

DELIBERATION N° 2023-13

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 janvier 2023 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL, commissaires.

1. CONTEXTE LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE

Le caractère insulaire de certaines zones non interconnectées¹ (ZNI), leurs contraintes géographiques, les limites de leurs infrastructures portuaires et routières, imposent le recours pour ces zones à des solutions technologiques spécifiques, à l'origine de coûts de production d'électricité sensiblement plus élevés qu'en métropole continentale. Dans le but d'accompagner le développement des énergies renouvelables intermittentes tout en réduisant ces surcoûts de production et par conséquent les charges de service public de l'énergie (SPE) qui financent la péréquation tarifaire dans ces zones, l'article L. 121-7 du code de l'énergie prévoit la prise en compte des coûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique (GRD). Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter.

Les dispositions du III de l'article R. 121-28 du code de l'énergie précisent que dans les ZNI « *le dossier des projets d'ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique, à l'exception de ceux qui ont été retenus à l'issue d'un appel d'offres, est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie ; il contient les éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation. Lorsque l'ouvrage de stockage n'appartient pas au gestionnaire de réseau, le dossier est accompagné d'un projet de contrat entre ce dernier et le propriétaire de l'ouvrage* ».

En outre, ces dispositions précisent également que « *les charges imputables aux missions de service public liées à l'installation, qui sont calculées par la Commission de régulation de l'énergie sur la base du coût normal et complet, diminué des éventuelles recettes et subventions dont bénéficie par ailleurs l'installation, ne peuvent excéder les surcoûts de production évités du fait de l'installation sur l'ensemble de sa durée de vie* ».

Le V du même article précise que « *le plafond prévu [...] s'impose à la somme des coûts calculés, pour une action donnée, sur la durée du contrat et actualisés selon un taux de référence ; il est déterminé par rapport à la somme des surcoûts de production évités sur la durée du contrat et actualisés selon un taux d'actualisation de référence majoré destiné à tenir compte des incertitudes sur les surcoûts de production évités futurs* ».

En application des dispositions de l'arrêté du 27 mars 2015², le taux d'actualisation de référence susmentionné est de 8 % lorsque la durée du contrat est inférieure ou égale à 5 ans, 4 % lorsqu'elle est supérieure ou égale à 15 ans, et est déterminé par interpolation linéaire entre 5 et 15 ans. Cet arrêté prévoit par ailleurs que la CRE applique une majoration pouvant atteindre 50 % du taux d'actualisation de référence si elle estime que les incertitudes sur les surcoûts de production évités futurs sont particulièrement significatives.

¹ Corse, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Guyane, Mayotte, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey. Les collectivités territoriales autonomes Polynésie française et Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI.

² Arrêté du 27 mars 2015 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de stockage d'électricité et pour les actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les zones non interconnectées.

En application de ces dispositions, les charges de SPE associées à un projet d'ouvrage de stockage d'électricité sont données par la formule suivante :

$$\text{Charges de SPE} = \text{Min} \left(\sum_{i=1}^n \frac{\text{CNC}_i - \text{recettes}_i}{(1 + \text{Taux}_n)^i} ; \sum_{i=1}^n \frac{\text{surcoûts évités}_i}{(1 + \text{Taux}_n + M)^i} \right) \quad (1)$$

Où :

- n désigne la durée de vie de référence de l'installation³ ;
- CNC_i désigne le coût normal et complet, diminué des subventions éventuelles, donnant droit à compensation l'année i ;
- recettes_i désigne les recettes perçues l'année i ;
- surcoûts évités_i désigne les surcoûts de production évités l'année i ;
- Taux_n désigne le taux d'actualisation à appliquer en fonction de la durée de vie de référence n ;
- M désigne la majoration du taux d'actualisation de référence.

Le III de l'article R. 121-28 du code de l'énergie précise enfin que « la Commission notifie aux parties le résultat de l'évaluation de la compensation dans un délai de quatre mois à compter de la réception du dossier complet ».

2. OBJET DE LA PRESENTE DELIBERATION

Afin d'apporter de la transparence aux porteurs de projets, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a adopté le 30 mars 2017⁴ une méthodologie visant à préciser, dans le respect du cadre législatif et réglementaire, les modalités de saisine, d'examen, de calcul du coût normal et complet, de compensation et plus largement de régulation des ouvrages de stockage en ZNI.

Après cinq années d'application marquées par la réalisation de deux guichets ainsi que la publication d'un nouvel arrêté relatif au taux de rémunération dans les ZNI⁵, la CRE a estimé nécessaire de mettre à jour plusieurs points de cette méthodologie. A cette fin, elle a recueilli les avis des différents acteurs au travers d'une consultation publique⁶ dont les réponses sont analysées ci-après et publiées, en annexe de la présente délibération, sa méthodologie révisée. Les évolutions permettent notamment de préciser :

- le champ d'application et les modalités de saisine ;
- les différents services pouvant être rendus par les ouvrages de stockage ;
- les priorités d'examen des projets, notamment l'articulation entre les différentes technologies, et la méthode de sélection des projets au regard des économies de charges de SPE qu'ils permettent de générer et des objectifs de politique énergétique ;
- les modalités d'évaluation des surcoûts de production évités ;
- les modalités de détermination du coût normal et complet et de révision de la compensation ;
- la mise en œuvre de l'arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital investi dans des moyens de stockage en ZNI ;
- les modalités de mise en œuvre des diverses incitations : incitation à la disponibilité et à la performance des installations, au respect du calendrier de mise en service et à l'exécution du contrat jusqu'à son terme ;
- la constitution du dossier de saisine pour les différents cas d'application.

³ La durée de vie de référence d'une installation correspond à la durée du contrat.

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

⁵ Arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage piloté par le gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées.

⁶ 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.

3. ANALYSE DES REPONSES A LA CONSULTATION PUBLIQUE

La CRE a mené entre le 21 avril et le 1^{er} juin 2022 une consultation publique relative à la révision de la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité situé dans les ZNI. Onze participants (notamment des porteurs de projet, des gestionnaires de réseau et des associations professionnelles) y ont répondu : Akuo, Albioma, le club stockage de l'Association Technique Energie Environnement (ATEE), EDF SA, EDF PEI, EDF SEI, Fédération Nationale des Mines et de l'Énergie (FNME-CGT), Méridiam, NW Energy, la Société Publique Locale Horizon Réunion et Voltalia. Cette partie de la délibération synthétise les réponses obtenues sur les principaux sujets de la consultation publique et présente l'analyse de la CRE des réponses apportées ainsi que les choix méthodologiques finalement retenus. Les réponses à la consultation, le cas échéant expurgées des parties confidentielles, sont publiées sur le site de la CRE.

3.1 Priorité d'examen

Dans sa consultation publique, la CRE proposait de prioriser l'instruction des projets déposés lors d'une fenêtre de saisine dont la technologie utilisée est identifiée comme prioritaire par la PPE du territoire concerné. Elle proposait par ailleurs d'imposer un critère plus exigeant pour ces projets, consistant à limiter la compensation à 90 % des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter, afin de s'assurer qu'ils génèrent effectivement des économies de charges de SPE.

Les retours des acteurs étaient partagés sur la question de la priorisation, certains insistant sur la pertinence de développer des projets reposant sur une technologie soutenue par les acteurs locaux et ayant des externalités positives non prises en compte par l'évaluation de la CRE ; quand d'autres ont mis en évidence le risque de monopolisation du besoin de stockage par une filière. Certains acteurs ont, par ailleurs, proposé de prendre en compte d'autres critères que les seules économies de charges de SPE.

S'il est possible d'introduire de tels critères dans les procédures de mise en concurrence lancées par l'Etat⁷, la compétence de la CRE est limitée à l'évaluation économique au périmètre des charges de SPE. Elle ne peut, à ce titre, pas inclure d'autres critères dans son évaluation (par exemple impacts environnementaux, emploi, synergies avec d'autres secteurs, contribution à l'indépendance du territoire). Comme proposé lors de la consultation publique, la CRE considère cependant qu'il est pertinent que l'ensemble de ces aspects (économiques et autres) soient effectivement pris en compte lors de l'élaboration des PPE, et en particulier lors du choix de priorisation ou non des technologies de stockage. Elle recommande à ce titre aux rédacteurs des PPE de procéder à un examen approfondi des différentes externalités des technologies de stockage pour le territoire et d'inscrire explicitement dans chaque PPE, au regard de cette analyse, les technologies que le territoire souhaite prioriser (en précisant le cas échéant les volumes cibles par technologies).

S'agissant du critère plus exigeant proposé dans la consultation, les acteurs considèrent que ce garde-fou pourrait aller à l'encontre du souci de priorisation recherché. Compte tenu du retour des acteurs, et afin de faciliter la mise en œuvre de la politique énergétique décidée par chaque territoire, la CRE ne retient finalement pas l'application de ce critère plus exigeant dans sa méthodologie révisée et considère que la limitation de la compensation aux seuls surcoûts de production évités, conformément à l'article L. 121-7 du code de l'énergie, constitue un garde-fou suffisant.

Les acteurs ont par ailleurs questionné le cas où aucune PPE n'est en vigueur lors du guichet. Dans sa consultation, la CRE indiquait qu'en l'absence d'orientations dans les PPE, identifiant le développement de certaines technologies de stockage comme prioritaires, la CRE examinera ensemble les différentes technologies en une seule vague. Elle appliquera également ce principe en l'absence de PPE.

La CRE retient l'évolution de la méthodologie consistant à prioriser l'instruction des projets dont la technologie est identifiée comme prioritaire par la PPE pour sa méthodologie révisée, mais ne retient pas l'application d'un critère plus exigeant pour l'analyse de ces projets.

3.2 Méthode de sélection

La CRE affichait dans sa consultation publique sa volonté d'affiner sa méthode de sélection des projets en testant 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 étant obtenues en appliquant, pour les différents projets composant la combinaison, soit le critère d'efficacité (rapport entre les surcoûts évités et les coûts du projet), soit un critère fondé sur la valeur absolue des économies de charges de SPE générées par le projet (différence entre les surcoûts évités et les coûts du projet).

⁷ Art. L. 311-10 du code de l'énergie.



Les acteurs ont accueilli cette évolution de manière favorable dans l'ensemble, en notant que l'approche consistant à maximiser la valeur absolue des économies semblait plus adaptée que celle consistant à maximiser la valeur relative pour chaque projet pris indépendamment. Les acteurs souhaiteraient que la méthode soit détaillée de manière plus précise et transparente et que le temps d'instruction des projets soit limité. Certains acteurs souhaiteraient par ailleurs disposer, en amont du guichet, d'une méthode permettant d'estimer et d'évaluer l'intérêt de leur projet.

La CRE rappelle que l'intérêt d'un projet dépendant à la fois de ses caractéristiques intrinsèques (coûts et caractéristiques techniques) et de son articulation avec les autres projets participant au guichet, il est impossible d'estimer de manière quantitative la pertinence d'un projet en particulier en amont du guichet. Toutefois, afin d'apporter de la visibilité sur les volumes qui pourraient être retenus au terme du guichet, elle publiera, à titre indicatif, le volume potentiel de stockage qui pourrait se développer compte tenu de la valeur qui peut être captée et de son évaluation des surcoûts évités potentiels.

La CRE a par ailleurs affiné ses analyses et fait évoluer ses outils et considère être en mesure de tester davantage de combinaisons. **La méthode que la CRE appliquera permettra de tester les combinaisons de projets les plus efficaces. La CRE sélectionnera, parmi celles-ci, celle permettant de générer le plus d'économies de charges de SPE et ainsi d'optimiser l'appel des moyens de production en générant le plus de valeur pour le système.** Cette méthode est détaillée dans la méthodologie révisée, avec des exemples permettant d'illustrer différents cas possibles afin de faciliter la compréhension de la méthode appliquée et d'apporter la transparence demandée par les acteurs.

La CRE précisera également la méthode de répartition des surcoûts évités par une combinaison de projets permettant ainsi de disposer des surcoûts évités par chacun des projets composant cette combinaison.

3.3 Services rendus par les ouvrages de stockage

Dans sa consultation publique, la CRE proposait de valoriser, pour une même installation, le service de réserve rapide et le service d'arbitrage. Le modèle d'optimisation utilisé par la CRE pour évaluer les surcoûts évités tiendra compte, à chaque pas de temps, du service permettant de générer le plus de valeur pour le système électrique. Cette optimisation prendra en compte les éventuelles interférences et interactions entre les différents services pouvant être rendus, simultanément ou successivement. La CRE proposait également de valoriser l'apport d'inertie intrinsèque des ouvrages de stockage – l'énergie cinétique des machines tournantes – dans la mesure où un apport d'inertie peut affecter le programme d'appel des installations de production et donc éviter des surcoûts de production.

Les porteurs de projets se sont montrés favorables à la valorisation de différents services pour une même installation et n'identifient pas de problématiques techniques à un tel fonctionnement sous réserve que les modalités de mise en œuvre opérationnelle et contractuelle soient précisées. Du côté des GRD, EDF SEI s'est montrée favorable, considérant qu'il s'agissait d'une opportunité pour maximiser les services rendus, et n'identifie pas de difficultés à cette évolution. Les modalités seront précisées ultérieurement, notamment dans les prescriptions techniques élaborées par les GRD et dans les modèles de contrats associés.

S'agissant de l'inertie, les acteurs sont favorables à la valorisation d'un apport d'inertie par une installation de stockage.

Par ailleurs, la plupart des acteurs ont soulevé la question de l'inertie synthétique⁸ pouvant être fournie par les installations de stockage par batteries avec des opinions partagées sur la pertinence de la valoriser. Certains doutent de la maturité de cette technologie quand d'autres considèrent que le service fourni est comparable à l'inertie d'une machine tournante. Après des échanges techniques avec les GRD et la consultation de l'état de l'art, la CRE considère que l'inertie synthétique n'est pas suffisamment mature pour être valorisée à ce stade. Si les études en cours démontrent son intérêt pour la stabilité du réseau, elle sera alors prise en compte par le GRD, et à ce titre, par la CRE lors de son évaluation des projets.

La CRE maintient donc dans la méthodologie révisée sa proposition de la consultation publique. Elle fait évoluer son modèle d'optimisation pour prendre en compte les contraintes d'inertie appliquées sur les différents territoires et sera en mesure de valoriser ce service lors des prochains guichets en plus des services de réserve rapide et d'arbitrage.

3.4 Détermination des surcoûts évités prévisionnels

Les acteurs ont accueilli favorablement les modalités de détermination des surcoûts évités prévisionnels proposées dans la consultation publique, notamment le calcul des surcoûts évités sur deux années de référence et l'application d'une majoration nulle, dans le cas général, du taux d'actualisation appliqué pour les surcoûts évités.

⁸ L'inertie synthétique consiste à imiter la réponse d'une machine tournante lors d'une variation de la puissance appelée par le réseau, à la hausse comme à la baisse, dans le cas où les onduleurs de l'installation fonctionnent en mode grid-forming. L'installation permet ainsi de limiter la vitesse de variation de la fréquence du réseau.



Des précisions sur certaines hypothèses et sur le fonctionnement du modèle d'équilibre offre-demande sont ajoutées dans la méthodologie révisée pour répondre aux questions de différents acteurs.

Les acteurs développant des projets dont la durée de vie est supérieure à 30 ans ont suggéré d'étudier la valeur résiduelle de l'installation en fin de vie. Compte tenu des incertitudes importantes au-delà de 30 ans, il est difficile d'estimer les coûts et les surcoûts évités à cet horizon et de fonder une décision de compensation sur de telles données. Toutefois, **la CRE laissera au porteur de projet la possibilité d'estimer leur valeur résiduelle et de la valoriser en la retranchant du montant de compensation versée en fin de Contrat.** Les modalités de mises en œuvre sont précisées dans la méthodologie révisée.

3.5 Modalités de fixation et de révision de la compensation

Dans sa consultation publique, la CRE envisageait de faire évoluer les modalités de révision de la compensation ainsi que les modalités de détermination du coût normal et complet. Elle proposait notamment de supprimer les mécanismes de révision à la hausse compte tenu des problématiques identifiées, en particulier la compatibilité avec la limite légale de la compensation à hauteur des surcoûts évités et la potentielle remise en cause de la sélection des projets effectuée lors de l'évaluation initiale des projets. En contrepartie, elle proposait la suppression des mécanismes de révision à la baisse de la compensation et un allègement des éléments demandés pour fixer le coût normal et complet, permettant une internalisation des risques par les porteurs de projet.

