaluer l'intérêt des projets de stockage de longue durée de vie. Interpoler les surcoûts évités entre des années de références bien réparties sur la durée de vie du contrat (par exemple au début, au milieu et à la fin du contrat) permettrait d'éviter de ce biais.

Question 7 : Les évolutions proposées relatives à la majoration du taux d'actualisation ($M=0$ dans le cas général) et associées aux hypothèses de modélisation vous semblent-elles pertinentes au regard des contraintes imposées ? Dans le cas contraire, quelles seraient les justifications d'une majoration du taux d'actualisation ?

- 2.4 Proposition CRE : « La CRE envisage de considérer, dans le cas général, une majoration du taux d'actualisation nulle ($M=0$), par homogénéité avec le taux d'actualisation utilisé pour le coût normal et complet. En l'absence de circonstances particulières, cette approche permet de valoriser de façon cohérente l'ensemble des flux de trésorerie prévisionnels, et de donner le même poids à chaque élément de l'équilibre financier (coût normal et complet, coûts évités.) »

Nous saluons cette évolution méthodologique, l'approche consistant à appliquer une majoration forfaitaire du taux d'actualisation des bénéfices n'étant pas fondée économiquement et pouvant présenter des incohérences et biais importants. Celle-ci pénalisait particulièrement les projets de stockage de longue durée de vie, dont les gains en fin de contrat étaient actualisés bien plus fortement que les coûts du fait de la majoration appliquée.

- 2.5 Proposition CRE : « En complément, il pourrait idéalement être envisagé de simuler plusieurs scénarios basés sur des hypothèses différentes afin de mieux estimer les risques du projet. Cependant, il n'est possible de réaliser qu'un seul scénario basé sur un jeu d'hypothèses donné (impossibilité technique de réaliser des scénarios variés tout en conservant un délai d'instruction raisonnable). Pour se prémunir d'une surestimation des surcoûts évités associée aux incertitudes quant aux hypothèses adoptées (coûts, développement du parc de production...), la CRE basera son estimation des surcoûts évités sur sa meilleure vision à date, scénario qu'elle estime être relativement conservateur. »

Fonder une estimation des surcoûts évités sur un unique scénario conservateur risque de pénaliser les projets de stockage aux dépens des projets de production (qui constituent le contrefactuel par rapport auquel sont évalués les projets de stockage), ce qui pourrait conduire à la mise en œuvre d'un mix sous-optimal.

Dans la mesure du possible, nous recommandons de gérer l'incertitude au moyen de deux scénarios différenciés (par exemple s'appuyant sur les deux scénarios d'EDF SEI) ce qui permettra d'améliorer fortement la robustesse des résultats, tout en maîtrisant le délai d'instruction.

Il est également à noter qu'il existe des incertitudes à long terme s'agissant de l'évolution des coûts des solutions de stockage et des charges de SPE associées. A ce titre les coûts de certaines technologies (ex. STEP) sont prévisibles sur 30 voire jusqu'à 75 ans, quand les coûts de renouvellement des batteries sont très incertains après 10-15 ans. La prévisibilité des coûts apportée par certaines technologies n'est pas explicitement valorisé par la méthodologie de la CRE,

et peut conduire à ne pas favoriser des solutions contribuant à la stabilité et à la maîtrise des coûts à long terme. A ce titre, un avantage pourrait être octroyé aux projets contribuant à la prévisibilité des coûts à long terme (ex. La prévisibilité des coûts pourrait être un critère de départage dans le cas où deux projets présentent une efficience / bénéfice net similaire (i.e. écart de moins de 5%)).

3 DETERMINATION DU COUT NORMAL ET COMPLET

3.1 Détermination de la part fixe

3.1.1 Rémunération du capital immobilisé

Question 8 : Les modalités de détermination de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération vous semblent-elles adaptées, en particulier, au regard des évolutions envisagées sur les modalités de révision de la compensation (cf. § 4.2) ?

L'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération ne prend pas en compte certains coûts étant absolument nécessaires à la réalisation du projet :

- Conseils fiscaux pour l'obtention de subventions et de crédit d'impôts : Afin de sécuriser le maximum de subventions et crédit d'impôts permettant de réduire le coût CSPE, les porteurs de projet font appel à des cabinets spécialisés, Ces coûts doivent être pris en compte dans l'assiette d'investissement en déduction des montants des aides perçus.
- La prime de développement : celle-ci rémunère le travail des équipes du développeur pendant la période de développement du projet, pendant laquelle il ne touche aucune rémunération et porte seul le risque d'aboutissement du projet. Les projets ne seraient donc pas viables pour les développeurs sans cette prime de développement. La couverture de ces coûts de développement n'a pas vocation à être couverte par la rémunération du capital.
- Les aléas : nous pensons que la CRE devrait accepter la prise en compte d'un montant d'aléas correspondant aux standards du marché. En effet, un budget de 5 à 10% du CAPEX est indispensable pour couvrir les risques inhérents à des projets complexes d'infrastructures, il participe donc au coût normal et complet du projet et ce sous réserve de pouvoir bénéficier d'une clause de sauvegarde qui couvrirait des risques affectant de manière significative l'équilibre économique du contrat avec le GRD. La couverture de ces aléas n'a pas vocation à être couverte par la rémunération du capital.
- L'inflation et l'incertitude sur le coût et la disponibilité des matériaux : les récents événements liés à la crise du Covid et à la guerre en Ukraine ne permettent plus aux porteurs de projet de s'engager sur un CAPEX fixe car plus aucun constructeur ne peut remettre des prix fixes. La prise en compte de l'inflation du CAPEX entre la saisine et le paiement de celui-ci s'avère donc être un élément nécessaire à la viabilité des projets. Ceci pourrait faire l'objet d'une clause spécifique du contrat de gré à gré afin de traiter les évolutions des prix des matériaux et l'inflation ainsi que d'éventuel délais résultant de l'indisponibilité de matériaux mais nécessiterait de maintenir la possibilité de révision de la compensation.
- Il serait également utile de préciser que le loyer pendant la construction devrait faire partie du CNC du projet.
- Les frais de mise en place du financement (due diligence, conseils financiers, commission d'arrangement) constituent un poste de coûts à part entière et devraient être intégrés au CNC.

Les frais juridiques liés (i) à l'analyse du projet, notamment pour déterminer et solliciter les bonnes autorisations mais aussi (ii) à la rédaction et à la conclusion des contrats nécessaires au développement et à l'exploitation du projet (baux, contrats de fourniture, contrat de construction, contrats de maintenance, etc.) sont indispensables à la bonne réalisation du projet. Ils n'ont pas vocation à être couverts par la rémunération du capital.

Question 9 : S'agissant du taux de rémunération, êtes-vous favorables aux modalités de détermination proposées ?

La méthodologie actuelle utilise pour taux sans risque « le maximum entre une prime de 100 points de base et la moyenne du taux moyen d'Etat (TME) sur l'année civile précédant la délibération de la CRE évaluant le coût normal et complet de l'installation ». Dans le contexte inflationniste actuel, il nous semble nécessaire de changer la méthode de calcul du taux sans risque. En effet, pour une installation mise en service en 2022, la moyenne du TME sur 2021 est négative. La valeur retenue serait donc 100 points de base, alors que le TME actuel est de 156 points de base. Ainsi, nous proposons d'utiliser indice prévisionnel des taux, afin de rendre compte de la réalité du marché à la mise en service de l'installation.

Par ailleurs, l'estimation de la prime de risque liée à la technologie du projet nous semble sous-évaluée. Les projets innovants apportent des services supplémentaires diversifiés au gestionnaire de réseau, ce qui constitue un bénéfice supplémentaire pour le GRD qui se traduit par un accroissement des surcoûts évités mais également un risque supplémentaire pour le porteur de projet.

3.5 Provisions pour démantèlement

Question 10 : Êtes-vous favorables aux modalités de prise en compte, de révision et de versement des coûts de démantèlement ?

En cas de démantèlement avant la fin du contrat, aucune compensation n'est versée. Une formule dégressive permettant un versement partiel de la compensation serait plus adéquate.

Dans le cas des projets ayant une durée de vie supérieur à 30 ans, il semble préférable d'avoir une clause de revoyure avec la CRE et le GRD afin de convenir de l'avenir de l'infrastructure à l'issue du contrat. Cela pourra faire l'objet d'une clause spécifique du contrat de PPA.

Question 11 : Avez-vous d'autres remarques s'agissant de la détermination du coût normal et complet d'une installation dans son ensemble ?

Il vaudrait mieux faire en sorte que la partie GER de la PPG aboutisse à une rémunération égale aux coûts de GER prévisionnels pour éviter des décalages potentiellement importants causés par les dates de décaissement.

4 MODALITES COMPLEMENTAIRES LIEES A LA DETERMINATION DU NIVEAU DE COMPENSATION

4.1 Structure de la compensation

- 4.1 Proposition CRE : « Si le CNC (dont les modalités de détermination sont précisées en partie 3) est supérieur aux surcoûts de production évités prévisionnels (dont les modalités de détermination sont précisées en partie 2) – actualisés tous deux à la même année de référence qui, dans le cas général, est l'année de saisine –, le projet est compensé sur la base du CNC. »

CRE - Question 12 : Les évolutions des modalités de révision de la compensation vous paraissent-elles adaptées compte tenu du cadre spécifique applicable aux ouvrages de stockage, notamment la limite légale s'appliquant à la compensation ?

Le paragraphe ne devrait-il pas être reformulé de la manière suivante :

- a. « Si le CNC (dont les modalités de détermination sont précisées en partie 3) est **inférieur** aux surcoûts de production évités prévisionnels (dont les modalités de détermination sont précisées en partie 2) – actualisés tous deux à la même année de référence qui, dans le cas général, est l'année de saisine –, le projet est compensé sur la base du CNC. » ; ou
- b. « Si le CNC (dont les modalités de détermination sont précisées en partie 3) est supérieur aux surcoûts de production évités prévisionnels (dont les modalités de détermination sont précisées en partie 2) – actualisés tous deux à la même année de référence qui, dans le cas général, est l'année de saisine –, le projet est compensé sur la base des **surcoûts de production évités prévisionnels**. »

La remise en cause de l'évaluation initiale des projets suite à la hausse du CNC n'est pas forcément pertinente pour des projets ayant la même technologie. En effet, comme pour la détermination du CNC, la CRE déterminera l'augmentation des coûts qui ouvre droit à une augmentation de la compensation, soit l'augmentation indépendante de la bonne ou mauvaise gestion du projet. Ainsi un projet reposant sur la même techno aurait bénéficié de la même augmentation à sa mise en service. L'argument n'est donc valable que pour la comparaison de projets de technos différentes, ce qui limite la portée de cette objection (qui pourrait même être complètement nulle en supposant que toutes les technos doivent être représentées dans les projets validés par la CRE).

La révision à la baisse du CNC présente un sérieux risque pour le financement du projet. En effet, les prêteurs seront plus sensibles à une baisse potentielle des revenus du projet qu'à la possibilité d'une hausse des revenus.

Le contexte inflationniste actuel dû à la crise du Covid et à la guerre en Ukraine génère une augmentation de la demande des matériaux de construction, des disruptions dans la supply chain et une crise de l'énergie. Par conséquent, les constructeurs subissent une forte augmentation et volatilité des prix des matériaux de construction, et ne proposent plus de contrats clés-en-main : "Vinci n'accepte plus de contrat moyen et long terme sans formule de révision de prix", Xavier Huillard, PDG de Vinci. Il est donc nécessaire de revoir la répartition des risques entre les différents acteurs, que sont les constructeurs, les porteurs de projets, les régulateurs et les clients.

Plusieurs solutions peuvent être envisagées, parmi les suivantes :

- Révision de la compensation sur la base des montants réels de l'assiette d'investissement à la mise en service de l'installation
- Ajout d'une ligne de crédit supplémentaire au budget du projet qui permettrait de couvrir les risques d'inflation : elle ne serait utilisée qu'en cas d'inflation sur les coûts du projet, et restituée à la mise en service dans le cas contraire

Répartition des risques d'inflation jusqu'à un certain cap. Exemple : Le porteur de projet accepte de porter le risque d'inflation jusqu'à un niveau donné à 100%, et au-delà il est réparti à 80% pour la CRE et 20% pour le constructeur.

Le risque lié à l'obtention du crédit d'impôt et des subventions est beaucoup trop incertain et dépend essentiellement des politiques publiques et donc il ne nous semble pas justifié de le faire porter par les porteurs de projet car cela n'aboutira qu'à renchérir les prix proposés par ces derniers et de mettre en péril leur capacité à lever de la dette en financement de projet.

Afin de renforcer les capacités d'obtention des aides, le porteur de projet peut faire appel à un conseil spécialisé mais nous souhaitons que la nouvelle méthodologie permette de déduire ces coûts des aides perçues dans le calcul de l'assiette d'investissement.