Les acteurs considèrent dans l'ensemble que ce cadre serait trop risqué. Ils ont notamment insisté sur les risques qu'ils considèrent hors de leur contrôle : l'évolution du coût de raccordement ou du montant des aides obtenues, l'évolution des coûts d'investissement liée à des variations globales du marché, en particulier dans le contexte actuel, et l'impact économique en cas d'évolutions réglementaires, notamment environnementales. Ils estiment que, dans un tel cadre, ils devraient recourir à des couvertures importantes et que les charges de SPE associées seraient dès lors plus élevées. Certains acteurs ont ainsi demandé le maintien de la clause de sauvegarde, l'introduction d'une révision du coût d'investissement *a minima* en fonction des variations de marché, la révision du coût de raccordement et du montant des aides obtenues. Certains porteurs de projets ont par ailleurs indiqué que le risque d'abandon des projets complexes serait important dans un tel cadre.

Les réactions des acteurs à ces dispositions conduisent la CRE à adopter une approche alternative. **Cette approche consiste à octroyer la possibilité pour les porteurs de projet de demander une marge, à la hausse et à la baisse, qui pourra être consommée uniquement pour des cas précis et déterminés :**

- évolution des coûts d'investissement en raison des fluctuations globales de marché sur la base d'une indexation déterminée au préalable ;
- évolution du coût de raccordement par rapport au montant indiqué dans la proposition technique et financière (PTF) (+/- 15 %) ;
- évolution du montant des aides perçues sous réserve que le porteur de projet fournisse la preuve que les démarches ont été correctement effectuées.

Cette marge sera limitée par un plafond fixé par la CRE avant le dépôt des offres (par exemple 20 % de l'assiette d'investissement). **La CRE s'assurera que la compensation augmentée de la marge reste bien inférieure aux surcoûts évités prévisionnels. Cet octroi d'une marge sera complété par l'introduction d'une clause de sauvegarde limitée aux conséquences des modifications réglementaires.** En contrepartie, la CRE conserve dans la méthodologie révisée certaines modalités de contrôle pour la détermination du niveau de compensation.

3.6 Raccordement

Dans sa consultation publique, la CRE envisageait de ne plus exiger de PTF dans les dossiers de saisine et de laisser les porteurs de projet se fonder sur les éléments de leur choix pour estimer le coût de raccordement de leur installation et supporter le risque d'évolution.

Les acteurs ne sont pas favorables dans l'ensemble à ces nouvelles dispositions. Ils indiquent ne pas souhaiter déposer de dossier sans vision précise du coût de raccordement et ne pas être prêts à porter le risque d'évolution de ce coût, avec ou sans PTF, dans la mesure où ils estiment n'avoir aucune maîtrise de ce coût. La CRE entend cet argument. Elle décide en conséquence d'intégrer les évolutions de coût dans la marge prévue au paragraphe précédent et de conserver la nécessité de disposer d'une PTF dans les dossiers de saisine.

La CRE avait indiqué, dans sa consultation publique, étudier la pertinence et la faisabilité de différentes adaptations permettant de limiter les effets du nombre important de demandes de raccordement auprès des GRD dans le cadre du guichet. Certains acteurs ont proposé d'organiser plusieurs guichets décalés dans le temps afin de lisser la charge de travail pour EDF SEI, GRD de plusieurs territoires. Cette solution, permettant également de réduire les temps d'instruction de la CRE, sera privilégiée. La CRE étalera dans le temps les guichets relatifs aux différents territoires et communiquera sur le calendrier prévisionnel.

Par ailleurs plusieurs acteurs regrettent de ne pas disposer d'informations suffisantes concernant les capacités de raccordement disponibles sur le réseau. Ces données leur permettraient d'identifier les zones d'implantation à privilégier pour leurs projets afin de limiter les coûts de raccordement et ainsi les travaux sur les infrastructures réseau.

La CRE rappelle qu'avant de solliciter un raccordement à un réseau public de distribution d'électricité, tout demandeur doit pouvoir évaluer les coûts ainsi que les délais associés à cette opération. Par conséquent, la CRE a précisé, dans sa délibération n°2019-275 du 12 décembre 2019, les données minimales auxquelles les demandeurs devaient avoir accès pour pouvoir établir leur propre estimation. Ces données intègrent notamment :

- la capacité de transformation restante disponible pour l'injection par poste source,
- la capacité d'injection restante disponible,
- la somme des puissances, en injection, des projets faisant l'objet d'une demande de raccordement en HTA en cours d'instruction.

La CRE a également insisté sur la nécessité de mettre à jour régulièrement ces informations.

EDF SEI met d'ores et déjà à disposition des acteurs différents jeux de données reprenant les demandes susmentionnées ainsi que certaines données cartographiques de ses réseaux (lignes et câbles HTA et HTB ...). La CRE note la demande des acteurs de disposer de davantage d'informations (notamment l'identification des départs HTA non délestables et des postes en antenne, la capacité de stockage raccordée et en file d'attente, etc.).

Compte tenu de la pertinence d'optimiser les dépenses de raccordement pour la collectivité, la CRE demande :

- aux autres GRD de se conformer, dans les plus brefs délais, à la délibération du 12 décembre 2019 en publiant les informations minimales auxquelles les demandeurs devraient avoir accès ;
- à l'ensemble des GRD d'étudier, en concertation avec les acteurs, et de publier, dans les meilleurs délais, les informations complémentaires qui pourraient utilement être mises à leur disposition.

La CRE encourage par ailleurs les Porteurs de projet à déposer leurs demandes de raccordement suffisamment en amont afin de s'assurer de disposer d'une PTF lors du dépôt du dossier de saisine.

Ainsi, la CRE décide d'intégrer les évolutions de coût de raccordement dans la marge prévue au paragraphe 3.5 et de conserver la nécessité de disposer d'une PTF dans le dossier de saisine. Elle demande par ailleurs aux GRD de publier les informations dont les porteurs de projet ont besoin pour développer leurs projets dans les meilleurs délais.

3.7 Modalités complémentaires

3.7.1 Incitation à la disponibilité et à la performance

Les mécanismes d'incitation à la disponibilité et à la performance proposés dans la consultation publique reprenaient en grande partie les dispositions prévues dans la méthodologie initiale tout en précisant certaines dispositions.

Aucun consensus ou proposition satisfaisante n'est ressorti des retours des acteurs : certains, familiers avec ces propositions qui s'inspirent des dispositifs déjà en place dans les contrats des installations situées en ZNI, y sont favorables, quand d'autres considèrent ces dispositions trop pénalisantes.

La CRE conserve donc la proposition de la consultation publique.

3.7.2 Incitation à la mise en service industriel

Afin d'inciter les lauréats à la mise en service de l'installation, la CRE proposait, dans sa consultation, de conserver la garantie financière déjà prévue dans la méthodologie initiale. Elle proposait de plus d'ajouter des pénalités contractuelles en cas de retard afin d'inciter au respect du calendrier de mise en service, le montant des pénalités étant limité au montant de la garantie financière.

Les acteurs sont dans l'ensemble favorables aux modalités proposées, sous réserve que des délais supplémentaires soient accordés en cas de retard associé aux événements suivants : force majeure, travaux de raccordement non finalisés, délai pour obtention des autorisations administratives.

La CRE a poursuivi sa réflexion sur ces modalités d'incitation. **Elle prévoit finalement que seule une garantie financière sera demandée au Porteur du projet mais afin de faciliter la mise en œuvre de celle-ci, la garantie financière sera dorénavant détenue par le gestionnaire de réseau.** Les dérogations au respect du délai de mise en service sont maintenues, en particulier en cas de force majeure, retard de raccordement ou délai pour obtention des autorisations administratives.

3.7.3 Mécanisme incitant au respect de la durée du contrat

Dans sa consultation publique, la CRE avait interrogé les acteurs afin de recueillir des propositions de mécanismes incitant à l'exploitation de l'installation jusqu'au terme du contrat, pouvant venir se substituer à la mise en place d'une garantie financière sur la durée du contrat et compléter les deux mécanismes indirects existants (bonus-malus calé sur la part fixe de mi-vie à partir de la moitié du contrat et compensation des coûts de démantèlement).

Certains acteurs considèrent qu'une troisième incitation indirecte existe également. Pour les projets relativement courts (type batteries), l'engagement bancaire s'étale jusqu'au terme du contrat ; pour les projets dont la durée de vie est plus longue, le retour sur investissement pour l'investisseur se matérialise sur les dernières années, dès lors que la dette est remboursée. Le montage financier incite ainsi, selon eux, déjà à l'exploitation de l'installation sur toute la durée de vie. Si certains acteurs considèrent que les incitations sont d'ores et déjà suffisantes, d'autres sont favorables à l'introduction d'une pénalité. Toutefois, aucune proposition de mécanisme applicable n'a été formulée.

Compte tenu du retour des acteurs et de l'importance que peuvent avoir les projets pour assurer la sécurité d'approvisionnement d'un territoire, **la CRE prévoit l'application d'une pénalité en cas de résiliation du contrat.** Cette pénalité pourra prendre la forme d'une part fixe, levée en cas de respect d'un préavis – correspondant au délai nécessaire pour mettre en œuvre une solution alternative – et une part variable dépendant de la durée restante avant le terme du contrat.

3.7.4 Provisions pour démantèlement

La CRE ne prévoyait pas de modifications majeures des modalités de compensation des coûts de démantèlement par rapport à la méthodologie initiale. Une des modifications consistait simplement à prendre en compte les coûts de démantèlement prévisionnels dans le coût normal et complet lors de la comparaison du CNC aux surcoûts évités prévisionnels.

Les positions des acteurs sur ces modalités sont contrastées : certains considèrent qu'elles sont adaptées quand d'autres estiment que les incertitudes sur l'estimation sont importantes et qu'il est délicat de s'engager sur un tel montant.

La CRE rappelle que l'objet de la saisine avant les travaux de démantèlement est bien de réviser ces coûts compte tenu de l'incertitude au moment de la saisine initiale et qu'il n'est, en tout état de cause, pas pertinent d'ignorer ces coûts lors de la comparaison initiale avec les surcoûts évités prévisionnels.

Pour les projets dont la durée de vie technique dépasse 30 ans, **une clause spécifique sera prévue dans les contrats afin d'anticiper les modalités de prolongation éventuelle.**

DECISION DE LA CRE

Par la présente délibération, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) adopte et publie la méthodologie révisée applicable lors de l'examen des projets d'ouvrages de stockage d'électricité situés dans les ZNI et pilotés par les GRD. Cette méthodologie remplace la précédente adoptée le 30 mars 2017.

Cette délibération constitue pour la CRE des lignes directrices opposables aux opérateurs concernés.

La CRE peut déroger à l'application de cette méthodologie si des circonstances exceptionnelles liées au projet ou des considérations d'intérêt général le justifient.

Cette méthodologie est susceptible d'être mise à jour, au fur et à mesure de la pratique décisionnelle de la CRE.

La délibération sera publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 12 janvier 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

METHODOLOGIE APPLICABLE A L'EXAMEN D'UN PROJET D'OUVRAGE DE STOCKAGE SITUES DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES

Le présent document a pour objet d'exposer la méthodologie que la Commission de régulation de l'énergie (CRE) applique à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité situé dans les zones non interconnectées (ZNI) en application des dispositions de l'article R. 121-28 du code de l'énergie.

Cette méthodologie entre en vigueur le jour de sa publication.

La CRE peut déroger à l'application de cette méthodologie si des circonstances particulières liées au projet ou des considérations d'intérêt général le justifient.

Dans chacun des cas d'application de la présente méthodologie (cf. § 1.1), le fournisseur historique saisit la CRE d'un dossier dont les modalités de transmission, le format, le contenu et les spécificités sont précisés dans l'annexe 2. Pour être considéré comme complet, ce dossier doit respecter l'ensemble des indications de la présente méthodologie.

SOMMAIRE

1. CONTEXTE LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE.....	1
2. OBJET DE LA PRESENTE DELIBERATION	2
3. ANALYSE DES REPONSES A LA CONSULTATION PUBLIQUE	3
3.1 PRIORITE D'EXAMEN	3
3.2 METHODE DE SELECTION.....	3
3.3 SERVICES RENDUS PAR LES OUVRAGES DE STOCKAGE.....	4
3.4 DETERMINATION DES SURCOUTS EVITES PREVISIONNELS.....	4
3.5 MODALITES DE FIXATION ET DE REVISION DE LA COMPENSATION.....	5
3.6 RACCORDEMENT.....	5
3.7 MODALITES COMPLEMENTAIRES.....	6
3.7.1 Incitation à la disponibilité et à la performance	6
3.7.2 Incitation à la mise en service industriel.....	6
3.7.3 Mécanisme incitant au respect de la durée du contrat	7
3.7.4 Provisions pour démantèlement.....	7
DECISION DE LA CRE	8
METHODOLOGIE APPLICABLE A L'EXAMEN D'UN PROJET D'OUVRAGE DE STOCKAGE SITUES DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES.....	9
1. PROCESSUS D'EXAMEN DES PROJETS DE STOCKAGE.....	13
1.1 CHAMP D'APPLICATION DE LA METHODOLOGIE	13
1.1.1 Précisions sur le champ d'application.....	13
1.1.2 Cas des projets hybrides	13
1.2 EN AMONT DE LA SAISINE DE LA CRE	13
1.2.1 Services permettant d'éviter des surcoûts de production	14
1.2.2 Services permettant d'éviter des coûts de réseau	14
1.3 MODALITES DE SAISINE DE LA CRE.....	14
1.4 PRIORITE D'EXAMEN DES PROJETS.....	15
1.4.1 Priorité d'examen des technologies en fonction des objectifs de politique énergétique.....	15
1.4.2 Sélection des projets et économies de charges de SPE	15
1.5 EXAMEN DU PROJET PAR LA CRE.....	16
1.6 DELIBERATIONS DE LA CRE RELATIVE AU PROJET D'OUVRAGE DE STOCKAGE.....	16
2. EVALUATION DES SURCOUTS DE PRODUCTION EVITES PREVISIONNELS	16
2.1 MODALITES D'APPEL PREVISIONNELLES	17
2.2 DUREE DE VIE DE REFERENCE ET ANNEES DE REFERENCE POUR LE CALCUL DES COUTS EVITES.....	17
2.3 COUTS VARIABLES DE PRODUCTION EVITES PREVISIONNELS AUX ANNEES DE REFERENCE.....	17
2.3.1 Hypothèses retenues relatives à la demande en électricité aux années de référence	18
2.3.2 Hypothèses retenues relatives à la construction des parcs aux années de référence.....	18
2.3.3 Coûts variables de production des centrales du parc cible	18
2.3.4 Modélisation et optimisation du fonctionnement du parc cible	19
2.4 COUTS FIXES EVITES PREVISIONNELS AUX ANNEES DE REFERENCE.....	19
2.5 GAINS DE RECETTES TARIFAIRES POUR LE FOURNISSEUR HISTORIQUE AUX ANNEES DE REFERENCE.....	20
2.6 SURCOUTS DE PRODUCTION EVITES PREVISIONNELS AUX ANNEES DE REFERENCE	20
2.7 EXTRAPOLATION ET SOMME DES SURCOUTS DE PRODUCTION EVITES PREVISIONNELS SUR LA DUREE DE VIE DE REFERENCE	20

2.8 CAS DE L'EXAMEN CONJOINT DE PLUSIEURS PROJETS	20
3. DETERMINATION DU COUT NORMAL ET COMPLET	21
3.1 DETERMINATION DE LA PART FIXE.....	21
3.1.1 Rémunération du capital immobilisé.....	21
3.1.1.1 Assiette d'investissement donnant lieu à rémunération	21
3.1.1.2 Taux de rémunération du capital immobilisé	22
3.1.2 Amortissement du capital	23
3.1.3 Rémunération du besoin en fonds de roulement.....	23
3.1.4 Coûts fixes d'exploitation	23
3.1.5 Dépenses de gros entretien et renouvellement (GER)	23
3.2 DETERMINATION DE LA PART VARIABLE	23
3.2.1 Coûts d'achat de l'électricité au TRV	24
3.2.2 Coûts variables hors coûts d'achat d'électricité.....	24
3.3 REMUNERATION DES IMMOBILISATIONS EN COURS (IEC).....	24
3.3.1 Assiette d'IEC donnant lieu à rémunération	24
3.3.2 Taux de rémunération des IEC.....	24
3.4 PRISE EN COMPTE DES RECETTES ANNEXES	24
3.5 DEVENIR DE L'INSTALLATION A L'ISSUE DU CONTRAT	25
3.5.1 Cas d'une installation dont la durée de vie technique est supérieure à 30 ans	25
3.5.2 Provisions pour démantèlement.....	25
4. MODALITES COMPLEMENTAIRES LIEES A LA DETERMINATION DU NIVEAU DE COMPENSATION	26
4.1 STRUCTURE DE LA COMPENSATION	26
4.2 MODALITES DE REVISION DE LA COMPENSATION	26
4.2.1 Révision de l'assiette d'investissement dans la limite de la marge.....	26
4.2.2 Prise en compte des recettes annexes	27
4.2.3 Révision de la compensation à la suite d'un audit par la CRE des charges d'exploitation et des GER ...	27
4.2.3.1 Premier audit, révision à la baisse	27
4.2.3.2 Audits suivants, révision à la hausse ou à la baisse	28
4.2.4 Révision en cas de mise en œuvre d'une clause de sauvegarde.....	28
4.2.4.1 Cas général	28
4.2.4.2 Activation de la clause de sauvegarde dans le cas de la révision de l'assiette d'investissement...	29
4.3 INCITATION AU RESPECT DU CALENDRIER DE MISE EN SERVICE	29
4.4 INCITATION A LA DISPONIBILITE ET A LA PERFORMANCE DE L'INSTALLATION DE STOCKAGE.....	29
4.4.1 Bonus-malus	30
4.4.2 Pénalités.....	30
4.4.3 Modalités de contrôle de la disponibilité des installations par le gestionnaire de réseau	30
4.5 MODALITES APPLICABLES EN FIN DE CONTRAT	30
4.5.1 Incitation au respect de la durée du Contrat	30
4.5.2 Coûts de démantèlement.....	31
4.5.3 Prolongation ou renouvellement du Contrat	31
4.6 DISPOSITIONS APPLICABLES PENSANT LA PHASE DE MISE EN SERVICE.....	31
4.7 REVISION DES INDICES.....	31
4.8 EVOLUTIVITE DES MODALITES DE PILOTAGES DE L'INSTALLATION	31
4.9 TRAITEMENT DES COUTS ECHOUES	32