4.2 Evolution des modalités de révision de la compensation

Proposition CRE:

« Les évolutions suivantes sont ainsi envisagées :

- suppression de la révision de l'assiette d'investissement (et a fortiori de la révision de la rémunération des IEC) et du montant des aides : l'assiette d'investissement rémunérée et amortie sur la durée du contrat n'est plus révisée sur la base des dépenses réelles, le montant prévisionnel des aides n'est plus révisé sur la base de montant réel perçu ;

- suppression de la révision du coût de raccordement : le coût de raccordement n'est plus révisé sur la base du coût réel et dans la limite de 115 % du coût prévisionnel ;

- suppression de la révision des charges d'exploitation, des GER ou des recettes autres que les recettes pour services réseau (cf. § 3.4) à l'issue d'un audit mené par la CRE (la possibilité de réaliser des audits reste cependant prévue – cf. § 4.8) ;

- suppression de la clause de sauvegarde et autres clauses de revoyure.

Il est, en revanche, envisagé de conserver les modalités de révisions suivantes :

- la prise en compte des conséquences d'un événement qualifiable de force majeure ;

- la prise en compte des recettes perçues pour la fourniture d'un service réseau qui n'avait pas été identifié dans le dossier de saisine (cf. § 3.4), notamment en cas d'évolution des modalités de pilotages (cf. § 4.9).

- la prise en compte de toute modification, changement de taux ou de montant, suppression ou création de taxe, impôt, redevance ou contribution à la charge du stockeur, soit en hausse, soit en baisse, à condition que la loi impose de répercuter cette taxe, impôt, redevance ou contribution au cocontractant, ici l'opérateur historique. »

Propositions relatives au partage des risques (paragraphe 4.2 à 4.10)

CRE - Question 13 : Le partage de risque proposé, s'approchant ainsi de celui des contrats d'obligation d'achat, vous semble-t-il adapté ? Sur la base de quelles justifications estimeriez-vous que ce partage de risque est inadapté ou que le modèle n'est pas à même de le refléter ?

La « suppression de la clause de sauvegarde et autres clauses de revoyure » expose par conséquent les projets lauréats aux situations de type imprévision, changement de loi ou encore de sujétions imprévues. En effet, ces types d'événements ne répondraient probablement pas à la définition stricte de la force majeure, seul type d'événement d'exonération que la CRE propose de conserver. La hausse actuelle très forte du coût des batteries ou encore de celui des panneaux PV (via la hausse du silicium) a retardé ou même fait abandonner de nombreux projets de stockage ou des projets hybrides. L'intervention de tels événements bouleversant l'économie des projets ne pourrait donc pas bénéficier de la protection limitée offerte par la seule force majeure.

Par ailleurs, comme mentionné plus haut, la seule clause de sauvegarde ne suffit plus à couvrir les porteurs de projet contre les risques inhérents au contexte actuel. La clause de sauvegarde demeure donc indispensable, mais doit s'accompagner de mesures concrètes pour compenser le risque d'inflation (voir question 12).

En outre, la CRE a pu constater que la clause de sauvegarde était fréquemment nécessaire pour les projets développés dans les ZNI. Ainsi, pour les projets de production d'ENR dans les ZNI bénéficiant d'un contrat de gré à gré objet d'une délibération de la CRE, nous avons constaté que la CRE a adopté plus de 12 délibérations sur des demandes d'application de la clause de sauvegarde entre le 23 avril 2015 et le 10 février 2022. Dans ce cadre, la CRE s'est assurée à chaque fois de l'existence d'une modification substantielle de l'équilibre économique et à défaut à refuser d'octroyer une compensation révisée.

Concernant le raccordement et la proposition de faire porter le risque de variation de son coût final sur les porteurs de projet, ce transfert de risque nous semble aller à l'encontre de la dynamique mise en œuvre par l'Etat depuis plusieurs années pour « dé-risquer » les projets de transition énergétique.

L'illustration la plus complète a été faite en matière d'éolien en mer où l'Etat a dû constater que les risques laissés sur les développeurs menaient à renchérir les prix proposés par ces derniers et de mettre en péril leur capacité à lever de la dette en financement de projet.

En réaction, il a été notamment adopté la loi pour un Etat au service d'une société de confiance (également appelée loi ESSOC) datée du 10 août 2018 qui prévoit en son article 58 que le gestionnaire du réseau de transport supporte le coût du raccordement pour les installations éoliennes offshore (y compris en cas d'abandon de la procédure de mise en concurrence ou d'abrogation de la décision de désignation du candidat retenu) et est engagé sur un délai maximum pour sa mise en service.

L'ajout de ce nouvel aléa concernant les coûts de développement des projets de stockage impactera négativement leur bancabilité, sauf à ce que les développeurs prennent en compte dans leurs prix un aléa inutilement conservateur, et donc leur économie globale. L'effet de cette variation est de

surcroît démultiplié par la suppression de la clause de sauvegarde pour les cas les plus graves de bouleversement de l'économie du contrat.

4.3 Incitation au respect du calendrier de mise en service

Question 14 : Les modalités proposées vous semblent-elles adaptées pour inciter, d'une part, à la mise en service de l'ouvrage et, d'autre part, au respect du délai de mise en service ?

Outre l'inflation constatée sur les prix des matériaux, la guerre en Ukraine et la crise du Covid ont pour conséquence des délais d'approvisionnement inhabituels longs et imprévisibles. Il nous semble donc très défavorables pour les porteurs de projet d'ajouter une pénalité sur les délais de mise en service. En effet, la réponse de la supply chain n'est pas du ressort du porteur de projet, qui ne devrait pas subir un double préjudice.

4.4 Incitation à la disponibilité et à la performance de l'installation de stockage

Question 15 : Les dispositifs d'incitation à la disponibilité et à la performance vous paraissent-ils adaptés ?

La mise en place d'un cadre contractuel adapté avec le fournisseur historique sera essentielle, permettant notamment de prendre en compte les limites de sollicitation des différents services, les cas d'indisponibilité partielle pour l'un ou l'autre des services, et leurs conséquences sur la part fixe de la rémunération. Le cadre contractuel doit assurer un partage des risques équilibrés entre le porteur de projet et le GRD, reflétant la capacité de chacun à gérer les différents risques pesant sur la disponibilité des services. Il serait utile de consulter sur le projet de contrat pour une installation de stockage multi-services.

4.5 Mécanisme incitant au respect de la durée du contrat

Proposition CRE : « Deux autres mécanismes contribuent indirectement à l'incitation à l'exécution du contrat jusqu'à son terme :

- Le bonus-malus qui est calé sur la PPG de mi-vie à partir de la moitié du contrat, pouvant occasionner des pertes pour le stockeur si celui-ci n'effectue pas ces maintenances ou stoppe l'exploitation de son installation qui présentera alors des taux de disponibilité très faibles voire nuls ;
- La compensation des coûts de démantèlement qui ne pourra être prise en compte que si le contrat est exécuté jusqu'à son terme (en dehors de cas particuliers tels que le retrait d'une autorisation).

En complément de ces deux mécanismes qui incitent de manière indirecte et de manière limitée à l'exécution du contrat jusqu'à son terme, la CRE souhaite identifier d'autres moyens, qui pourraient venir en remplacement de la garantie financière, permettant d'inciter à l'exécution du contrat jusqu'à son terme, en particulier pour les installations qui revêtent d'un caractère dimensionnant pour le système électrique. Cette incitation ne s'appliquerait pas en cas d'arrêt définitif de l'ouvrage indépendamment de la volonté du stockeur.

Une alternative pourrait consister à appliquer une pénalité dans le cas où le stockeur décide de résilier son contrat avant sa date de fin. Cette pénalité pourrait être proportionnelle au nombre d'années restant avant la fin du contrat. »

4.5 Mécanisme incitant au respect de la durée du contrat

Question 16 : Quelles seraient vos propositions pour inciter le stockeur à exploiter son installation sur l'ensemble de la durée du contrat ? Que pensez-vous de l'alternative consistant à imposer une pénalité ?

Dans le cas des installations ayant une durée de vie supérieur à la durée du contrat, la valeur résiduelle potentielle de l'installation au terme du contrat, constitue une incitation intrinsèque et ne nécessite à notre avis pas de mécanisme supplémentaire d'incitation. La plupart des projets sont financés en financement de projet : dans ce cadre, le retour sur investissement se fait principalement une fois que la dette senior est remboursée, donc dans les dernières années de vie du projet. Ainsi, le propriétaire est de fait incité à poursuivre son activité jusqu'à la fin du contrat. De plus, les pénalités sont difficiles à mettre en place si l'exploitant termine son contrat. Nous proposons donc la mise en place d'un compte de réserve 3 ans en avance pour assurer la disponibilité de la trésorerie dans les dernières années pour les dépenses de GER.

4.10 Traitement des coûts échoués

CRE - Question 17 : Avez-vous d'autres remarques ou suggestions s'agissant des modalités complémentaires liées à la détermination de la compensation ?

5 DOSSIER DE SAISINE

5.1 Matrice de risques

Question 18 : Êtes-vous favorables aux évolutions proposées pour la constitution du dossier de saisine ? (matrice des risques, justificatifs des coûts exposés et raccordement)

Selon la section 5.3 de la consultation : « *L'évolution du cadre contractuel que la CRE envisage (cf. § 4.2) aurait pour effet de faire porter le risque de modifications du coût de raccordement prévisionnel, à la hausse comme à la baisse, aux porteurs de projet. Dans ce contexte, la CRE envisage de ne plus exiger de proposition technique et financière PTF (proposition technique et financière). Le porteur de projet sera libre de s'appuyer sur les éléments de son choix pour estimer le coût du raccordement son installation* ».

Concernant cette proposition de faire porter le risque de variation du coût final du raccordement sur les porteurs de projet, cette approche nous semble contre-productive pour les deux raisons suivantes détaillées ci-après :

- Cette proposition fait abstraction du monopole des gestionnaires de réseaux locaux sur la réalisation de ces raccordements dont la détermination du coût des raccordements. Les problématiques soulevées pour justifier ce changement relèvent plus d'un ajustement de leur documentation de référence que de la présente méthodologie (A).
- De surcroît, ce transfert de risque nous semble aller à l'encontre de la dynamique mise en œuvre par l'Etat depuis plusieurs années pour « dé-risquer » les projets de transition énergétique (B).

A. Tout d'abord, la liberté offerte au porteur de projet de s'appuyer sur les éléments de son choix afin d'estimer les coûts de son raccordement nous semble peu praticable dans les faits. En effet, l'estimation du coût et du délai du raccordement ne peut être le fait que par le gestionnaire des infrastructures de réseau de la ZNI concernée et ce dernier est en situation de monopole à cette fin.

Nous comprenons que la demande de raccordement d'un système de stockage fait l'objet d'une instruction similaire à celles effectuées pour les autres moyens de production et de consommation raccordés au réseau (cf. notamment le Cahier des charges technique pour un stockage assurant le service d'arbitrage dans les ZNI).

A.1. Or, avant le stade de la PTF, le porteur de projet ne pourra obtenir une estimation du coût et du délai de réalisation de raccordement qu'en sollicitant une étude préalable auprès du gestionnaire de réseau.

Ainsi, pour les installations raccordées au réseau public HTB dans les ZNI, il est renvoyé par la documentation technique de référence applicable aux ZNI¹⁰ au mécanisme prévu à l'article 2.1 3 "Études RTE pour le raccordement" de la Documentation Technique de Référence de RTE (« **DTR RTE** »).

Or, la DTR RTE prévoit concernant une telle étude de raccordement préalable à la PTF que « *les résultats fournis ne constituent pas un engagement de la part de RTE, ni sur les coûts ni sur les délais* ».

Par conséquent, les évolutions financières liées à l'affinement de la solution technique et des contraintes de renforcement identifiées par le gestionnaire de réseau ne devraient pas être à la charge du porteur de projet puisque ce dernier n'a aucun pouvoir quant à la détermination de ces éléments.

A.2. Par ailleurs, nous comprenons des arguments développés au point 5.3 que la suppression de la de révision des coûts de raccordement est liée aux difficultés que rencontre EDF SEI dans la gestion des demandes de raccordement à traiter : accumulation avant le guichet puis effets négatifs de projets maintenant leur position dans

¹⁰ Prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'une installation de production d'énergie électrique au réseau public HTB >50 kV des Zones Non Interconnectées : « L'étude examine les divers scénarii de fonctionnement du système électrique après raccordement de l'installation de production, en situation normale et en cas d'aléa, conformément à l'article 2.1 « Études RTE pour le raccordement » de la documentation technique de référence de RTE appliquée par EDF-SEI ».

la file d'attente bien qu'ils n'aient pas été reçus favorablement dans le cadre du guichet CRE.

Cette problématique de gestion de flux de demandes de raccordement de par sa nature et ses implications devrait être traitée à travers une modification de la documentation technique de référence applicable aux projets en ZNI. Ils n'ont aucun rapport avec la présente méthodologie qui doit permettre d'obtenir le développement de projets aux meilleurs conditions financières pour les finances publiques (via la péréquation tarifaire) et la proposition faite dans la consultation arrive à la situation inverse (comme décrit ci-après).

Dès lors, il nous semblerait plus pertinent de traiter dans la documentation technique de référence les modalités supplémentaires pouvant permettre une gestion plus fluide des demandes en lien avec le guichet CRE, en prévoyant par exemple que ces projets sortent de la file d'attente s'ils n'ont pas été éligibles au guichet CRE.

B. L'approche ainsi proposée est à contre-courant de l'approche adoptée par l'Etat ces dernières années pour « dé-risquer » les projets et ainsi réduire l'impact sur les finances publiques tout en améliorant leur bancabilité. L'illustration la plus complète a été faite en matière d'éolien en mer où l'Etat a dû constater que les risques laissés sur les développeurs menaient à renchérir les prix proposés par ces derniers et de mettre en péril leur capacité à lever de la dette en financement de projet.