ANNEXE 1 : GLOSSAIRE 33

ANNEXE 2 : DOSSIER DE SAISINE 35

1. MODALITES GENERALES 35

2. FORMAT DU DOSSIER 36

3. PIECES A FOURNIR DANS LE DOSSIER..... 36

4. ANALYSE DU GESTIONNAIRE DE RESEAU..... 40

4.1 JUSTIFICATION DE LA PROPOSITION TECHNIQUE ET FINANCIERE DE RACCORDEMENT 40

4.2 MODALITES DE PILOTAGE PREVISIONNELLES DE L'INSTALLATION..... 40

4.3 ANALYSE RELATIVE AU CHOIX TECHNOLOGIQUE ET AU DIMENSIONNEMENT DU PROJET 40

4.4 ANALYSE COUTS-BENEFICE POUR LE RESEAU..... 40

5. CAS D'UNE SAISINE POUR COMPENSATION DES COUTS DE DEMANTELEMENT 41

5.1 CHAMP D'APPLICATION..... 41

5.2 MODALITES DE TRAITEMENT DES COUTS DE DEMANTELEMENT POUR LES INSTALLATIONS ELIGIBLES 41

ANNEXE 3 : DONNEES PRINCIPALES DU PROJET 43

ANNEXE 4 : MATRICE DES RISQUES..... 45

ANNEXE 5 : EXTRAITS DES TEXTES APPLICABLES 47

1. PROCESSUS D'EXAMEN DES PROJETS DE STOCKAGE

1.1 Champ d'application de la méthodologie

La méthodologie a pour objet de préciser, dans le respect du cadre législatif et réglementaire, les modalités de saisine, d'examen, de calcul du coût normal et complet, de compensation et plus largement de régulation des ouvrages de stockage en ZNI. La CRE appliquera la méthodologie – qui constitue des lignes directrices opposables aux opérateurs concernés – chaque fois qu'elle examine un projet, sous réserve qu'aucune circonstance particulière à ce projet ou aucune considération d'intérêt général ne justifient qu'il y soit dérogé.

Dans le présent document, « installation de stockage » ou « ouvrage de stockage » désigne une installation qui soutire à un instant sur le réseau de l'électricité pour la restituer sur le réseau à un moment postérieur (moyennant un taux de perte technique). Le bilan électrique est négatif : le stockage soutire plus qu'il ne produit.

1.1.1 Précisions sur le champ d'application

Cette méthodologie s'applique à la détermination de la compensation des coûts d'investissement et d'exploitation des ouvrages de stockage pilotés par le gestionnaire du système électrique (GRD). Elle s'applique en particulier :

- A tout nouveau projet dont le montant de la compensation n'a pas encore fait l'objet d'une délibération de la CRE ;
- A tout ouvrage de stockage existant dont le Contrat arrive à échéance.

La méthodologie s'applique également, au travers de modalités spécifiques, aux demandes de compensation pour les opérations de démantèlement d'ouvrages de stockage ayant bénéficié d'un Contrat de gré à gré (cf. § 5 de l'annexe 2).

1.1.2 Cas des projets hybrides

Lorsqu'un projet comporte des installations ayant des fonctions différentes, par exemple stockage d'énergie et production d'électricité ou maîtrise de la demande d'énergie, le traitement relève de méthodologies spécifiques, déjà publiées par la CRE⁹.

Les différentes installations qui composent le projet sont dès lors traitées de manière distincte par la CRE qui doit être saisie selon les dispositions applicables à chacune des méthodologies respectives. Chaque dossier devra comporter une note de présentation du projet dans son ensemble explicitant notamment les synergies et les éventuelles répartitions de coûts et recettes. En cas d'utilisation de clefs de répartition, celles-ci devront être fournies et dûment justifiées.

Si le développement d'une installation hybride répond à un besoin identifié dans le décret relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour un service précis rendu au système électrique qui s'écarte significativement de ceux rendus par les installations dont le développement est visé par les méthodologies respectives, la CRE pourra déroger aux principes exposés dans les paragraphes ci-dessus et examiner le projet comme un unique actif.

1.2 En amont de la saisine de la CRE

Les services que peut fournir un projet d'installation de stockage ne peuvent donner lieu à compensation au titre des charges de service public de l'énergie (SPE) (cf. § 1.2.1) que s'ils ont une incidence positive sur les surcoûts de production évités, et ne peuvent donner lieu à des recettes couvertes par le TURPE par l'intermédiaire des dotations du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) (cf. § 1.2.2) que s'ils génèrent des économies de coûts de réseau. Par conséquent, en amont de la saisine relative au projet de stockage, la CRE veillera à ce que le GRD fasse preuve de transparence vis-à-vis des Porteurs de projet, afin de leur permettre de proposer des solutions appropriées pour répondre aux besoins du système électrique.

⁹ Production : Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 décembre 2020 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portés par EDF SEI, EDM ou EEWf ou qui font l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI, EDM ou EEWf
Infrastructure de MDE : Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées

Petites actions de MDE : Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées

1.2.1 Services permettant d'éviter des surcoûts de production

S'agissant des services permettant d'éviter des surcoûts de production, le GRD met en consultation publique et publie les prescriptions techniques¹⁰ permettant la fourniture des services qui auront été identifiés par la CRE comme ayant *a priori* le plus de valeur¹¹.

Les services pouvant aujourd'hui être valorisés, pour une même installation, sont :

- le service de report de charge (dit « arbitrage »), consistant à soutirer de l'énergie au réseau quand les coûts de production sont les plus faibles et à la réinjecter à la pointe, en substitution des moyens de production les plus onéreux ;
- le service de réserve rapide, en participant à la régulation en fréquence ;
- le service d'apport d'inertie, en participant à la stabilité du système.

Les prescriptions techniques préciseront, le cas échéant, l'articulation entre les différents services.

Cette liste de services n'est pas limitative et pourra évoluer. La CRE communiquera sur la liste des services attendus en amont d'un guichet. Un projet ne respectant pas les prescriptions associées à un service identifié dans la liste ne pourra pas se voir attribuer la valeur correspondante.

1.2.2 Services permettant d'éviter des coûts de réseau

S'agissant des services permettant d'éviter des coûts de réseau, la CRE a déjà demandé dans sa délibération du 8 décembre 2016¹² et dans son rapport de septembre 2019 sur le stockage d'électricité¹³ que les GRD – notamment ceux des ZNI – mettent en place des outils informatiques permettant de rendre compte de la localisation des contraintes en tension et en intensité des réseaux de distribution qu'ils exploitent¹⁴, afin de permettre à des acteurs tiers de leur proposer des solutions adéquates pour traiter de telles congestions. La CRE réitère sa demande de publication d'une cartographie des contraintes réseau et des prescriptions techniques associées aux services permettant de les lever dans les plus brefs délais. Dans l'attente de cette publication, elle veillera à ce que le GRD fasse preuve de transparence dans ses échanges avec les Porteurs de projet.

1.3 Modalités de saisine de la CRE

Dès lors qu'elle identifie un besoin de développement de dispositifs de stockage sur certains territoires, la CRE communique les dates d'ouverture et de clôture d'une fenêtre de saisine. Tout Porteur de projet transmet par l'intermédiaire du GRD un dossier de saisine complet dans cette fenêtre de saisine. Il convient que le GRD définisse une date de dépôt à laquelle les documents nécessaires à l'établissement d'un Contrat doivent lui être remis, afin d'être en mesure de transmettre à la CRE le dossier de saisine avant la date de clôture de la fenêtre de saisine préalablement fixée.

Les modalités de transmission, le format et le contenu du dossier de saisine sont précisés dans l'annexe 2. Le dossier de saisine contient l'ensemble des éléments permettant l'examen du projet par la CRE¹⁵, parmi lesquels :

- les éléments permettant l'évaluation des surcoûts de production que le projet permet d'éviter¹⁶, ainsi que de son coût normal et complet (CNC) – charges d'exploitation (OPEX), coûts d'investissement (CAPEX) et marge éventuelle, éventuelles aides à l'investissement et éléments permettant de déterminer un taux de rémunération – et des recettes dont il bénéficie, afin de permettre la détermination du montant de la compensation au titre des charges de SPE ;
- une analyse coût-bénéfice (ACB) du projet – réalisée par le GRD – pour les services rendus au réseau. Cette ACB permettra à la CRE d'estimer la variation des CAPEX et des OPEX du GRD, et de se prononcer sur l'éventuelle prise en compte des charges induites par le recours aux services du stockage dans le calcul des dotations du FPE.

Le dossier est accompagné d'un projet de Contrat entre le GRD et le Porteur de projet.

¹⁰ Temps de réponse, durées d'appel minimales et maximales en injection et soutirage, énergie maximale activable sur une plage de temps donnée, durée minimale entre deux appels, etc.

¹¹ Ces éléments ont vocation à être régulièrement mis à jour.

¹² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 8 décembre 2016 portant communication sur l'état d'avancement des feuilles de route des gestionnaires de réseaux et proposant de nouvelles recommandations sur le développement des réseaux intelligents d'électricité et de gaz naturel.

¹³ Document de réflexion et de proposition sur le stockage d'électricité en France du 5 septembre 2019

¹⁴ Ces éléments ont vocation à être régulièrement mis à jour.

¹⁵ Le porteur de projet peut, s'il le juge nécessaire, transmettre directement à la CRE les éléments qu'il juge sensibles au regard de leur contenu économique ou technologique.

¹⁶ Le dossier de saisine s'accompagne notamment d'une analyse du GRD relative au projet, justifiant notamment la manière dont il envisage *a priori* d'optimiser le pilotage de l'installation compte tenu de ses caractéristiques techniques et des besoins du système électrique.

1.4 Priorité d'examen des projets

La CRE rappelle que dans la mesure où le besoin de stockage, associé à des coûts de production évités, est limité, l'ordre d'examen des projets exerce une influence sur le résultat. En effet, en application des dispositions de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, les coûts des ouvrages de stockage sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter. Ainsi, l'évaluation des surcoûts de production évités par chaque projet étudié tiendra compte des projets précédemment retenus.

1.4.1 Priorité d'examen des technologies en fonction des objectifs de politique énergétique

Lors d'une fenêtre de saisine, la CRE examine en priorité les projets dont la technologie utilisée est, le cas échéant, définie comme prioritaire dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) du territoire concerné.

La CRE procède 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 sont déterminées de la manière suivante : pour chaque territoire, chaque vague est constituée de la ou des 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 examine ensemble les différentes technologies en une seule vague.

Au sein de chaque vague technologique, la CRE étudie 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 CRE rappelle que sa compétence est limitée à l'évaluation économique au périmètre des charges de SPE et qu'elle ne peut par conséquent inclure d'autres critères dans son évaluation, comme les impacts environnementaux, emploi ou les synergies avec d'autres secteurs. Cette priorisation donnée aux technologies identifiées dans les PPE permet de tenir compte de ces différentes externalités. A ce titre, la CRE recommande aux rédacteurs des PPE de procéder à un examen approfondi des différentes externalités des technologies de stockage pour le territoire et d'inscrire explicitement dans chaque PPE, au regard de cette analyse, les technologies que le territoire souhaite prioriser (en précisant le cas échéant les volumes cibles par technologies).

1.4.2 Sélection des projets et économies de charges de SPE

Afin de sélectionner les projets générant le plus de valeur pour le système, la CRE teste différentes combinaisons de projets pour sélectionner, parmi celles-ci, celle qui permet de générer le plus d'économies de charges de SPE (différence entre les surcoûts évités et les coûts des projets composant la combinaison).

La méthode appliquée consiste à tester des combinaisons tant que l'ajout d'un projet permet d'augmenter les économies de charges de SPE. Une combinaison N de n projets n'est retenue que si les économies qu'elle génère sont supérieures à celles générées par chacune des sous-combinaisons de n-1 projets la composant. Si la combinaison N est retenue, les combinaisons de n+1 projets incluant N sont testées. Dans le cas contraire, les combinaisons de n+1 projets la contenant sont exclues.

Après avoir testé les différentes combinaisons, la CRE sélectionne 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.

En notant Φ_x les économies de charges de SPE réalisées par le projet X,

Tableau 1 : Description de la méthode d'examen des projets				
Cas	1 projet	Combinaison de 2 projets	Combinaison de 3 projets	Combinaison de N projets
Règle	Retenu si $\Phi_x > 0$ Sinon, toute combinaison contenant X est exclue pour la suite du processus	Retenu si $\Phi_{XY} > \Phi_x$ et $\Phi_{XY} > \Phi_y$ Sinon, toute combinaison contenant XY est exclue pour la suite du processus	Retenu si $\Phi_{XYZ} > \Phi_{XY}$ et $\Phi_{XYZ} > \Phi_{XZ}$ et $\Phi_{XYZ} > \Phi_{YZ}$ Sinon, toute combinaison contenant XYZ est exclue pour la suite du processus	Retenu si $\Phi_{X_1X_2...X_N} > \Phi_{\{X_1X_2...X_N \setminus X_i\}}$; i allant de 1 à N Sinon, toute combinaison contenant $X_1X_2...X_N$ est exclue pour la suite du processus
Exemple	A : $\Phi_A > 0$ B : $\Phi_B > 0$ C : $\Phi_C > 0$	Les combinaisons contenant E sont exclues	Les combinaisons contenant CD sont exclues	Aucune combinaison de plus de 3 projets n'est testée dans le cas présent.



	<p>D : $\Phi_D > 0$ E : $\Phi_E < 0$</p>	<p>AB : $\Phi_{AB} > \Phi_A$ et $\Phi_{AB} > \Phi_B$ AC : $\Phi_{AC} > \Phi_A$ et $\Phi_{AC} > \Phi_C$ AD : $\Phi_{AD} > \Phi_A$ et $\Phi_{AD} > \Phi_D$ BC : $\Phi_{BC} > \Phi_B$ et $\Phi_{BC} > \Phi_C$ BD : $\Phi_{BD} > \Phi_B$ et $\Phi_{BD} > \Phi_D$ CD : $\Phi_{CD} < \Phi_C$ et $\Phi_{CD} < \Phi_D$</p>	<p>ABC : $\Phi_{ABC} > \Phi_{AB}$ et $\Phi_{ABC} > \Phi_{AC}$ et $\Phi_{ABC} > \Phi_{BC}$ ABD : $\Phi_{ABD} > \Phi_{AB}$ et $\Phi_{ABD} < \Phi_{AD}$ et $\Phi_{ABD} < \Phi_{BD}$ La combinaison retenue finalement est celle générant le plus de valeur parmi ABC, AD, BD.</p>	
--	---	---	--	--

1.5 Examen du projet par la CRE

L'examen d'un projet d'ouvrage de stockage nécessite l'estimation des surcoûts de production qu'il permet d'éviter sur l'ensemble de sa durée de vie (cf. § 2), ainsi que l'évaluation du coût normal et complet, diminué des éventuelles subventions et recettes dont bénéficie par ailleurs l'installation (cf. § 3), notamment pour la fourniture de services au réseau sous réserve d'une ACB favorable. Dès lors, la compensation prévisionnelle au titre des charges de SPE (cf. § 4) est calculée sur la base du coût normal et complet, diminué des éventuelles recettes et subventions, dans la limite des surcoûts de production évités – le coût normal et complet et les surcoûts de production évités étant tous deux actualisés à la même année de référence.