En réaction, il a été notamment adopté la loi pour un Etat au service d'une société de confiance (également appelée loi ESSOC) datée du 10 août 2018 qui prévoit en son article 58 que le gestionnaire du réseau de transport supporte le coût du raccordement pour les installations éoliennes offshore (y compris en cas d'abandon de la procédure de mise en concurrence ou d'abrogation de la décision de désignation du candidat retenu) et est engagé sur un délai maximum pour sa mise en service.

En conclusion, la proposition de transférer le risque d'évolution du coût de raccordement impactera négativement la bancabilité des projets de stockage, sauf à ce que les développeurs prennent en compte dans leurs prix un aléa inutilement conservateur, et donc leur économie globale. L'effet de cette variation est de surcroît démultiplié par la suppression de la clause de sauvegarde pour les cas les plus graves de bouleversement de l'économie du contrat.

En revanche, la possibilité de saisir la CRE avec seulement une PRAC et non une PTF simplifie et raccourcit beaucoup le développement des projets.

6 Autres sujets à aborder dans la réponse à la consultation (contribution libre)

La prise en compte dans l'analyse coûts-bénéfices des taxes associées à l'ensemble des kWh soutirés

Nous comprenons que dans le cadre réglementaire et réglementaire actuel, le stockage est considéré comme un consommateur pour les kWh soutirés et comme un producteur pour les kWh injectés.

De ce fait, chaque cycle de stockage-déstockage « paie » le TURPE (ce qui fait sens dans une certaine mesure, étant donné qu'il utilise le réseau à deux reprises) mais aussi les taxes au titre de l'intégralité des kWh soutirés.

La problématique doit s'apprécier à la lumière du principe de non-double-taxation. D'une manière générale, la double taxation – au travers de l'application de taxes au niveau des usages systèmes et intermédiaires – tend à induire une perte d'efficacité économique, et une concurrence faussée en faveur des entreprises pratiquant la concentration verticale. Il convient donc de faire porter les taxes uniquement sur les consommations finales et valeurs ajoutées.

Des travaux complémentaires pourraient être engagés pour évaluer l'opportunité d'aménagements des dispositions applicables au soutirage d'électricité par les installations de stockage.

Révision de la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

Date de la contribution : 20/05/2022

Introduction

Questions relatives au processus d'examen des projets de stockage

Question 1 : Êtes-vous favorable à l'évolution consistant à valoriser la fourniture du service de réserve rapide et du service d'arbitrage pour une même installation ? Identifiez-vous des difficultés sur le plan technique ?

Aujourd'hui une installation de stockage apporte réellement de la valeur au système électrique si elle est pilotée par le gestionnaire de réseau en multiservices.

En métropole, RTE a créé des règles de participation au marché qui lui permette d'avoir un pilotage indirect de ces installations et les prix de marchés vont ensuite permettre aux exploitants d'arbitrer quel service est le plus rentable.

Dans les ZNI, en l'absence de marché, il est nécessaire que ces installations soient pilotées directement par le gestionnaire de réseau, pour de multiples services, tout en prenant en compte les contraintes d'utilisation suivantes, à définir dans le cahier des charges de la saisine (et à faire valider lors d'une consultation) :

- puissance moyenne d'utilisation,
- nombre de cycle,
- état de charge moyen annuel,
- rendement moyen avec décroissance,
- disponibilité,
- puissance maximale,
- temps de réaction,
- énergie utile,
- durée de vie du projet.

Question 2 : Sous réserve de faisabilité, la CRE étudie la possibilité de valoriser l'apport d'inertie intrinsèque des ouvrages de stockage. Êtes-vous favorables à cette évolution ? Identifiez-vous des difficultés sur le plan technique ?

Nous sommes favorables à condition que l'inertie synthétique apportée par des batteries soit également possible.

Question 3 : Quelle est, en considérant l'ensemble des évolutions envisagées présentées dans ce document, la durée optimale entre l'annonce de l'ouverture d'une fenêtre de saisine et la date de clôture de celle-ci ? Pour quelles raisons ?

La saisine doit avoir une double priorité : permettre le développement rapide des projets tout en s'assurant de la solidité des candidatures pour que les projets soient *in fine* réalisés.

Dans ce sens, l'obtention d'une PTF en amont de la candidature nous paraît indispensable à la bonne conduite des projets. La rendre obligatoire permettrait d'éviter plusieurs écueils : raccordement compliqué voire impossible dans le cas où plusieurs projets sont lauréats autour d'un même poste source, délais supplémentaires évitables, inconnue financière importante...

NW Energy

Avec une PTF obligatoire, le délai optimal serait de 7 mois (3 mois pour obtenir la PTF, 3 mois pour obtenir les autorisations d'urbanisme et un mois de préparation).

Sans PTF obligatoire, le délai obligatoire serait de 4 mois (3 mois pour obtenir les autorisations d'urbanisme et un mois de préparation).

Question 4 : La détermination d'une priorité d'examen accordée aux technologies identifiées spécifiquement dans les PPE et les modalités de sa mise en œuvre vous paraissent-elles adaptées et opérantes ?

Nous ne comprenons pas l'intérêt de cette mesure. Seule l'économie pour la collectivité et la réduction des émissions de CO2 devraient être prises en compte avec une mise en concurrence saine des technologies.

Question 5 : Les critères proposés pour la sélection des projets vous paraissent-ils adaptés pour obtenir une combinaison de projets optimale tout en conservant une méthode opérante, n'allongeant pas sensiblement les délais d'instruction ?

Ces critères de sélection nous semblent très complexes à mettre en place, peu objectifs et opaques pour les participants. Seul l'efficacité doit entrer en compte dans la sélection des lauréats.

Questions relatives à l'évaluation des surcoûts de production évités prévisionnels

Question 6 : Avez-vous des remarques sur la détermination des surcoûts de production évités dans son ensemble ?

Nous n'avons, à date, aucune information sur les hypothèses de fonctionnement des systèmes électriques et des surcoûts de production (offre et demande notamment). Sans ces informations, le dimensionnement des projets est très complexe et des inégalités seront inévitables entre les participants ayant accès -ou non- à ces informations.

Question 7 : Les évolutions proposées relatives à la majoration du taux d'actualisation ($M=0$ dans le cas général) et associées aux hypothèses de modélisation vous semblent-elles pertinentes au regard des contraintes imposées ? Dans le cas contraire, quelles seraient les justifications d'une majoration du taux d'actualisation ?

Ces évolutions semblent pertinentes.

Questions relatives à la détermination du coût normal et complet

Question 8 : Les modalités de détermination de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération vous semblent-elles adaptées, en particulier, au regard des évolutions envisagées sur les modalités de révision de la compensation ?

Ces modalités semblent beaucoup trop complexes et peu vérifiables pour permettre une sélection efficace.

Afin de simplifier et d'accélérer les procédures tant pour le producteur que pour la CRE, nous suggérons que chaque candidat accompagne la présentation de son projet d'une rémunération fixe annuelle envisagée. Cette rémunération, intégrant tous les coûts du projet (investissement, O et M, etc.), se suffit comme seul critère de sélection des projets. La concurrence assurera la compétitivité des offres.

Question 9 : S'agissant du taux de rémunération, êtes-vous favorables aux modalités de détermination proposées ?

De la même façon, tous les coûts indirects et notamment la prime de risque peuvent être intégrés dans l'offre de rémunération.

Question 10 : Êtes-vous favorables aux modalités de prise en compte, de révision et de versement des coûts de démantèlement ?

A nouveau, tous les coûts peuvent être pris en compte dans la rémunération proposée par le candidat.

NW Energy

Question 11 : Avez-vous d'autres remarques s'agissant de la détermination du coût normal et complet d'une installation dans son ensemble ?

Il est nécessaire que le coût des projets et les surcoûts de production évités soient comparés équitablement (notamment pour la partie impôts et taxes qui devrait être retiré du calcul du CNC).

Questions relatives aux modalités complémentaires liées à la détermination du niveau de compensation

Question 12 : Les évolutions des modalités de révision de la compensation vous paraissent-elles adaptées compte tenu du cadre spécifique applicable aux ouvrages de stockage, notamment la limite légale s'appliquant à la compensation ?

Ces modalités semblent adaptées mais impossibles à mettre en œuvre si le candidat ne dispose pas d'une PTF lors de sa candidature. Il y aura toujours un écart, potentiellement conséquent, entre le prix de raccordement envisagé et le prix réel.

Question 13 : Le partage de risque proposé, s'approchant ainsi de celui des contrats d'obligation d'achat, vous semble-t-il adapté ? Sur la base de quelles justifications estimeriez-vous que ce partage de risque est inadapté ou que le modèle n'est pas à même de le refléter ?

Ce partage de risque semble adapté mais il est impossible à mettre en œuvre si le candidat ne dispose pas d'une PTF lors de sa candidature.

Question 14 : Les modalités proposées vous semblent-elles adaptées pour inciter, d'une part, à la mise en service de l'ouvrage et, d'autre part, au respect du délai de mise en service ?

Ces modalités semblent adaptées.

Question 15 : Les dispositifs d'incitation à la disponibilité et à la performance vous paraissent-ils adaptés ?

La disponibilité garantie doit être identique pour tous, fixée dans le cahier des charges et sans plafond de pénalité.

La télécommunication doit être possible en 4G (et non uniquement en filaire).

Question 16 : Quelles seraient vos propositions pour inciter le stockeur à exploiter son installation sur l'ensemble de la durée du contrat ? Que pensez-vous de l'alternative consistant à imposer une pénalité ?

La mise en place de pénalité semble pertinente.

Une autre option peut-être plus pertinente serait de mettre en place une PPG constante sur la durée du contrat.

Question 17 : Avez-vous d'autres remarques ou suggestions s'agissant des modalités complémentaires liées à la détermination de la compensation ?

Non

Questions relatives au dossier de saisine

Question 18 : Êtes-vous favorables aux évolutions proposées pour la constitution du dossier de saisine ? (matrice des risques, justificatifs des coûts exposés et raccordement)

Nous sommes favorables à l'obligation d'obtention d'une PTF en amont de la candidature.

Question 19 : Pourriez-vous nous indiquer, à titre d'indication et à titre confidentiel, le nombre de projets que vous envisagez de développer, le cas échéant, pour le prochain guichet ?

La réponse est confidentielle

Question 20 : Identifiez-vous d'autres éléments constituant le dossier de saisine qui pourraient faire l'objet d'une modification ?

Il est indispensable que le cahier des charges technique soit revu et fasse l'objet d'une consultation de tous les acteurs au plus tôt. Le cahier des charges émis lors de l'appel d'offre de 2017 ne permet pas le développement d'installations de stockage pertinentes pour la collectivité. Il faut notamment exclure l'obligation de raccordement en départ dédié.



Révision de la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

Date de la contribution : 31/05/2022

Introduction

Nous sommes une Société Publique Locale (SPL) et travaillons pour les collectivités locales actionnaires à La Réunion, dont la Région Réunion pour laquelle nous avons réalisé plusieurs missions sur le stockage d'électricité :

- Réalisation d'une étude potentielle sur le stockage gravitaire à La Réunion,
- Animation et accompagnement des projets de STEP
- Appui à la définition de la stratégie du stockage électrique à La Réunion

Questions relatives au processus d'examen des projets de stockage

Question 1 : Êtes-vous favorable à l'évolution consistant à valoriser la fourniture du service de réserve rapide et du service d'arbitrage pour une même installation ? Identifiez-vous des difficultés sur le plan technique ?

Donnant plus de souplesse aux sollicitations de l'installation, cette évolution valorisera davantage l'installation vis-à-vis des besoins du système électrique. De même, il serait préconisé de valoriser d'autres services du système électrique auxquels l'installation de stockage peut répondre.

D'un point de vue technique, l'évolution technologique des équipements permet une meilleure flexibilité d'application de l'installation. Néanmoins, il sera nécessaire de définir, de manière collégiale si possible, le cadre technico-financier de fonctionnement de l'installation afin de rétribuer au plus près au porteur de projet suivant les besoins du système électrique et les économies générées.

Question 2 : Sous réserve de faisabilité, la CRE étudie la possibilité de valoriser l'apport d'inertie intrinsèque des ouvrages de stockage. Êtes-vous favorables à cette évolution ? Identifiez-vous des difficultés sur le plan technique ?

Cette évolution permettrait de valoriser les installations de stockage contribuant à l'inertie du système électrique et, ainsi, de diversifier le type de stockage électrique.

Le cadre technico-financier de cette évolution devra considérer l'apport d'inertie en complément de la fourniture du service de réserve rapide et du service d'arbitrage afin de rétribuer au porteur de projet à sa juste valeur en sachant que les projets capables d'apporter de l'inertie sont généralement plus onéreux que ceux qui n'en fournissent pas

Question 3 : Quelle est, en considérant l'ensemble des évolutions envisagées présentées dans ce document, la durée optimale entre l'annonce de l'ouverture d'une fenêtre de saisine et la date de clôture de celle-ci ? Pour quelles raisons ?