1.6 Délibérations de la CRE relative au projet d'ouvrage de stockage

Après réception et analyse du dossier de saisine d'un projet d'ouvrage de stockage et sous réserve de complétude, la CRE transmettra par délibération sa proposition de prime au ministre en charge de l'énergie conformément à l'arrêté du 6 avril 2020¹⁷ (cf. § 3.1.1.2). Cette première délibération ne préjugera pas de la sélection du projet en application du § 1.4.2 et donc de la compensation du projet.

Une fois l'arrêté fixant le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé du projet publié, la CRE pourra évaluer le coût normal et complet du projet d'ouvrage de stockage en appliquant ce taux de rémunération. La CRE notifiera aux parties le résultat de son évaluation dans un délai de quatre mois à compter de la réception du dossier complet.

Le cas échéant, le projet d'ouvrage de stockage dont la CRE est saisie pourra faire l'objet d'une seconde délibération portant à la fois (i) décision sur la compensation des coûts du projet d'ouvrage de stockage au titre des charges de SPE et (ii) orientations sur la couverture par le TURPE par l'intermédiaire des dotations du FPE des surcoûts d'exploitation supportés par le GRD pour le recours aux services rendus par le stockage au réseau. Ces orientations pourront également être prises en compte dans le cadre des délibérations définissant les dotations du FPE reçues par le GRD. Il est à noter qu'un projet qui n'aurait aucune valeur pour les charges de SPE pourra toutefois être développé sur la base des seules recettes annexes – notamment celles apportées par le GRD au titre des services rendus au réseau – si celles-ci s'avéraient suffisantes. Dans cette hypothèse le projet n'a pas à faire l'objet d'une saisine dans le cadre de la présente méthodologie.

2. EVALUATION DES SURCOUTS DE PRODUCTION EVITES PREVISIONNELS

Les surcoûts de production correspondent à la différence entre les coûts de production ou d'achat supportés par le fournisseur historique, et la part production des recettes tarifaires qu'il perçoit. Dès lors, les surcoûts de production évités par une installation de stockage (ou combinaison d'installations de stockage, cf. § 2.8 – la méthode détaillée dans cette partie pour le cas d'une installation unique s'applique de la même manière pour plusieurs installations analysées conjointement) correspondent à la somme des coûts de production qu'elle permet d'éviter et des recettes tarifaires supplémentaires perçues par le fournisseur historique du fait de l'augmentation des ventes d'électricité liées au soutirage de l'installation.

Par conséquent, l'évaluation des surcoûts évités prévisionnels résultant de la mise en service d'un ouvrage de stockage nécessite :

1. la détermination des modalités d'appel prévisionnelles permettant de maximiser la valeur du projet pour le système électrique (§ 2.1) ;

¹⁷ Arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage piloté par le gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées



2. la détermination de la durée de vie de référence de l'installation, ainsi que d'années dites de référence pour le calcul des coûts évités (§ 2.2) ;
3. l'évaluation des coûts variables de production évités pour ces années de référence (§ 2.3),
4. l'évaluation des coûts fixes de production évités aux années de référence grâce aux éventuels investissements évités par l'installation de stockage (§ 2.4) ;
5. l'estimation des gains de recettes tarifaires pour le fournisseur historique aux années de référence (§ 2.5) ;
6. l'estimation des surcoûts de production évités prévisionnels aux années de référence (§ 2.6) ;
7. l'extrapolation et la somme de ces surcoûts de production évités prévisionnels actualisés sur la durée de vie de référence de l'installation (§ 2.7) ;

La méthodologie applicable à chacune de ces étapes est précisée ci-après.

2.1 Modalités d'appel prévisionnelles

La CRE s'assure que les modalités de pilotage envisagées par le GRD sont effectivement optimales compte tenu des services pouvant être fournis par l'installation et des besoins du système électrique¹⁸. La CRE sera particulièrement attentive aux interférences et interactions entre les différents services pouvant être rendus – simultanément ou successivement – par une même installation de stockage.

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

La durée de vie de référence de l'installation – qui correspondra 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 Contrat¹⁹. La durée de vie de référence ne peut toutefois pas excéder 30 ans²⁰.

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 le parc de production dans lequel s'insérera l'ouvrage de stockage au cours de sa durée de vie de référence, prenant notamment en compte 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).

2.3 Coûts variables de production évités prévisionnels aux années de référence

Les coûts variables de production évités aux années de référence sont obtenus par différence entre :

- les coûts variables de production d'un premier parc construit pour assurer l'équilibre offre-demande (EOD) sans prise en compte des effets de l'installation de stockage considérée ;
- les coûts variables de production d'un second parc construit pour assurer l'EOD en la prenant en compte.

Les modalités de calcul des coûts variables de production de chacun de ces parcs – construits selon le même principe – sont précisées ci-après.

¹⁸ Les modalités d'appel opérationnelles du stockage par le GRD pourront toutefois s'écarter de ces modalités prévisionnelles, dans la limite des plages de fonctionnement prévues par le contrat. Le GRD fait état de ces écarts et les justifie dans une note transmise à la CRE à l'occasion de sa déclaration annuelle de charges de SPE.

¹⁹ Au terme de cette durée, l'installation pourra faire l'objet d'un nouveau contrat à l'issue d'une nouvelle saisine tenant compte notamment des éventuels réinvestissements nécessaires pour le remplacement des principales composantes et la prolongation du fonctionnement de l'installation.

²⁰ Au terme de cette durée, l'installation pourra faire l'objet d'un nouveau contrat à l'issue d'une nouvelle saisine tenant compte notamment des éventuels réinvestissements nécessaires pour la prolongation du fonctionnement de l'installation.

2.3.1 Hypothèses retenues relatives à la demande en électricité aux années de référence

Les hypothèses de consommation aux années de référence – s’agissant du niveau de consommation moyen et de pointe – s’appuient notamment sur la PPE ainsi que sur le bilan prévisionnel de l’équilibre offre-demande (BP) les plus récents, disponibles au moment de la saisine. Par ailleurs, la consommation prévisionnelle pour une année de référence donnée tient compte des objectifs de réduction de la consommation des cadres de compensation des petites actions de maîtrise de la demande en électricité²¹ (MDE) d’une part, et des projets d’infrastructure de MDE²² qui seront en fonctionnement à l’année de référence d’autre part. Elle tient compte d’une hypothèse sur les économies engendrées par les projets futurs.

2.3.2 Hypothèses retenues relatives à la construction des parcs aux années de référence

Pour chaque année de référence, le parc permettant d’assurer l’EOD sans prise en compte des effets de l’installation de stockage considérée et le parc permettant d’assurer l’EOD en tenant compte de ses effets sont construits selon les mêmes modalités, précisées ci-dessous.

En dehors éventuellement du projet de stockage en cours d’étude, le parc électrique retenu à l’année de référence – nommé parc cible – est construit par empilement :

- i. de toutes les installations de production et de stockage existantes au moment de la saisine qui ne seront pas démantelées d’ici l’année de référence ;
- ii. des projets de production ou de stockage dont la compensation au titre des charges de SPE a été approuvée par la CRE et qui ne sont pas encore en service et des projets de production inscrits dans la PPE ou le BP qui seront en fonctionnement à l’année de référence – la CRE pourra ajuster les capacités installées en fonction du rythme de développement constaté et des projets en développement dont elle a connaissance, en particulier s’agissant des années de référence postérieures à l’horizon temporel de la PPE en vigueur au moment de la saisine ;
- iii. des projets de stockage dont la CRE a été saisie et dont l’examen a été priorisé par rapport au projet étudié et qui seront en fonctionnement à l’année de référence ;
- iv. le cas échéant, de moyens de production pilotables complémentaires permettant de garantir l’EOD si ce dernier n’était pas assuré avec l’ensemble des composantes ci-dessus.

2.3.3 Coûts variables de production des centrales du parc cible

Pour les centrales existantes qui ne seront pas démantelées d’ici à l’horizon de référence, les coûts variables de fonctionnement – combustible, maintenance, etc. – sont évalués à partir des données de la comptabilité appropriée d’EDF SEI, d’EDM ou d’EEWF. A défaut ou en complément, ils sont évalués à partir des éléments dont la CRE dispose dans le cadre de ses travaux d’évaluation des projets d’investissement dans les moyens de production d’électricité dans les ZNI, ou, pour des technologies qui n’ont pas encore fait l’objet de projets d’investissement en ZNI, ils sont estimés à partir de références de coûts dont dispose la CRE pour la technologie concernée. Ces coûts – établis si possible sur une moyenne des trois années précédant l’année de saisine²³ – sont projetés pour chaque année de référence en suivant une inflation prévisionnelle de 2 %/an²⁴. S’agissant du coût des quotas d’émission de CO₂, la CRE utilisera dans le cas général une méthode identique mais pourra y déroger si elle constate une dynamique d’évolution plus soutenue qu’une inflation de 2 % par an.

Pour les centrales qui n’existent pas au moment de la saisine de la CRE mais qui feront partie du parc de production cible, les coûts variables pour chaque année de référence sont, le cas échéant, identiques à ceux de la centrale du même type la plus récente au moment de la saisine²⁵, sinon, sont évalués en fonction des prix de marché des commodités nécessaires au fonctionnement de la centrale.

²¹ Délibération de la Commission de régulation de l’énergie du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d’examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d’électricité dans les zones non interconnectées.

²² Délibération de la Commission de régulation de l’énergie du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l’examen d’un projet d’infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d’électricité dans les zones non interconnectées.

²³ La moyenne sur trois ans doit permettre de lisser les variations des prix des combustibles et faciliter le développement d’un projet sur plusieurs années en amont de la saisine en donnant de la visibilité au porteur de projet.

²⁴ Le taux de 2 %/an correspond au plafond du taux d’inflation de référence à moyen terme établi par la Banque centrale européenne.

²⁵ Il peut s’agir d’une centrale en fonctionnement ou d’un projet dont la compensation a été approuvée par la CRE.

2.3.4 Modélisation et optimisation du fonctionnement du parc cible

L'optimisation du parc consiste à déterminer les programmes d'appel des installations de production et de stockage permettant de minimiser le total des coûts variables de production du parc aux années de référence, tout en respectant un certain nombre de contraintes qu'il convient de modéliser, parmi lesquelles :

- la satisfaction de l'équilibre offre-demande, en respectant le critère de trois heures de défaillance²⁶ par an en espérance, c'est-à-dire en moyenne sur un ensemble de scénarios établis à partir de chroniques horaires – demande, disponibilité, production fatale, apports d'eau, etc. – représentatives des conditions auxquelles peut être confronté le système électrique à l'horizon envisagé²⁷ ;
- la satisfaction du besoin de réserve de puissance (rapide et lente le cas échéant), qui est à tout moment dimensionné en fonction de la puissance des groupes en fonctionnement, de la consommation, du nombre d'échelons de délestages tolérés, de la variabilité de la production intermittente etc.²⁸ ;
- la satisfaction du besoin d'inertie, le cas échéant, qui est déterminé par des contraintes d'inertie établies par le GRD, notamment en fonction du plan de délestage du territoire ;
- la puissance minimale et maximale de chaque groupe ou installation en fonctionnement, ainsi que la variation de son rendement et de son coût variable dans cette plage de puissance ;
- les indisponibilités des groupes ou installations, qui découlent d'une planification optimisée des arrêts programmés pour maintenance et d'un tirage aléatoire de panne selon un taux de fortuit ;
- les durées minimales de marche et d'arrêt des groupes ;
- les contraintes spécifiques de certains territoires (fonctionnement en période sucrière par exemple).

Les coûts variables de production annuels correspondent à la moyenne des coûts obtenus pour l'ensemble des scénarios considérés. Il s'agit de coûts dits « en espérance ».

Le modèle d'optimisation de la CRE permet de simuler le fonctionnement d'un parc de production en tenant compte des contraintes techniques des moyens de production (disponibilité, plages de fonctionnement, coûts de démarrage, temps de marche avant arrêt, etc.), de certaines contraintes réseau ainsi que de contraintes spécifiques (limitation de la production fatale en fonction de la demande, limitation de la production d'un ensemble de centrales, etc.). Par ailleurs, il intègre une gestion des moyens de production à stocks (barrages à réservoir en particulier) en valeur d'usage ou selon une courbe guidant le stock. Le coût de fonctionnement du parc, le nombre d'heures de défaillance, etc. sont estimés selon une méthode de Monte-Carlo sur un ensemble de scénarios de demande, disponibilité des centrales, apports d'eau dans les réservoirs et production des moyens intermittents générés selon les données historiques.

2.4 Coûts fixes évités prévisionnels aux années de référence

Les investissements évités s'obtiennent par différence entre les puissances des moyens de production complémentaires permettant de garantir l'EOD (mentionnés au (iv) du 2.3.2) sans prise en compte des effets de l'installation de stockage considérée, et les puissances des moyens de production complémentaires permettant de garantir l'EOD en tenant compte des effets de l'installation de stockage considérée.

Les coûts fixes annuels ramenés au mégawatt 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 saisine²⁹, lissés sur sa durée de vie de référence et projetés à l'année de référence au taux de 2 %/an.

Les données nécessaires à cette évaluation sont tirées de la comptabilité appropriée d'EDF SEI, d'EDM ou d'EEWF, ainsi que des plans d'affaires dont la CRE dispose dans le cadre de ses travaux d'évaluation des projets d'investissement dans les moyens de production d'électricité dans les ZNI ou à défaut de coûts de référence dont dispose la CRE pour la technologie concernée sur d'autres territoires comparables.

²⁶ Heures durant lesquelles l'équilibre offre-demande n'est pas atteint. La défaillance est modélisée par une centrale fictive de coût variable très élevé. Le critère de trois heures de défaillance est le critère retenu par les PPE des différents territoires en application du 2° du II. de l'article L. 141-5 du code de l'énergie. Si ce critère était modifié, la CRE introduirait le nouveau critère pour l'optimisation du parc.

²⁷ Les chroniques horaires de demande, disponibilité, production fatale et apports d'eau sont générées à partir de modèles stochastiques de manière à ce que leurs caractéristiques statistiques (saisonnalités, espérance, écart-type, loi de distribution, etc.) correspondent à celles des données historiques. Il sera modélisé autant de chroniques horaires que de scénarios considérés.

²⁸ S'agissant de la réserve rapide, le gestionnaire de réseau détermine le niveau de prescription totale ainsi que la part de ce besoin pouvant être remplie par des installations fournissant un service de réserve rapide avec bande morte.

²⁹ Il peut s'agir d'une centrale en fonctionnement ou d'un projet dont la compensation a été approuvée par la CRE.

2.5 Gains de recettes tarifaires pour le fournisseur historique aux années de référence

Les gains de recettes pour chaque année de référence correspondent au produit de la somme des kWh soutirés par la part production des tarifs réglementés de vente (PPTV). Celle-ci est obtenue en projetant la dernière PPTV connue de la zone considérée à l'année de référence au taux de 2 %/an.

2.6 Surcoûts de production évités prévisionnels aux années de référence

Les surcoûts de production évités pour chaque année de référence s'obtiennent par somme des coûts de production – fixes (2.4) et variables (2.3) – évités, et des recettes tarifaires supplémentaires perçues par le fournisseur historique cette même année (2.5).

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

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. Ces surcoûts annuels (en € courants) sont ensuite actualisés et additionnés pour obtenir la somme actualisée des surcoûts de production évités prévisionnels sur la durée de vie.

Les surcoûts évités prévisionnels sur la durée de vie de référence de l'installation sont égaux à :

$$\sum_{i=1}^n \frac{\text{surcoûts évités}_i}{(1 + \text{Taux}_n + M)^i}$$

Avec $\begin{cases} \text{surcoûts évités}_i = \text{surcoûts évités}_{n_1} \times (1 + 2\%)^i & \text{si } i < n_2 \\ \text{surcoûts évités}_i = \text{surcoûts évités}_{n_2} \times (1 + 2\%)^i & \text{si } i \geq n_2 \end{cases}$

Où :

- *surcoûts évités_{n1}* et *surcoûts évités_{n2}* sont exprimés en € constants de l'année de mise en service de l'installation ;
- *n* désigne la durée de vie de référence de l'installation ;
- *n₁* (respectivement *n₂*) correspond à la première (respectivement seconde) année de référence ;
- *Taux_n* désigne le taux d'actualisation à appliquer en fonction de la durée de vie de référence ;
- *M* désigne la majoration du taux d'actualisation de référence.

Dans le cas général, une majoration du taux d'actualisation nulle (*M* = 0) sera appliquée. 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 et privilégiera par conséquent un scénario qu'elle estime être relativement conservateur.

Si des circonstances particulières l'imposent, la CRE se réserve la possibilité de recourir à une majoration non nulle. Elle précisera dans sa délibération portant décision sur la compensation du projet la majoration appliquée. Cette majoration ne pourra excéder 50 % du taux d'actualisation de référence en application de l'article 2 de l'arrêté du 27 mars 2015.