Nous n'avons pas assez d'éléments pour répondre à cette question. Nous alertons néanmoins sur le fait que certaines technologies de stockage telles que les STEP, nécessitent des autorisations administratives dont la durée d'instruction peut être assez longue.

Question 4 : La détermination d'une priorité d'examen accordée aux technologies identifiées spécifiquement dans les PPE et les modalités de sa mise en œuvre vous paraissent-elles adaptées et opérantes ?



Les technologies de stockage identifiées spécifiquement dans les PPE ont eu le consensus des acteurs locaux qui ont élaboré ou ont contribué à l'élaboration de la PPE en raison notamment de leur opportunité sur le territoire mais aussi de l'existence des projets identifiés. Ainsi, il est tout à fait opportun d'examiner en priorité ces technologies.

Néanmoins, les critères d'examen devraient être identiques pour toutes les vagues technologiques afin d'être le plus neutre possible. Les technologies de stockage identifiées dans les PPE sont, pour les raisons citées ci-dessus, examinées en priorité par la CRE.

Question 5 : Les critères proposés pour la sélection des projets vous paraissent-ils adaptés pour obtenir une combinaison de projets optimale tout en conservant une méthode opérante, n'allongeant pas sensiblement les délais d'instruction ?

Il est effectivement opportun d'analyser l'ensemble des projets dans l'objectif de trouver une combinaison de projets optimale. Toutefois, l'optimum de cette analyse portera uniquement sur deux critères économiques, ce qui impliquera une combinaison de projets de technologie de stockage similaire ayant une meilleure rentabilité financière. D'autres critères considérant les aspects techniques du projet comme la durée de vie ou le taux de recyclabilité ainsi que les externalités telles que les impacts environnementaux, la création d'emplois pour la mise en place ainsi que pour l'exploitation et la maintenance de l'ouvrage ou la contribution à l'indépendance du territoire pourraient également être appliqués afin de trouver une combinaison de projets de stockage variée et de promouvoir des projets comprenant d'autres enjeux pour le territoire.

Questions relatives à l'évaluation des surcoûts de production évités prévisionnels

Question 6 : Avez-vous des remarques sur la détermination des surcoûts de production évités dans son ensemble ?

En complément des modalités d'appel prévisionnelles envisagées par le GRD, qui seront précisées dans le cahier des charges techniques de la saisine, il pourrait être intéressant de demander au porteur de projet de proposer un scénario de pilotage de l'ouvrage de stockage visant l'optimisation de l'installation vis-à-vis de l'optimisation du fonctionnement du parc dont les informations devraient être partagées par le GRD. Cela permettrait d'obtenir une évaluation des surcoûts de production évités et prévisionnels, réalisée par le porteur de projet, qui s'inscrirait dans les données d'entrée dans l'analyse de la CRE.

Par ailleurs, une piste de réflexion pour compléter cette évaluation des surcoûts serait d'intégrer les coûts de réseau évités par l'ouvrage de stockage. Pour cela, conformément à la délibération du 8 décembre 2016 de la CRE, les GRD doivent communiquer les contraintes en tension et en intensité des réseaux de distribution qu'ils exploitent.

Certains ouvrages de stockage tels que les STEP, ont une durée de vie qui dépasse largement 30 ans. Par ailleurs, ce type d'installations est caractérisé par l'importance de l'envergure des travaux, notamment de génie civil, et l'emprise au sol nécessaire. Ainsi, l'allongement de la durée de vie, et par conséquent du contrat, permettrait d'augmenter le montant des coûts évités et, ainsi, amortir davantage les coûts d'investissement de l'installation.

Compte tenu de la situation sanitaire mondiale tendue depuis 2020 et des conflits géopolitiques actuels, le secteur financier est très instable, ce qui est reflété par la variabilité de l'inflation. Il est ainsi fortement recommandé de suivre en détails les prévisions et préconisations de la Banque Centrale Européenne en ce qui concerne le taux d'inflation de référence de 2%/an.

Question 7 : Les évolutions proposées relatives à la majoration du taux d'actualisation ($M=0$ dans le cas général) et associées aux hypothèses de modélisation vous semblent-elles pertinentes au regard des contraintes imposées ? Dans le cas contraire, quelles seraient les justifications d'une majoration du taux d'actualisation ?

Il est effectivement pertinent de simuler plusieurs scénarios basés sur des hypothèses différentes dans l'objectif d'estimer au plus près les risques du projet. Afin de limiter le délai d'instruction, le service instructeur de la CRE pourrait uniquement analyser deux scénarios



(tendanciel et défavorable), et s'appuyer sur le scénario proposé par le porteur de projet, cf. question n°6.

Compte tenu de l'instabilité actuelle du marché financier, il serait opportun de prévoir une majoration du taux d'actualisation suivant le taux d'inflation.

Questions relatives à la détermination du coût normal et complet

Question 8 : Les modalités de détermination de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération vous semblent-elles adaptées, en particulier, au regard des évolutions envisagées sur les modalités de révision de la compensation ?

Les modalités de détermination de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération étant similaires à celle d'autres cadres de compensation de la CRE, sont adaptées pour les ouvrages de stockage.

Cependant, le fait qu'elle ne puisse pas être révisée ex post est très contraignant pour le porteur de projets en cas d'aléas non prévus dans la mise en place du projet, cf. *question 12 et 13*.

Question 9 : S'agissant du taux de rémunération, êtes-vous favorables aux modalités de détermination proposées ?

Les modalités proposées étant, par ailleurs, similaires à celles de la méthodologie applicable à l'examen des coûts dans des moyens de production d'électricité situés dans les ZNI en vue d'en déterminer le niveau de compensation, sont également adaptées à la détermination du taux de rémunération pour les projets de stockage d'électricité.

Question 10 : Êtes-vous favorables aux modalités de prise en compte, de révision et de versement des coûts de démantèlement ?

Ayant la possibilité de saisir ultérieurement la CRE pour le démantèlement de l'installation, les modalités sur ce point sont assez souples.

Question 11 : Avez-vous d'autres remarques s'agissant de la détermination du coût normal et complet d'une installation dans son ensemble ?

Selon l'assiette d'investissement et la durée de travaux, une piste de réflexion serait de prévoir des avances sur la rémunération des immobilisations en cours suivant l'avancée de travaux jusqu'à la mise en service de l'installation, après laquelle la première facturation intégrerait le solde de 30 % du taux de rémunération du capital immobilisé.

Questions relatives aux modalités complémentaires liées à la détermination du niveau de compensation

Question 12 : Les évolutions des modalités de révision de la compensation vous paraissent-elles adaptées compte tenu du cadre spécifique applicable aux ouvrages de stockage, notamment la limite légale s'appliquant à la compensation ?

Il est vrai que la révision de la compensation d'un projet de stockage a posteriori de la décision de la CRE est à même de générer des problèmes d'équité vis-à-vis des autres projets.