2.8 Cas de l'examen conjoint de plusieurs projets

Dans le cas où la méthode présentée dans cette partie s'applique à une combinaison de projets, la somme des surcoûts évités est réalisée sur la période qui débute l'année de la première mise en service et s'étend jusqu'à la fin du Contrat de la dernière installation en service. L'extrapolation des surcoûts évités calculés aux années de référence est effectuée de manière à tenir compte de la présence ou non des installations composant la combinaison sur cette même période. Par exemple, si seule une installation est mise en service la première année, seuls les surcoûts évités associés à cette installation sont considérés cette année-là.

Les surcoûts évités estimés pour une combinaison de projet sont répartis entre les projets composant la combinaison selon une méthode basée sur le principe d'allocation de Shapley³⁰. Les surcoûts évités par l'un des projets correspondent à la moyenne de ses contributions marginales dans les différentes permutations possibles de la combinaison.

³⁰ En théorie des jeux, la méthode de Shapley consiste à répartir équitablement les gains aux joueurs d'un jeu coopératif. La valeur de Shapley correspond à la moyenne des contributions marginales d'un joueur aux coalitions auxquelles il est susceptible de participer.



3. DETERMINATION DU COUT NORMAL ET COMPLET

Le coût normal et complet d'une installation de stockage d'électricité se compose :

- d'une part fixe, couvrant les charges de capital et les charges fixes d'exploitation (cf. § 3.1) ;
- d'une part variable, proportionnelle à l'énergie soutirée ou injectée, couvrant les charges variables d'exploitation, notamment les coûts liés au soutirage d'électricité sur le réseau public de distribution (cf. § 3.2) ;
- de la rémunération des immobilisations en cours (IEC) supportées pendant la phase de développement et de construction. Cette rémunération est versée en une fois après la mise en service de l'installation (cf. § 3.3) ;
- des coûts prévisionnels de démantèlement le cas échéant (cf. § 3.5.2).

Par ailleurs, les recettes annexes (cf. § 3.4) et l'éventuelle valeur résiduelle sur laquelle s'engage le Porteur de projet (cf. § 3.5.1) viennent réduire le coût normal et complet.

3.1 Détermination de la part fixe

La part fixe de la compensation comporte cinq composantes : la rémunération du capital immobilisé – hormis la rémunération des IEC qui est traitée à part (cf. § 3.3) –, l'amortissement du capital, la rémunération de l'éventuel besoin en fonds de roulement (BFR), les coûts fixes d'exploitation – différenciés entre coûts fixes de personnel et hors personnel – et les dépenses de Gros Entretien Renouvellement (GER).

3.1.1 Rémunération du capital immobilisé

Avant la mise en service de l'installation, les immobilisations en cours sont rémunérées selon les dispositions décrites dans le paragraphe 3.3.

A partir de la mise en service, l'assiette d'investissement telle que définie au paragraphe 3.1.1.1, révisée selon les modalités décrites dans la section 4.2.1 et nette des amortissements est rémunérée au taux arrêté par le ministre en charge de l'énergie après transmission par la CRE de sa proposition de prime (cf. § 3.1.1.2).

3.1.1.1 Assiette d'investissement donnant lieu à rémunération

L'assiette d'investissement à amortir et donnant lieu à rémunération est déterminée comme la somme des coûts d'investissement du projet non actualisés, raccordement compris³¹, nette :

- de la TVA et de l'octroi de mer ;
- de toute provision pour aléas (en dehors, le cas échéant, de la marge octroyée dont les modalités sont précisées ci-dessous et au 4.2.1) ;
- de tous frais financiers, notamment les intérêts³² ;
- des aides à l'investissement perçues (avantages fiscaux et subventions notamment) ;
- du coût des études le cas échéant, dès lors qu'elles n'ont pas fait l'objet d'une compensation en l'application du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- des frais de développement et d'étude qui ne seraient pas directement liés au projet ;
- des coûts de pré-exploitation.

Les charges d'exploitation fixes et variables supportées par le Porteur de projet avant la mise en service de l'installation sont exclues de l'assiette d'investissement. Ces charges font l'objet de modalités de compensation spécifiques décrites au paragraphe 4.6.

Marge sur l'assiette d'investissement

Le Porteur du projet présente dans son dossier de saisine les aléas inhérents à son projet pouvant entraîner des dépenses supplémentaires ou des moindres dépenses d'investissement (cf. annexe 2 et 4).

Afin de tenir compte de ces aléas, le Porteur de projet a la possibilité de prévoir une marge, définie en pourcentage du montant de l'assiette, au sein de laquelle l'assiette d'investissement pourra être révisée. Cette marge s'applique à la hausse et à la baisse et sera limitée par un plafond fixé par la CRE en amont de la saisine. Le Porteur de projet pourra choisir une valeur inférieure à ce plafond, pouvant être nulle s'il ne souhaite pas bénéficier de cette marge.

³¹ Le coût prévisionnel du raccordement considéré est le prix hors taxe indiqué dans la Proposition Technique et Financière (PTF) après application le cas échéant du taux de réfaction.

³² Les immobilisations en cours faisant l'objet d'un traitement spécifique présenté dans le paragraphe 3.3, les intérêts intercalaires sont exclus de l'assiette d'investissement.

L’assiette d’investissement pourra être révisée au sein de cette marge seulement dans les cas suivants :

- évolution des coûts en raison des fluctuations globales de marché (notamment le coût des matières premières et du transport) à la hausse comme à la baisse. A cette fin, une indexation sera déterminée pour chacune des technologies ;
- évolution du coût de raccordement par rapport au montant indiqué dans la PTF (+/- 15 %) ;
- évolution du montant des aides perçues (avantages fiscaux et subventions notamment), à la hausse comme à la baisse, sous réserve que le Porteur de projet fournisse la preuve que les démarches ont été correctement effectuées.

L’assiette d’investissement révisée, à la hausse ou à la baisse, après mise en service de l’installation résulte de ces trois effets, dans la limite de la marge (cf. § 4.2.1).

Pour couvrir les aléas résiduels³³, outre les instruments à la main du Porteur de projet (assurances, contrats clé en main, etc.)³⁴, le Contrat de gré à gré prévoit deux leviers :

- La clause de sauvegarde (cf. § 4.2.4) permet de couvrir les surcoûts résultant de certains événements indépendants de la volonté du Porteur de projet, qui ne pouvaient faire l’objet d’une couverture au moment de la signature du Contrat et qui affectent significativement l’équilibre économique du projet ;
- Le taux de rémunération du capital immobilisé (cf. § 3.1.1.2) rémunère les autres risques du projet.

3.1.1.2 Taux de rémunération du capital immobilisé

Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les ouvrages de stockage pilotés par le gestionnaire de réseau dans les ZNI est fixé par arrêté du ministre chargé de l’énergie.

L’arrêté le 6 avril 2020 définit les modalités de détermination du taux de rémunération adapté à chaque projet de production d’électricité, d’infrastructure de MDE ou de stockage en tenant compte de ses spécificités (technologie, territoire, etc.). Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans des investissements est fixé pour chaque projet par arrêté du ministre comme étant la somme :

- i. d’une estimation du 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 ;
- ii. d’une prime fixe de 400 points de base ;
- iii. d’une prime de 100, 200, 300 et 400 points de base selon le territoire³⁵ ;
- iv. d’une prime d’au maximum 300 points de base, déterminée par la CRE, selon la nature du projet, notamment de sa pertinence environnementale et de son caractère innovant, et le risque de développement, de construction et d’exploitation propre à la technologie mobilisée.

Le taux de rémunération est fixé par arrêté du ministre chargé de l’énergie sur la base de la proposition de la CRE.

Afin de donner de la visibilité aux Porteurs de projets sur le taux qui serait effectivement applicable à leur projet, la CRE présente ci-dessous la grille qu’elle compte appliquer pour déterminer la prime relative à la nature du projet de stockage et à la technologie employée.

En application de l’arrêté du 6 avril 2020, la CRE détermine pour chaque projet une prime comprise entre 0 et 300 points de base. A moins que des circonstances exceptionnelles propres au projet justifient qu’il y soit dérogé, la CRE applique les valeurs présentées dans le Tableau 2. En tout état de cause, l’effet de ces circonstances resterait encadré par les bornes définies par l’arrêté (de 0 à 300 points de base).

Tableau 2 : Grille de détermination de la prime relative à la nature et aux risques propres des projets de stockage d’électricité dans les ZNI

Filière	Fourchette de la prime relative à la nature du projet (en points de base supplémentaires)
Stockage électrochimique	0 - 100
Autres moyens de stockage	0 - 300

³³ En dehors du risque de force majeure couvert par la clause du même nom prévue dans le contrat de gré à gré.

³⁴ La fixation de la prime du taux de rémunération relative à la nature du projet tiendra compte de l’inclusion ou non dans l’assiette d’investissements des coûts liés à la mise en œuvre de ces instruments à la main du porteur de projet.

³⁵ Prime de 100 points de base pour les îles du Ponant. Prime de 200 points de base pour la Corse, la Guadeloupe, la Martinique, La Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon. Prime de 300 points de base pour Mayotte et les territoires de la Guyane connectés au réseau électrique du littoral. Prime de 400 points de bases pour les îles Wallis-et-Futuna et les territoires de la Guyane non connectés au réseau électrique du littoral.



Dans son dossier de saisine, le Porteur de projet indique une prime – incluse dans la fourchette correspondant à sa nature – permettant d’atteindre un taux de rémunération du capital avec lequel il considère être en mesure de mener son projet compte tenu des risques qu’il supporte. Si la valeur de la prime proposée n’est pas nulle, le Porteur de projet devra démontrer et justifier les risques particuliers inhérents au projet, notamment relatifs à la technologie employée (cf. annexes 2 et 4). La CRE retiendra cette valeur pour la proposition de prime qu’elle transmettra au ministre en charge de l’énergie, à moins que les raisons avancées et les justifications associées ne soient pas jugées pertinentes et suffisantes. Dans ce dernier cas, elle pourra retenir une autre valeur pour la prime. Si les nouvelles conditions de rémunération fixées par arrêté sont différentes de celles proposées initialement par le Porteur de projet alors il informe la CRE et le GRD du maintien ou du retrait de son dossier de saisine dans les plus brefs délais.

3.1.2 Amortissement du capital

L’amortissement du capital est calculé de telle sorte qu’à la fin de la durée du Contrat la valeur du capital résiduel soit nulle. Le capital est amorti selon le mode linéaire.

3.1.3 Rémunération du besoin en fonds de roulement

Seule la partie du BFR correspondant aux stocks stratégiques de pièces de rechanges et de consommables est éligible à rémunération. La valeur du stock stratégique est évaluée en fonction des spécificités de l’installation.

Le taux de rémunération du BFR est égal au taux de rémunération du capital immobilisé. Il s’applique pendant toute la durée de vie de référence de l’installation.

Le BFR est indexé chaque année sur la base d’un panier d’indices reflétant la nature de ses composantes.

3.1.4 Coûts fixes d’exploitation

Les coûts fixes d’exploitation sont compensés sur la base de leur évaluation *ex ante*.

Coûts fixes d’exploitation hors personnel

La composante de la part fixe se rapportant aux coûts fixes d’exploitation hors personnel est indexée sur l’indice INSEE du prix de la production de l’industrie française pour le marché français³⁶.

Coûts fixes de personnel

La composante de la part fixe se rapportant aux coûts fixes de personnel est indexée sur l’indice INSEE du coût horaire du travail révisé³⁷.

3.1.5 Dépenses de gros entretien et renouvellement (GER)

Les travaux de GER, différents de ceux de maintenance courante, couvrent : la rénovation, la reconstruction, le remplacement d’une installation, d’un équipement, d’une pièce de structure ou de fonctionnement, à la fin de sa durée de vie technique, selon un processus proche de sa fabrication ou de son assemblage initial.

Dans la mesure où la durée de Contrat est déterminée au regard de la durée de vie de ses principales composantes (cf. § 2.2), les dépenses de GER ne concerneront pas ces dernières dans le cas général. Le montant associé aux dépenses de GER sera donc nécessairement limité.

Les dépenses de GER sont déterminées par le Porteur de projet à partir de sa meilleure connaissance des coûts de ces travaux aux dates futures envisagées. L’évolution prévisionnelle des coûts des éléments remplacés doit notamment être prise en compte.

La compensation des GER prend la forme de montants annuels constants en euros courants dont la somme actualisée au taux de rémunération du capital est égale à la somme des dépenses d’investissement annuelles prévisionnelles de GER de la chronique fournie par le Porteur de projet actualisées au même taux.

3.2 Détermination de la part variable

Les coûts variables comprennent les coûts liés à l’achat d’électricité au tarif réglementé de vente (TRV)³⁸ et les coûts liés à l’achat de consommables et aux divers frais de maintenance et d’exploitation proportionnels au volume d’électricité soutiré ou injecté³⁹ hors achat d’électricité au TRV.

³⁶ Indice FMOABE0000 (« Indice de prix de production de l’industrie française pour le marché français - A10 BE - Ensemble de l’industrie »).

³⁷ Indice ICHTrev-TS (« Indice mensuel du coût horaire du travail révisé - Salaires et charges - Tous salariés - Industries mécaniques et électriques (NAF rév.2 postes 25-30 32-33) »).

³⁸ Afin de refléter les différents postes du TRV souscrit, les coûts variables pourront, le cas échéant, comporter plusieurs postes.

³⁹ Il est possible de distinguer les coûts variables d’injection des coûts variables de soutirage. Dans ce cas, les coûts non spécifiques à l’injection ou au soutirage – maintenance notamment – devront être ventilés au moyen d’une clef de répartition justifiée.

3.2.1 Coûts d'achat de l'électricité au TRV

Lors de la phase d'instruction, d'évaluation et de comparaison du CNC aux surcoûts évités, les coûts d'achat prévisionnels d'électricité au TRV sont déterminés en fonction des modalités prévisionnelles d'appel de l'installation, du rendement brut et de la consommation annuelle maximale des auxiliaires de l'installation.

Pour les phases d'essais et d'exploitation, les coûts d'achat d'électricité sont compensés sur la base des coûts réellement supportés. Une pénalité (cf. § 4.4) est appliquée en cas de non-respect des performances de l'installation entraînant une consommation d'électricité excessive (notamment rendement brut et consommation annuelle maximale des auxiliaires).

3.2.2 Coûts variables hors coûts d'achat d'électricité

Les coûts variables (hors achat d'électricité) sont établis sur la base d'une évaluation *ex ante* de ses composantes qui sont indexées sur un panier d'indices INSEE et d'autres paramètres dépendant de la nature de l'installation.

3.3 Rémunération des immobilisations en cours (IEC)

En application de l'article 2 de l'arrêté du 6 avril 2020 qui prévoit que « *Les immobilisations en cours supportées en phase de construction sont rémunérées à hauteur de 30 % du taux de rémunération défini à l'article 1^{er}. Cette rémunération est versée au porteur de projet après la mise en service de l'installation* », les immobilisations en cours (IEC) supportées par le porteur de projet sont rémunérées sur une base annuelle selon les modalités définies dans les paragraphes ci-dessous. Comme précisé dans l'arrêté, la totalité de la rémunération est versée en une fois lors de la première facturation intervenant après la mise en service de l'installation.

Les projets dont la période d'investissement est inférieure à 12 mois ne sont donc pas éligibles à la rémunération des IEC décrite dans les paragraphes suivants.

3.3.1 Assiette d'IEC donnant lieu à rémunération

Les IEC correspondent aux dépenses d'investissement spécifiques au projet (développement, construction, raccordement, foncier, maîtrise d'œuvre, etc.) qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs. L'assiette d'IEC donnant lieu à rémunération est déterminée de la même façon que l'assiette d'investissement (cf. § 3.1.1.1), hors marge éventuelle.

La chronique des dépenses d'investissement retenue pour la rémunération des IEC correspond à celle d'un projet de même nature développé de manière efficace. Cette chronique est exprimée en pourcentage.

L'assiette de rémunération des IEC pour une année calendaire donnée correspond à la valeur des IEC à la fin de l'année calendaire précédente⁴⁰.

3.3.2 Taux de rémunération des IEC

En application de l'arrêté du 6 avril 2020, le taux de rémunération applicable aux IEC correspond à 30 % du taux de rémunération du capital immobilisé défini dans le paragraphe et fixé par arrêté du ministre en charge de l'énergie.

La compensation annuelle des IEC correspond à l'application du taux de rémunération des IEC à l'assiette définie dans le paragraphe précédent, hors marge. La totalité de la rémunération des IEC⁴¹ calculée *ex ante* (sur la base des montants, de la durée, et de la chronique prévisionnels), est versée à l'Exploitant lors de la première facturation intervenant après la mise en service de l'installation.

Elle ne fait pas l'objet d'une révision postérieure à la mise en service industriel.

3.4 Prise en compte des recettes annexes

Les éventuelles recettes annexes perçues – par exemple pour la fourniture d'un service au réseau – viennent réduire le coût normal et complet de l'installation, elles sont déduites l'année où elles sont perçues. Le Porteur de projet déclare, dans son dossier de saisine, le montant prévisionnel des recettes qu'il anticipe pour chaque année d'exploitation (cf. § 3 de l'annexe 2).

Il est à noter que l'éventuelle prise en compte dans le calcul des dotations du FPE des charges d'exploitation que constituent pour le GRD l'achat de services fournis au réseau par le dispositif de stockage est conditionnée à une ACB favorable (cf. § 1.3).

⁴⁰ L'année 0 correspond à l'année calendaire qui débute à la date de mise en service de l'installation. L'année -1 correspond aux 12 mois précédant la mise en service. L'année -2 correspond aux mois M-24 à M-13 avant la mise en service, etc.

L'assiette de rémunération pour l'année calendaire -n correspond à la valeur des IEC à la fin de l'année -(n+1).

⁴¹ La totalité de la compensation au titre de la rémunération des IEC correspond à la somme des compensations annuelles sur la période d'investissement.

3.5 Devenir de l'installation à l'issue du Contrat

Dans son dossier de saisine, le Porteur de projet précise l'avenir qu'il envisage pour l'installation à la fin de son Contrat, démantèlement de l'installation ou prolongation potentielle de l'exploitation dans le cas d'une installation dont la durée de vie technique est supérieure à 30 ans.

3.5.1 Cas d'une installation dont la durée de vie technique est supérieure à 30 ans

L'évaluation des surcoûts évités s'effectue sur la durée du Contrat qui est limitée à 30 ans (cf. § 2.2), les éventuels surcoûts évités au-delà du Contrat ne sont pas pris en compte en raison des incertitudes au-delà de cet horizon temporel. Pour les installations dont la durée de vie technique est supérieure à 30 ans et dont l'exploitation pourrait se poursuivre à l'issue du Contrat, le Porteur de projet peut estimer les économies futures que son installation pourra générer au-delà du Contrat. Ces économies futures, estimées par le Porteur de projet, correspondent aux surcoûts évités réduits des coûts associés à la poursuite de l'exploitation au-delà de 30 ans (notamment coûts relatifs à d'éventuels réinvestissements et coûts d'exploitation). La somme actualisée, à la dernière année du Contrat, de ces économies futures est appelée valeur résiduelle de l'installation.

La valeur résiduelle de l'installation viendra réduire la compensation la dernière année du Contrat. Le CNC, comparé aux surcoûts évités, est ainsi diminué du montant de la valeur résiduelle dans le cas où le Porteur de projet s'engage sur une valeur résiduelle.

Pour les installations dont la durée de vie technique est supérieure à 30 ans, le Contrat devra prévoir une clause fixant les conditions d'un éventuel renouvellement du Contrat.

Le cas échéant, la CRE est saisie, 6 à 18 mois avant la fin du Contrat, d'un nouveau projet de Contrat portant sur la durée de vie restante de l'installation. Si la somme actualisée à la dernière année du Contrat en vigueur des économies futures, estimées lors de cette nouvelle instruction, est inférieure à la valeur résiduelle sur laquelle s'est engagé le Porteur de projet initialement, alors (i) la compensation est réhaussée de la somme actualisée des économies futures si cette dernière est positive, (ii) la compensation n'est pas modifiée si la somme actualisée des économies futures est négative. Si la somme actualisée des économies futures est supérieure à la valeur résiduelle estimée par le Porteur de projet, la compensation est réhaussée de la valeur résiduelle qui avait été préalablement déduite.

Si l'exploitation s'arrête au terme du Contrat, la compensation n'est pas modifiée – la déduction de la valeur résiduelle de la compensation reste en vigueur.

3.5.2 Provisions pour démantèlement

Si le Porteur de projet prévoit de démanteler son installation (obligation légale, réglementaire ou implicite) à la fin de sa durée de vie de référence, il expose les coûts et les recettes prévisionnels de démantèlement au moment de la saisine initiale. Le cas échéant, le Porteur de projet pourra anticiper les revenus issus de la vente ou de la restitution du terrain et les déduire des coûts de démantèlement exposés. Les coûts de démantèlement intégreront également, le cas échéant, les coûts de traitement des déchets (évacuation, recyclage par exemple), les éventuelles recettes associées à la valorisation de ces déchets et les coûts de remise en état du site.

A défaut d'un démantèlement, le Porteur de projet s'explique et s'engage sur l'avenir de l'installation à l'échéance du Contrat.

Les coûts prévisionnels de démantèlement sont pris en compte dans l'évaluation du CNC et des charges de SPE induites par le projet, comparées aux surcoûts de production évités.

Six à dix-huit mois avant le terme du Contrat, la CRE est saisie d'un dossier composé d'un plan de démantèlement et des coûts et hypothèses associés, accompagné d'un projet d'avenant au Contrat. Les modalités de transmission, le format et le contenu de ce dossier de saisine sont précisés au paragraphe 5 de l'annexe 2. Si l'installation est exploitée sur toute la durée du Contrat de gré à gré, le Stockeur est compensé de ses coûts réels de démantèlement et de remise en état au cours du démantèlement, dans la limite des coûts prévisionnels qui avaient été communiqués au moment de la saisine initiale.

Si l'installation n'est pas exploitée jusqu'à la fin du Contrat, sauf dans le cas d'une mise à l'arrêt indépendante de la volonté du Stockeur, les coûts de démantèlement ne peuvent pas faire l'objet d'une compensation au titre des charges de SPE.

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

Cette section précise les modalités de détermination de la compensation compte tenu du coût normal et complet de l’installation de stockage et des surcoûts de production prévisionnels qu’elle permet d’éviter.

4.1 Structure de la compensation

Le projet d’ouvrage de stockage est compensé seulement lorsque le CNC (cf. § 3), augmenté le cas échéant de la marge définie au 3.1.1.1, est inférieur aux surcoûts de production évités prévisionnels (cf. § 2). Le CNC et ces surcoûts sont actualisés à la même année de référence, généralement l’année de saisine.

Ainsi, la compensation – versée mensuellement à l’Exploitant par le GRD – est composée des mêmes éléments que le CNC (cf. § 3) auxquels sont adossés différents mécanismes de révision (cf. § 4.2) et d’incitation (cf. § 4.3 et 4.4).

4.2 Modalités de révision de la compensation

L’examen des projets repose sur leurs coûts et recettes prévisionnels, qui sont susceptibles d’évolution tout au long des phases de construction, d’exploitation et de démantèlement.

La compensation d’un projet peut être révisée pour prendre en compte l’évolution de ses coûts et recettes à différents horizons temporels du Contrat et selon les situations et les modalités décrites dans les paragraphes suivants.

4.2.1 Révision de l’assiette d’investissement dans la limite de la marge

Dans le cas où la marge sur les coûts d’investissement dont les principes sont décrits au 3.1.1.1 est non nulle, l’assiette d’investissement donnant lieu à amortissement et rémunération fait l’objet d’une révision au cours de l’année suivant la MSI de l’installation. Avant la fin de cette année, le Porteur de projet, par l’intermédiaire du fournisseur historique, transmet à la CRE les montants prévisionnels d’investissement et leur chronique de décaissement, les montants réels et leur chronique ainsi que les éléments justifiant les écarts constatés, les justificatifs permettant de déterminer la date d’application de la formule d’indexation, les éléments justifiant le montant des aides effectivement octroyées et justifiant que les démarches pour l’obtention des aides aient été correctement effectuées (cf. § 3 de l’annexe 2).

L’assiette d’investissement prévisionnelle I_p se décompose ainsi :

$$I_p = CAPEX_p + R_p - S_p$$

où $CAPEX_p$ correspond à la somme non actualisée des décaissements des coûts d’investissement prévisionnels hors raccordement, R_p à la somme non actualisée des décaissements des coûts de raccordement prévisionnels et S_p à la somme non actualisée des décaissements des montants prévisionnels des aides perçues.

De manière similaire, l’assiette d’investissement révisée I_R est définie ainsi :

$$I_R = CAPEX_R + R_R - S_R$$

où

$CAPEX_R$ correspond à la somme non actualisée des décaissements des coûts d’investissement hors raccordement révisés grâce à la formule d’indexation préalablement définie appliquée aux composantes de $CAPEX_p$;

R_R correspond à la somme non actualisée des décaissements des coûts de raccordement réels, qui peuvent varier de +/- 15 % par rapport à la somme des montants prévisionnels R_p ;

S_R correspond :

- pour les aides proportionnelles à l’investissement : à la somme non actualisée des montants prévisionnels des aides perçues révisés proportionnellement à l’évolution entre $CAPEX_p$ et $CAPEX_R$, réduite, le cas échéant, des sommes non perçues dans le cas où le Porteur de projet est en mesure de justifier que les démarches aient été correctement effectuées⁴² ;
- pour les autres aides : à la somme non actualisée des montants réels des aides perçues augmentée, le cas échéant, des sommes non perçues par rapport aux montants prévisionnels dans le cas où le Porteur de projet n’est pas en mesure de justifier que les démarches aient été correctement effectuées.

⁴² Dans le cas où le taux appliqué pour le calcul des aides proportionnelles à l’investissement évoluait à la hausse entre la saisine de la CRE et l’octroi des aides par l’organisme en charge, ce nouveau taux serait appliqué à $CAPEX_R$ pour le calcul de S_R



En notant M la marge (en %) octroyée pour l’assiette d’investissement prévisionnelle du projet, l’assiette d’investissement retenue donnant lieu à amortissement et rémunération se définit alors selon les modalités suivantes :

Assiette d’investissement révisée	Assiette d’investissement retenue
$I_R \leq (100\% - M) \times I_P$	$(100\% - M) \times I_P$
$(100\% - M) \times I_P \leq I_R \leq (100\% + M) \times I_P$	I_R
$I_R \geq (100\% + M) \times I_P$	$(100\% + M) \times I_P$

Si les éventuels surcoûts relèvent de la clause de sauvegarde (cf. § 4.2.4) ou de clauses spécifiques du Contrat de gré à gré, ils peuvent donner lieu à une révision de l’assiette d’investissement selon les modalités prévues par celles-ci.

La rémunération des IEC dont les modalités sont présentées au 3.3 ne fait pas l’objet d’une révision.

4.2.2 Prise en compte des recettes annexes

Afin d’inciter le Porteur de projet à mettre en place des solutions permettant au projet de bénéficier de recettes annexes, qu’elles soient régulières ou exceptionnelles, un mécanisme de partage peut être mis en œuvre et décrit dans le Contrat élaboré entre le Stockeur et le GRD. Ainsi, lorsque l’obtention de ces recettes résulte d’une démarche spécifique et volontariste du Porteur de projet, seule une part de ces recettes est prise en compte dans l’évaluation de la compensation.

Dans le cas où le Porteur de projet prévoit de mettre en place un nouveau dispositif permettant de générer des recettes annexes à la fourniture des services qu’il rend au système, par exemple fourniture d’un nouveau service réseau, un avenant, après saisine et délibération de la CRE, doit être établi afin de les prendre en compte dans le niveau de compensation avec un éventuel mécanisme de partage. Tout retard dans la déclaration à la CRE de ces recettes donnera lieu à une révision rétroactive de la compensation, sans mécanisme de partage et avec l’application d’un taux d’intérêt de 1,72 %⁴³.

4.2.3 Révision de la compensation à la suite d’un audit par la CRE des charges d’exploitation et des GER

En application de l’article L. 134-18 du code de l’énergie, pour l’accomplissement des missions qui lui sont confiées, la CRE peut recueillir toutes les informations nécessaires auprès des entreprises intervenant sur le marché de l’électricité ou du gaz naturel.

A ce titre, des audits des Exploitants des installations de stockage peuvent être menés à tout moment par la CRE dès la fin de la première année d’exploitation. Les contrats passés avec les sous-traitants et fournisseurs du Stockeur qui sont en charge notamment de l’approvisionnement et de la maintenance ne doivent pas faire obstacle à la transmission de l’ensemble des données permettant l’analyse de tous les coûts que supporte ce Stockeur et de toutes les recettes qu’il perçoit. Les informations transmises à la CRE par des tiers en raison de leurs relations contractuelles avec l’Exploitant (notamment les sous-traitants et fournisseurs), couvertes par un secret protégé par la loi, ne sont pas communiquées au Stockeur.

A l’issue de ces audits, le niveau de la compensation peut faire l’objet d’une révision selon les modalités définies dans les paragraphes suivants.

La prise en compte des résultats de ces audits donne lieu à la conclusion d’un avenant au Contrat, après délibération de la CRE qui expose les raisons conduisant à une révision et qui explicite les nouveaux niveaux de compensation. Les révisions ne sont pas rétroactives et s’appliquent à partir de la première facturation intervenant après la délibération de la CRE.

4.2.3.1 Premier audit, révision à la baisse

Charges et produits d’exploitation

La CRE peut réaliser à tout moment un premier audit d’une installation de stockage d’électricité. Elle analyse alors sur les 5 dernières années (ou sur la durée d’exploitation si l’audit a lieu moins de 5 ans après la MSI de l’installation), les données suivantes :

- (1) Les montants perçus au titre de la compensation de l’installation et relatifs aux charges d’exploitation, c’est-à-dire : la part variable de la compensation, la part fixe de la compensation relative aux OPEX et toutes les compensations versées sur factures.

⁴³ Taux d’intérêt appliqué dans l’évaluation des charges de SPE en application de l’article R121-31 du code de l’énergie.



- (2) Les coûts d'exploitation supportés par l'Exploitant et les éventuelles recettes d'exploitation dont il bénéficie⁴⁴.

L'écart entre la somme sur la période de l'audit des montants perçus et la somme sur la même période des coûts d'exploitation nets des recettes est calculé.

Si cet écart est positif et significatif, c'est-à-dire si les montants perçus au titre de la compensation sont plus élevés que les coûts d'exploitation nets des recettes, alors la part variable de la compensation et la part fixe relative aux OPEX sont toutes deux révisées de façon indépendante, sur la base de la moyenne observée sur les 5 années passées⁴⁵ et de la valeur constatée des indices d'indexation, de manière à rétablir la compensation des charges d'exploitation au niveau des charges réelles.

Sans préjudice de la possibilité pour l'Exploitant d'obtenir une révision de la compensation en cas de recours à la clause de sauvegarde, si cet écart est négatif, c'est-à-dire si les montants perçus au titre de la compensation sont plus faibles que les coûts d'exploitation nets des recettes, alors la compensation n'est pas révisée.

Dépenses de gros entretien et renouvellement (GER)

Les dépenses de GER sont analysées selon les mêmes principes que décrits ci-dessus pour les charges et produits d'exploitation tout en tenant compte de la chronique prévisionnelle et de la chronique mise à jour des dépenses de GER sur l'ensemble de la durée du Contrat.

4.2.3.2 Audits suivants, révision à la hausse ou à la baisse

Après réalisation du premier audit, la CRE peut à tout moment réaliser un nouvel audit des charges et produits de l'installation ainsi que de ses dépenses de GER.

Si l'Exploitant constate un écart significatif entre ses dépenses et les montants qu'il perçoit en application du Contrat d'achat d'électricité, il peut saisir la CRE pour un nouvel audit après un délai minimal de 5 ans suivant le précédent audit. Dans ce cas, l'Exploitant motive sa demande et transmet à la CRE l'ensemble des documents nécessaires afin que celle-ci puisse réaliser l'audit.

De même que pour le premier audit, l'écart entre la somme sur les 5 dernières années des montants perçus et la somme sur la même période des coûts d'exploitation nets des recettes est calculé.

Si cet écart est positif, c'est-à-dire si les montants perçus au titre de la compensation sont plus élevés que les coûts d'exploitation nets des recettes, alors la part variable de la compensation et la part fixe relative aux OPEX sont toutes deux révisées de façon indépendante, selon les principes établis dans la section 4.2.3.1.

En revanche et sans préjudice de la possibilité pour l'Exploitant d'obtenir une révision de la compensation en cas de recours à la clause de sauvegarde, lorsque l'écart constaté est négatif, c'est-à-dire si les montants perçus au titre de la compensation sont plus faibles que les coûts d'exploitation nets des recettes, la compensation peut être révisée à la hausse. La part variable de la compensation et la part fixe relative aux OPEX sont alors toutes deux révisées de façon indépendante, sur la base de la moyenne observée sur les 5 années passées et de la valeur constatée des indices d'indexation, de manière à rétablir la compensation des charges d'exploitation au niveau des charges réelles. La révision à la hausse ne peut toutefois pas excéder le niveau de la compensation initiale.

4.2.4 Révision en cas de mise en œuvre d'une clause de sauvegarde

4.2.4.1 Cas général

Dans le cas où survient un événement, décrit ci-dessous, indépendant de la volonté des parties, imprévisible ou qui ne pouvait pas faire l'objet d'une couverture (notamment par le biais d'un Contrat d'assurance) au moment de la conclusion du Contrat, et qui affecte significativement l'équilibre économique du Contrat, tout ou partie du surcoût engendré – à condition que ce surcoût n'ait pas été explicitement exclu du CNC lorsque celui-ci a été évalué par la CRE – peut donner lieu à une révision à la hausse ou à la baisse du niveau de la compensation, sous réserve des justifications transmises.