Néanmoins, il est difficilement concevable d'ignorer les différentes évolutions possibles d'un projet depuis la saisine de la CRE jusqu'à sa mise en place. Issues des difficultés techniques, financières ou réglementaires, ces évolutions peuvent notablement impacter le coût global du projet. C'est pourquoi, la révision de l'assiette d'investissement basée sur les dépenses réelles, permet de prendre en compte ces aléas.

Par ailleurs, le porteur de projets, ne pouvant pas se baser sur la PTF, étant donné qu'elle ne serait pas nécessaire pour le dossier de saisine,



aura des difficultés pour estimer le coût de raccordement de l'installation tout en sachant qu'il peut être très variable selon la zone d'implantation de l'ouvrage compte tenu des contraintes du réseau électrique qui sont généralement inconnues malgré la délibération du 8 décembre 2016 de la CRE. La révision du coût de raccordement permet, en effet, de considérer d'éventuels écarts entre le coût prévisionnel pris en compte dans le dossier de saisine et le réel.

Une voie de réflexion serait d'arrêter un taux maximum de révision pour le projet suivant la matrice de risques fourni dans le dossier de saisine. Dans ce cadre, le porteur de projet aurait la possibilité de faire face aux aléas du projet survenus lors de sa mise en place. La CRE aurait plus d'éléments pour compléter la détermination du CNC qui prendrait également en compte le taux maximum de révision.

Question 13 : Le partage de risque proposé, s'approchant ainsi de celui des contrats d'obligation d'achat, vous semble-t-il adapté ? Sur la base de quelles justifications estimeriez-vous que ce partage de risque est inadapté ou que le modèle n'est pas à même de le refléter ?

Le cadre réglementaire pour les ouvrages de stockage n'est pas aussi mature que pour les contrats d'obligation d'achat. Cette consultation publique le reflète. De ce fait, le partage de risque proposé n'est pas très adapté pour le développement des projets de stockage d'électricité, d'autant plus que cela dépend fortement d'autres données externes telles que les besoins du système électrique et, par conséquent, des informations partagées par le GRD,

Par ailleurs, chaque technologie de stockage d'électricité, de par ses caractéristiques, aurait ses risques spécifiques. La suppression des révisions bénéficierait ainsi les technologies avec peu de difficultés induites.

Il est ainsi prématuré de supprimer complètement les révisions proposées.

Question 14 : Les modalités proposées vous semblent-elles adaptées pour inciter, d'une part, à la mise en service de l'ouvrage et, d'autre part, au respect du délai de mise en service ?

Les modalités proposées, octroyant une garantie financière et un délai de deux ans maximum après l'engagement de mise en service au porteur de projets, sont convenables pour inciter la mise en service de l'ouvrage.

Néanmoins, en ce qui concerne le respect du délai de mise en service, les modalités sont assez pénalisantes pour le porteur de projets qui est à même de trouver des aléas lors de la mise en place du projet. Dans l'objectif d'apporter un minimum de souplesse dans les démarches du projet de stockage qui a été sélectionné par la CRE par ses nombreux atouts pour le système électrique, un coefficient de sécurité pourrait être appliqué au délai prévisionnel défini par le porteur de projet. Par ailleurs, les pénalités pourraient être adoptées seulement en cas de jours de retard injustifiés.

Question 15 : Les dispositifs d'incitation à la disponibilité et à la performance vous paraissent-ils adaptés ?

Les dispositifs proposés sont similaires à ceux de la méthodologie applicable à l'examen des coûts dans des moyens de production d'électricité situés dans les ZNI en vue d'en déterminer le niveau de compensation. Ceux-ci inciteront effectivement l'exploitant à maintenir l'installation fonctionnelle et performante.

Question 16 : Quelles seraient vos propositions pour inciter le stockeur à exploiter son installation sur l'ensemble de la durée du contrat ? Que pensez-vous de l'alternative consistant à imposer une pénalité ?

Les deux mécanismes existants qui incitent indirectement le porteur de projet à l'exécution du contrat jusqu'à son terme, notamment la



compensation des coûts de démantèlement, sont suffisants.

Par ailleurs, l'application de pénalités proportionnelle au nombre d'années restant en cas de résiliation anticipée du contrat est courante dans d'autres types de contrats. Elle peut être adaptée au contrat de l'ouvrage de stockage d'électricité.

Question 17 : Avez-vous d'autres remarques ou suggestions s'agissant des modalités complémentaires liées à la détermination de la compensation ?

Nous n'avons rien à signaler sur les modalités complémentaires liées à la détermination de la compensation.

Questions relatives au dossier de saisine

Question 18 : Êtes-vous favorables aux évolutions proposées pour la constitution du dossier de saisine ? (matrice des risques, justificatifs des coûts exposés et raccordement)

La constitution d'une matrice des risques permet en effet de présenter les éventuels aléas et difficultés induites du projet de stockage ainsi que les mécanismes pour les affronter.

Tel qu'indiqué ci-dessous, en complément des mécanismes cités, un des dispositifs permettant selon le porteur de projets de couvrir les risques pourrait être la possibilité de réviser l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération ou le coût de raccordement.

Question 19 : Pourriez-vous nous indiquer, à titre d'indication et à titre confidentiel, le nombre de projets que vous envisagez de développer, le cas échéant, pour le prochain guichet ?

Étant une Société Publique Locale, nous ne développons pas de projet, nous travaillons pour les collectivités locales actionnaires.

Question 20 : Identifiez-vous d'autres éléments constituant le dossier de saisine qui pourraient faire l'objet d'une modification ?

Il serait opportun de planifier de manière régulière des guichets de saisine pour le développement du stockage électrique afin d'anticiper les besoins en flexibilités tel que cela est prévu dans les PPE du fait notamment de l'augmentation de la part d'ENR dans le mix énergétique des ZNI. Pour cela, il faudra notamment communiquer sur les besoins en flexibilités à court, moyen et long terme du système électrique.

Par ailleurs, dans l'objectif de développer différents types de technologies de stockage complémentaires, dont la synergie serait bénéfique pour le système électrique, et de promouvoir des projets comprenant d'autres enjeux pour le territoire, il serait judicieux de construire une méthodologie d'évaluation qui considère également les externalités liées au projet telles que la création d'emplois, le taux de recyclabilité du projet, la durée de vie, la durée de déstockage, la possibilité de multi-usage de l'installation...

L'articulation entre les différentes technologies proposée par la CRE dans cette consultation publique, avec une analyse équitable pour toutes les vagues (sans application du critère de priorité) permettrait d'élargir les services système auxquels le projet peut répondre, de diversifier les moyens de stockage et, in fine, de rendre le système électrique plus résilient.