Seuls les événements suivants sont pris en compte :

- toute modification, publication ou suppression d'une loi ou d'un règlement ainsi que, en matière fiscale, tout changement d'interprétation par les administrations compétentes portant spécifiquement sur les conditions économiques et financières des activités du Porteur de projet d'ouvrage de stockage faisant l'objet de la compensation ;
- une décision de l'État, d'une autorité placée sous sa tutelle ou d'une collectivité territoriale, affectant directement les conditions d'exécution du projet d'ouvrage de stockage.

⁴⁴ Si un partage des recettes a été défini dans le contrat de gré à gré, seule la part des recettes retenue pour établir la compensation au titre de charges de SPE est prise en compte dans cette analyse.

⁴⁵ Les postes de dépenses pour lesquels la moyenne passée ne peut pas refléter les dépenses futures sont traités au cas par cas. Ces postes doivent être identifiés précisément dès l'évaluation initiale de la compensation et l'établissement du contrat de gré à gré.

Les conditions de mise en œuvre de la clause de sauvegarde pour révision de la compensation sont décrites dans le Contrat de gré à gré.

La prise en compte d'un tel événement fera l'objet d'un avenant au Contrat, préalablement soumis à l'évaluation de la CRE.

4.2.4.2 Activation de la clause de sauvegarde dans le cas de la révision de l'assiette d'investissement

La clause de sauvegarde présentée dans le paragraphe ci-dessus peut être activée dans le cadre de la révision de l'assiette d'investissement (cf. § 4.2.1).

En cas de survenance d'un événement qui relève de la clause de sauvegarde, les surcoûts d'investissement et les retards « justifiés » et « non justifiés » sont précisément identifiés.

Si les coûts réels d'investissement, hors surcoûts « non justifiés », selon la chronique réelle de décaissement, hors retards « non justifiés », affectent de manière significative l'équilibre économique du projet, la clause de sauvegarde peut être activée.

4.3 Incitation au respect du calendrier de mise en service

Le Porteur de projet dont la compensation a été approuvée par la CRE s'engage à signer le Contrat et à mettre en service son installation dans les délais définis par la CRE dans sa délibération relative au projet. L'échéance relative à l'obligation de mise en service peut porter sur le début de la période de marche probatoire, à défaut de porter sur la date de mise en service industriel.

Le Porteur de projet n'ayant pas transmis à la CRE le Contrat signé dans le délai imparti fera l'objet d'une mise en demeure par la CRE.

Lors de la signature du Contrat, le porteur de projet constitue une garantie bancaire d'exécution de son obligation de mise en service sous forme de garantie autonome à première demande émise au profit du GRD par un établissement de crédit ou une société de financement mentionné à l'article L. 511-1 du code monétaire et financier, selon le modèle joint dans la délibération portant décision d'approbation de la compensation. La durée de cette garantie et son montant seront définis par la CRE dans cette dernière délibération portant décision d'approbation de la compensation.

En l'absence d'exécution dans un délai d'un mois après réception de la mise en demeure, le projet fera l'objet d'un retrait de la décision portant approbation de la compensation.

En cas de dépassement de l'échéance relative à l'obligation de mise en service, le GRD procédera à l'appel de la garantie selon les modalités définies dans la garantie. Le Porteur de projet est redevable d'un montant par jour de retard égal au montant total de la garantie divisé par 365 et multiplié par le nombre de jours entiers de retard, dans la limite du montant total de la garantie. En cas de retard supérieur à un an, l'ensemble de la garantie est appelé par le GRD.

Des dérogations au respect de l'échéance relative à l'obligation de mise en service sont toutefois possibles dans les conditions définies ci-après. Sous réserve que le Porteur de projet ait mis en œuvre, dans le respect des exigences du GRD, toutes les démarches permettant la réalisation des travaux de raccordement dans les délais, cette échéance est reportée lorsque le retard résulte d'un délai supplémentaire nécessaire à la réalisation des travaux de raccordement. Des délais supplémentaires, laissés à l'appréciation de la CRE, peuvent être accordés en cas d'événement, dûment justifié, extérieur et hors du contrôle du Porteur de projet.

Il convient de noter que, par exception, le Porteur de projet est délié de ses obligations de signature du contrat et de mise en service en cas de survenance d'événement extérieur et hors de son contrôle rendant impossible la réalisation de ces obligations telle que le retrait d'une autorisation indispensable à l'installation par l'autorité compétente ou l'annulation d'une telle autorisation à la suite d'un contentieux. Dans ces cas lorsqu'un tel événement survient après la signature du contrat, la garantie prend fin au moment de l'abandon.

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

Les paragraphes suivants visent à préciser les conditions de mise en œuvre du système de bonus-malus incitant à la disponibilité (cf. § 4.4.1), les modalités des contrôles de celles-ci (cf. § 4.4.3) et les pénalités incitant à la performance (cf. § 4.4.2).

Ces dispositions ne sont pas exclusives de la mise en œuvre d'autres mécanismes incitatifs selon le type de service que l'installation peut rendre au système électrique.

4.4.1 Bonus-malus

La compensation des ouvrages de stockage est accompagnée d'un mécanisme de bonus-malus portant sur la disponibilité de l'installation⁴⁶ afin d'inciter le Stockeur à faire ses meilleurs efforts pour assurer la disponibilité de celle-ci.

Le bonus/malus annuel est calculé au prorata de la disponibilité réelle⁴⁷ par rapport à un objectif contractuel de disponibilité⁴⁸ sur la base de :

- la prime fixe annuelle jusqu'à la mi-vie de référence de l'installation, l'année de mi-vie étant définie comme la partie entière de $(N/2 + 1)$ avec N la durée de référence (cf. § 2.2) ;
- la prime fixe de l'année de mi-vie pour les années suivantes.

Le malus annuel n'est pas plafonné. Il peut donc représenter 100 % de la PPG (pour les années inférieures ou égales à la mi-vie) ou 100% de la PPG contractuelle après indexation de l'année de mi-contrat (pour les années supérieures à la mi-vie).

4.4.2 Pénalités

Le projet de Contrat entre le Stockeur et le fournisseur historique prévoit un régime de pénalités lorsque le fonctionnement de l'installation de stockage est en écart avec le fonctionnement attendu. Ces pénalités s'appliquent notamment en cas d'indisponibilité non programmée ou programmée tardivement, de non-respect des puissances de consigne ou de la loi de commande, en injection comme en soutirage, de déclenchement de tout ou partie de l'installation, et de non atteinte des performances prévues au Contrat ou des exigences techniques décrites dans la documentation technique de référence (DTR) du GRD (non tenue en puissance spécifiée, déclenchement, démarrage non réussi, non fourniture d'énergie réactive, etc.).

Selon la nature et l'impact du dysfonctionnement, ces pénalités peuvent prendre la forme de pénalités financières, d'application d'heures d'indisponibilité totale ou partielle, ou d'interdiction de coupler l'installation au réseau. Elles peuvent s'accompagner d'une mise en demeure de corriger le dysfonctionnement.

Une pénalité s'applique également en cas de consommation supérieure d'électricité à l'engagement contractuel, pouvant notamment être associée à une consommation des auxiliaires supérieure à la consommation annuelle maximale contractuelle ou à un rendement (hors consommation des auxiliaires) inférieur au rendement contractuel.

4.4.3 Modalités de contrôle de la disponibilité des installations par le gestionnaire de réseau

Les indisponibilités d'une installation de stockage sont de deux natures : les indisponibilités programmées (maintenances planifiées par le Stockeur, indisponibilités annoncées plus de 24h à l'avance) et les indisponibilités non programmées (indisponibilités annoncées moins de 24h à l'avance, fortuits en temps réels). Le Stockeur a l'obligation de déclarer toutes ses indisponibilités à l'acheteur, quelle que soit leur nature. Pour chaque indisponibilité, le fournisseur historique qualifie l'événement parmi ceux définis dans le Contrat d'achat et applique, le cas échéant, la pénalité afférente, elle aussi prévue dans le Contrat (cf. § 4.4.2).

Afin que le gestionnaire de réseau puisse connaître en temps réel l'état de chaque installation de stockage (notamment disponibilité et état de charge), les exploitants sont tenus de mettre en place des outils de télécommunication dédiés entre le dispatching du GRD et l'installation, associés à un plan de téléinformation précisé par le GRD. Ces outils doivent permettre de transmettre en temps réel des informations sur l'état de fonctionnement de l'installation sur la base de mesure in situ.

Si la transmission de ces informations ne permettait pas au GRD d'être en capacité de contrôler la disponibilité des groupes, celui-ci devrait mettre en place d'autres moyens de contrôle.

4.5 Modalités applicables en fin de Contrat

4.5.1 Incitation au respect de la durée du Contrat

Compte tenu de l'importance que peuvent avoir certains projets de stockage dimensionnant en matière de sécurisation d'approvisionnement, une pénalité sera prévue au Contrat en cas de résiliation avant l'échéance du Contrat. Cette pénalité pourra prendre la forme d'une part fixe, levée en cas de respect d'un préavis – correspondant au délai nécessaire pour mettre en œuvre une solution alternative – et une part variable dépendant de la durée restant avant le terme du Contrat. Les montants et la durée du préavis seront précisés dans la délibération de la CRE relative au projet.

⁴⁶ La disponibilité concerne la disponibilité en puissance (en injection et en soutirage) et en énergie (disponibilité du volume de stockage et du stock d'énergie constitué)

⁴⁷ La disponibilité réelle de l'installation doit être contrôlée par le GRD au moyen d'un nombre suffisant de tests aléatoires de disponibilité. Elle tient compte d'éventuelles indisponibilités du réseau.

⁴⁸ L'objectif contractuel de disponibilité prend en compte les arrêts annuels pour maintenance et entretien de l'installation.

En cas d'arrêté définitif de l'ouvrage indépendamment de la volonté du Stockeur, la pénalité ne s'appliquera pas.

4.5.2 Coûts de démantèlement

Les dispositions sont précisées au § 3.5.2.

4.5.3 Prolongation ou renouvellement du Contrat

Cas d'une installation dont la durée de vie technique est supérieure à 30 ans

Les dispositions sont précisées au § 3.5.1.

Cas d'une installation dont l'exploitation peut se poursuivre sans réinvestissement au-delà de la durée contractuelle initiale

Si, à l'approche du terme du Contrat, le Porteur de projet considère que l'exploitation de son installation peut se poursuivre sans réinvestissement compte tenu de l'état fonctionnel des composantes principales de l'installation, la CRE est saisie d'un projet d'avenant pour prolonger le Contrat de la durée de vie restante des composantes principales. L'actif étant amorti, la compensation correspond aux seuls coûts d'exploitation, éventuellement majorés d'une marge d'exploitation, dans la limite des surcoûts évités prévisionnels. Cette marge d'exploitation a notamment vocation à couvrir les éventuels risques d'exploitation, non couverts par la compensation et par les clauses contractuelles. Elle sera définie au cas par cas selon les spécificités de fonctionnement de l'installation. Le bonus-malus (cf. § 4.4.1) est calculé sur la base de la part fixe majorée de l'éventuelle marge d'exploitation.

Si des réinvestissements majeurs sont nécessaires pour poursuivre l'exploitation de l'installation, la CRE est saisie d'un nouveau Contrat comme pour un nouveau projet.

4.6 Dispositions applicables pendant la phase de mise en service

Pour la période d'essais⁴⁹ et la période de marche probatoire⁵⁰, les composantes suivantes de la rémunération sont payées au Stockeur pour l'électricité soutirée ou injectée pendant ces périodes⁵¹ :

- la part variable ;
- la quote-part de la part fixe relative à la compensation des coûts fixes d'exploitation⁵² ;
- la quote-part de la part fixe relative à la rémunération du BFR.

Ces composantes sont intégralement payées au Stockeur lors de la première facturation intervenant après la mise en service de l'installation.

Pendant les périodes d'essais et de marche probatoire, les systèmes de bonus-malus et de pénalités ne sont pas effectifs.

Après la mise en service industriel, l'intégralité de la compensation est versée au Stockeur. Toutefois, en cas d'essais à la suite d'opération de maintenance lourde, seule la part variable de la compensation lui sera payée pour l'électricité injectée pendant ces essais.

4.7 Révision des indices

Si l'un des indices retenus dans les formules d'indexation de la part fixe et de la part variable venait à disparaître ou ne pouvait plus être calculé et n'était pas remplacé par un indice de substitution légal, le fournisseur historique et le Stockeur choisissent d'un commun accord un nouvel indice, le plus proche possible de l'indice utilisé antérieurement.

Cette information est transmise à la CRE dans les meilleurs délais.

Par ailleurs, une modification de la part fixe ou de la part variable de la compensation requiert automatiquement une mise à jour des coefficients des formules d'indexation. Les nouveaux coefficients doivent être indiqués dans l'avenant au Contrat d'achat modifiant la compensation.

4.8 Evolutivité des modalités de pilotages de l'installation

L'examen d'un projet – notamment l'évaluation des surcoûts de production et des coûts de réseau qu'il permet d'éviter – repose sur ses modalités d'appel prévisionnelles, qui découlent principalement des services qu'il rend au réseau. Les modalités de pilotage opérationnelles du GRD pourront toutefois s'écarter de celles-ci, dans la limite des plages de fonctionnement du stockage prévues par le Contrat.

⁴⁹ La période d'essais est la période pendant laquelle le porteur de projet peut effectuer les essais nécessaires au bon fonctionnement de son installation sur le long terme. La période d'essais dure jusqu'au démarrage de la période de marche probatoire.

⁵⁰ La période de marche probatoire vise à vérifier pour certains types d'installations la capacité de l'installation à fonctionner en régime continu sans défaut et sans perturber le système électrique.

⁵¹ La quote-part de la part fixe relative à la compensation des coûts fixes d'exploitation est versée au prorata de la durée de la marche probatoire.

⁵² Coûts fixes de personnel et coûts fixes d'exploitation hors personnel

Dans le cas où de nouvelles modalités d'appel envisagées par le GRD en accord avec le Stockeur nécessitent la redéfinition des plages contractuelles de fonctionnement de l'installation ou des modifications techniques de celle-ci, la CRE est saisie d'un avenant au Contrat. Les modalités de transmission, le format et le contenu du dossier de saisine sont précisés en au paragraphe 3 de l'annexe 2. Le cas échéant, le surcoût engendré par ces nouvelles modalités d'appel pourra donner lieu à une révision de la compensation, à condition qu'elles aient un effet positif en matière d'économies de charges de SPE et de charges couvertes par le TURPE.

4.9 Traitement des coûts échoués

Dans le cas où un projet n'est pas réalisé, et sauf disposition contraire explicitement prévue par les textes législatifs ou réglementaires, les coûts échoués restent à la charge du Porteur de projet et ne font l'objet d'aucune compensation au titre des charges de SPE.

ANNEXE 1 : GLOSSAIRE

CRE	Commission de régulation de l'énergie.
GRD ou Fournisseur historique	EDF systèmes électriques insulaires (EDF SEI), Electricité de Mayotte (EDM) et Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF), gestionnaires des réseaux électriques locaux. Ces entités sont également fournisseurs historiques du territoire, propriétaires des installations de leur propre parc de production, et acheteurs de l'électricité produite par les installations de producteurs tiers.
ZNI	Zones non interconnectées, à savoir : Corse, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Guyane, Mayotte, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein, de Saint-Nicolas des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey. Les collectivités territoriales autonomes Polynésie française et Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI.
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie.
MDE	Maitrise de la demande en énergie.
Stockage d'électricité	Installation qui soutire à un instant sur le réseau de l'énergie pour la restituer sur le réseau à une date ultérieure (moyennant un taux de perte technique).
kW / MW	Kilowatt / Mégawatt : unité de puissance.
kWh / MWh	Kilowattheure / Mégawattheure : unité d'énergie.
PPTV	Part production des tarifs réglementés de vente.
SPE	Service public de l'énergie.
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.
FPE	Fonds de péréquation de l'électricité.
CRCP	Compte de régularisation des charges et des produits.
EOD	Equilibre offre-demande.
Porteur de projet	Acteur qui envisage de réaliser un investissement dans une installation de stockage d'électricité en ZNI.
Stocker (ou Exploitant)	Société ou groupement de sociétés qui contractualise avec le fournisseur historique dans le cadre d'un Contrat de gré à gré pour une installation de stockage située en ZNI qu'il détient et qu'il exploite (ou dont il a délégué l'exploitation à un tiers).
Dossier de saisine	Dossier transmis par le GRD à la CRE comportant tous les éléments nécessaires à l'évaluation d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité.
Saisine de la CRE	Démarche formelle d'envoi par le fournisseur historique d'une lettre adressée au Président de la CRE demandant l'évaluation de la compensation associée à une installation de stockage d'électricité. Cette lettre est accompagnée du dossier de saisine.
Contrat de gré-à-gré ou Contrat	Contrat signé entre un fournisseur historique et un Porteur de projet tiers relatif à une installation de stockage d'électricité.
Compensation	La compensation relative à une installation de stockage correspond au montant affecté aux charges de SPE au titre de l'installation considérée. Ce montant est déterminé à partir du CNC et dans la limite des surcoûts de production évités en application du cadre législatif et réglementaire et de la présente méthodologie d'examen. Ce montant détermine le prix d'achat payé par le fournisseur historique au Stockeur dans le cadre d'un Contrat de gré à gré.
Durée de vie de référence de l'installation	Durée du Contrat, déterminée au regard de la durée de vie prévisionnelle des principales composantes de l'installation.
CNC	Coût normal et complet.
OPEX	Dépenses d'exploitation.
CAPEX	Dépenses d'investissement.



Surcoûts de production	Différence entre les coûts de production ou d'achat d'électricité supportés par le fournisseur historique, et la part production des recettes tarifaires qu'il perçoit.
Surcoûts de production évités	Economies de surcoûts de production permises par l'installation de stockage d'électricité.
Années de référence	Horizons de calcul des surcoûts de production évités.
ACB	Analyse coûts-bénéfices du projet pour le réseau.
Efficience	L'efficience d'un projet de stockage d'électricité se définit comme le rapport des surcoûts de production et coûts de réseau évités, par euro compensé par les charges de SPE ou couvert par le TURPE par l'intermédiaire des dotations du FPE.
MSI	Mise en service industrielle de l'installation.
PTF	Proposition technique et financière de raccordement.
Définitions techniques	
Installation de stockage	Ensemble incluant le dispositif de stockage comprenant l'ensemble des éléments de conversion le cas échéant, les auxiliaires, ainsi que les locaux administratifs le cas échéant, jusqu'au poste de livraison de l'énergie électrique sur le réseau public de distribution d'électricité.
PDL	Point de livraison de l'énergie électrique sur le réseau public de distribution d'électricité.
Dispositif de Stockage	Installation déduite des auxiliaires et locaux administratifs le cas échéant.
Puissance des auxiliaires	Puissance maximale consommée par l'installation hors dispositif de stockage. Sont inclus les auxiliaires du dispositif de stockage de l'installation et l'alimentation des locaux administratifs le cas échéant.
Objectif de Disponibilité	Taux de disponibilité effective de l'installation (en pourcentage d'heures annuelles).
Puissance électrique brute (en injection)	Puissance électrique maximale libérée par le dispositif de stockage
Puissance électrique nette (en injection)	Puissance électrique maximale libérée par l'installation de stockage, mesurée au point de livraison, en prenant en compte une puissance maximale des auxiliaires.
Puissance électrique brute (en soutirage)	Puissance électrique maximale soutirée par le dispositif de stockage.
Puissance électrique nette (en soutirage)	Puissance électrique maximale soutirée par l'installation de stockage, mesurée au point de livraison, en prenant en compte une consommation maximale des auxiliaires.
Cycle Complet	Un cycle complet signifie un cycle charge /décharge de l'installation de stockage, à la puissance d'injection nette contractuelle en décharge et à la puissance de soutirage nette contractuelle en charge, et ce de façon continue et sans pause
Nombre de cycles complets annuel	Le nombre de cycles complets correspond au ratio entre la quantité d'énergie injectée au PDL par l'installation sur l'année, et la quantité d'énergie injectée au PDL par l'installation lors d'un cycle complet.
Rendement net de l'installation	Le rendement net de l'installation correspond au ratio entre l'énergie injectée par l'installation lors de la phase d'injection, et l'énergie soutirée par l'installation lors de la phase de soutirage au PDL, lors d'un cycle complet.
Rendement brut de l'installation	Le rendement brut de l'installation correspond au ratio entre l'énergie injectée par l'installation lors de la phase d'injection, et l'énergie soutirée par l'installation lors de la phase de soutirage au PDL, lors d'un cycle complet, hors auxiliaires.
Consommation annuelle des auxiliaires	C'est la consommation annuelle de l'installation, hors dispositif de stockage (auxiliaire et locaux administratifs).



ANNEXE 2 : DOSSIER DE SAISINE

Il est rappelé, à titre liminaire, que pour faire l'objet d'une instruction par la CRE, tout dossier de saisine doit être complet et respecter les dispositions de la présente méthodologie, notamment s'agissant de l'ensemble des pièces à fournir. Le Porteur de projet peut, s'il le juge nécessaire, transmettre directement à la CRE les éléments qu'il considère comme sensibles au regard de leur contenu économique ou technologique.

Au cours de la phase d'instruction, la CRE pourra, le cas échéant, demander des éléments complémentaires.

L'instruction de la CRE aboutit à une délibération qui évalue le coût normal et complet pour l'installation objet de la saisine. Cette délibération permet également de sécuriser la compensation du fournisseur historique par les charges de service public de l'énergie (SPE) des coûts résultant de l'application du Contrat d'achat. Elle intervient après l'adoption d'une délibération portant proposition au ministre chargé de l'énergie de la prime pour la fixation du taux de rémunération du capital immobilisé et la publication de l'arrêté pris par le ministre pour la fixation de ce taux.

Les délais qui s'appliquent à la fixation du taux de rémunération et à l'évaluation du coût normal et complet d'un projet sont fixés à l'article 1 de l'arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage pilotés par le gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées, ainsi qu'à l'article R. 121-28 du code de l'énergie.

1. MODALITES GENERALES

S'agissant d'un nouveau projet d'investissement dans un ouvrage de stockage d'électricité dans les ZNI n'ayant pas encore fait l'objet d'une délibération du CNC par la CRE

Le GRD saisit la CRE d'un dossier préparé par le Porteur de projet dont le format et le contenu sont précisés aux paragraphes 2 et 3 de la présente annexe. Toutes les pièces de [1] à [9] sont exigées. La note produite par le GRD de la zone (cf. paragraphe 4) fait l'objet d'un envoi séparé à la CRE. Le dossier est accompagné d'un projet de Contrat entre le GRD et le Porteur de projet.

S'agissant du dossier de révision de l'assiette d'investissement

Le GRD saisit la CRE d'un dossier préparé par le Porteur du projet dont le format et le contenu sont précisés aux paragraphes 2 et 3 de la présente annexe. Seules les pièces [1] et [7] sont exigées. Le dossier est accompagné d'un projet d'avenant au Contrat initial.

S'agissant d'une demande de révision de la compensation (par exemple dans le cadre de la clause de sauvegarde)

Le GRD saisit la CRE d'un dossier préparé par le Porteur du projet dont le format et le contenu sont précisés aux paragraphes 2 et 3 de la présente annexe. Seules les pièces [1], [6], [7] et [8] sont exigées. La pièce [5] est à fournir si l'installation fait l'objet de nouveaux investissements ciblés par l'article 2 de l'arrêté du 6 avril 2020. En outre, le dossier justifie la demande de révision de la compensation (justification de l'activation d'une clause de revoyure, transmission des textes réglementaires imposant une mise aux normes, etc.). Le dossier est accompagné en cas de besoin d'une note produite par le GRD de la zone, mentionnée au paragraphe 4. Le dossier est accompagné d'un projet d'avenant au Contrat initial.

S'agissant d'une évolution des modalités de pilotage de l'installation

Dans le cas où de nouvelles modalités d'appel nécessitent la redéfinition des plages contractuelles de fonctionnement de l'installation ou des modifications techniques de celle-ci, le GRD saisit la CRE d'un dossier préparé par le Porteur du projet dont le format et le contenu sont précisés aux paragraphes 2 et 3 de la présente annexe. Seules les pièces [1], [6], [7] et [8] sont exigées. La pièce [5] est à fournir si l'installation fait l'objet de nouveaux investissements ciblés par l'article 2 de l'arrêté du 6 avril 2020. En outre, le dossier justifie la proposition d'évolution des modalités de pilotage de l'installation (intérêt pour le système des nouvelles modalités de pilotage, modifications nécessaires de l'installation, impacts sur son exploitation, etc.). Le dossier est accompagné d'une note produite par le GRD de la zone, mentionnée au paragraphe 4. Le dossier est accompagné d'un projet d'avenant au Contrat initial.

S'agissant d'une demande de prolongation du Contrat sans réinvestissement

Le GRD saisit la CRE d'un dossier préparé par le Porteur de projet dont le format et le contenu sont précisés aux paragraphes 2 et 3 de la présente annexe. Seules les pièces [1], [6] et [8] sont exigées. Le dossier est accompagné d'un projet d'avenant au Contrat initial.

Dans le cas où des réinvestissements sont nécessaires, le projet est examiné de la même manière qu'un nouveau projet d'investissement.

S'agissant d'une demande de prise en compte des coûts de démantèlement

Le GRD saisit la CRE d'un dossier préparé par le Porteur du projet dont le format et le contenu sont précisés au paragraphe 5 de la présente annexe. Le dossier est accompagné d'un projet d'avenant au Contrat initial.

2. FORMAT DU DOSSIER

Toutes les pièces demandées doivent impérativement respecter le format et les conditions explicitées ci-après. Dans le cas contraire, le dossier est déclaré incomplet et n'est pas instruit.

Les documents transmis sont rédigés en français. Les documents spécifiques, de type devis ou proposition commerciale, sont transmis dans leur langue d'origine. Ils seront le cas échéant traduits à la demande de la CRE.

Le dossier et le projet de Contrat ou d'avenant sont fournis par voie électronique (clef USB ou plateforme d'échange de fichiers sécurisée) et respectent les conditions et formats suivants :

- les pièces demandées au paragraphe 3 sont fournies au format « Word » ou « PDF » ;
- le plan d'affaires prévisionnel est fourni au format « Excel » avec liens et formules apparents pour les données de calcul. Il ne comporte aucun mot de passe, ni feuille, cellule, colonne ou ligne masquées ;
- le projet de Contrat ou d'avenant est fourni au format « Word ».

Le Porteur du projet est informé que dans le cas où son projet n'aboutit pas à la mise en service de l'installation de stockage, il n'aura droit à aucune indemnité pour les frais qu'il aura pu exposer au titre de l'élaboration de son dossier.

3. PIECES A FOURNIR DANS LE DOSSIER

Dans le cas général, le dossier de saisine se décompose en 9 parties, comportant, dans l'ordre de leur énoncé, les pièces précisées dans les paragraphes ci-dessous.

Le dossier est accompagné d'un projet de Contrat entre le fournisseur historique et le Stockeur.

En complément des éléments listés ci-après, le Porteur du projet peut joindre, en annexe de son dossier, tout document qu'il juge utile à l'évaluation de son projet.

[1] Données clés du projet

Chaque dossier doit débiter par les :

- renseignements administratifs (cf. annexe 3)
- caractéristiques principales du projet (cf. annexe 3)

[2] Présentation générale du projet et description technique

Le Porteur du projet joint une note de présentation générale comportant les éléments ci-après :

- caractéristiques techniques : technologie, puissances minimale et nominale (brute et nette) en injection et en soutirage, temps de réponse en injection et soutirage, capacité, etc. ;
- caractéristiques des services visés et modalités de fonctionnement prévisionnelles de l'installation compte tenu des spécifications techniques de l'installation et des besoins du système électrique. Evolutions envisagées des modalités d'appel ;
- fonctionnement prévisionnel : nombre d'heures prévisionnel de fonctionnement par an et rendement global estimé (en détaillant les étapes du calcul et toutes les hypothèses qui s'y rapportent), courbe de charge prévisionnelle en injection et soutirage ;
- plages de fonctionnement contractuelles de l'installation (s'agissant du nombre de cycles de charge et décharge, du temps de réponse, de la puissance en injection et soutirage etc.) ;
- justification du choix technologique et économique du projet au regard des particularités locales et du besoin à satisfaire ;
- cohérence du projet avec les objectifs prévus par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ;
- état des lieux et synthèse des différentes démarches d'autorisation (permis de construire, autorisation environnementale, autorisation d'exploiter, etc.) ;
- caractéristiques des liaisons électriques au sein de l'installation jusqu'au(x) poste(s) électrique(s) de raccordement, et conditions particulières d'implantation de ces liaisons ;
- caractéristiques du (des) poste(s) électrique(s) de raccordement ;
- solution de raccordement retenue dans la Proposition technique et financière (PTF) ;
- date de mise en service envisagée et calendrier prévisionnel des procédures administratives nécessaires à la construction et à l'exploitation de l'installation, des étapes de réalisation et de mise en service de l'installation.

[3] Site d'implantation envisagé

Le Porteur du projet joint une note de description du site d'implantation envisagé précisant les éléments suivants :

- localisation géographique ;
- emplacement prévu ;
- critères de choix du site envisagé ;
- description des aménagements particuliers ;
- document attestant de la maîtrise foncière du terrain ou du bâtiment visé pour l'installation, pendant la durée du Contrat (titre de propriété ou de location, promesse de vente ou promesse de bail ou tout autre document justifiant de la maîtrise foncière).

[4] Expérience technique et programme industriel

Le Porteur du projet joint une note sur l'organisation industrielle des phases de développement, d'études et de construction de son projet. Il identifie les principaux fournisseurs de produits et de services impliqués. Il décrit les accords de partenariats industriels ou commerciaux conclus et les liens (notamment capitalistiques) qui existent avec ces partenaires. Il fournit une description synthétique de son expérience.

La note est accompagnée d'accords ou de protocoles d'accord, de devis, de propositions commerciales ou de tout autre document équivalent, permettant de constater la fermeté des engagements réciproques des parties, relatifs aux charges principales liées à la construction et l'exploitation de l'installation.

[5] Evaluation de la prime du taux de rémunération relative à la nature du projet

Le Porteur de projet fournit une note présentant les aléas (techniques, logistiques, organisationnels, administratifs, financiers, humains, etc.) qu'il identifie pour son projet et qui sont susceptibles de remettre en cause la réalisation de l'installation, sa date de mise en service, son bon fonctionnement et/ou de générer des coûts supplémentaires ou des économies. Il présente également son plan de gestion de ces risques, c'est-à-dire les dispositions prévues visant à réduire la probabilité d'occurrence de ces événements ou à en réduire les effets lorsqu'ils ne peuvent être évités, et évalue dans la mesure du possible la probabilité des principaux risques identifiés et leur impact sur le taux de rentabilité interne (TRI) du projet. Enfin, il fournit une estimation de la quantification de chacun de ces risques en points de base dans le taux de rémunération du capital.

Le Porteur de projet transmet par ailleurs une note dans laquelle il propose une valeur pour la prime permettant d'atteindre un taux de rémunération du capital avec lequel il considère être en mesure de mener son projet compte tenu des risques qu'il supporte (cf. § 3.1.1.2). Il justifie précisément cette proposition. Si la valeur de la prime proposée n'est pas nulle, le Porteur de projet devra démontrer et justifier les risques particuliers inhérents au projet, notamment relatifs à la technologie employée.

Ces éléments permettront à la CRE de proposer un niveau de prime au ministre en charge de l'énergie en application des dispositions de l'arrêté du 6 avril 2020. La CRE retiendra la valeur proposée par le Porteur de projet à moins que les raisons avancées et les justifications associées ne soient pas jugées pertinentes et suffisantes. Dans ce dernier cas, elle pourra retenir une autre valeur pour la prime.

En annexe 4, la CRE propose une matrice des risques que le Porteur de projet doit utiliser et éventuellement compléter pour présenter les risques identifiés pour son projet.

[6] Plan d'affaires et montage financier

Le Porteur du projet fournit une présentation de la structure qui développera le projet et assurera l'exécution du Contrat avec le fournisseur historique. Cette présentation comporte la structure juridique, la composition de l'actionnariat, la liste des partenaires impliqués, leurs rôles et la nature de leurs liens avec le Porteur du projet.

Les éléments du montage financier du projet doivent être précisés : fonds propres, endettement, etc.

A partir du modèle de plan d'affaires mis à disposition par la CRE sur son site internet⁵³, le Porteur du projet fournit le plan d'affaires exhaustif, sur la durée contractuelle, en mettant en évidence les flux de trésorerie annuels prévisionnels et la rentabilité attendue. Il détaille les montants prévisionnels des coûts de construction, des coûts d'exploitation fixes et variables, des coûts des GER, des éventuelles aides et recettes, des éventuels coûts de démantèlement et l'éventuelle valeur résiduelle qu'il estime, ainsi que l'évolution du chiffre d'affaires et des flux de trésorerie du projet avant impôts.

Les principales hypothèses du plan d'affaires sont :

- les dates clés du projet, notamment la date de mise en service industrielle de l'installation, la date du *closing* financier, la date de référence pour les données de coûts et recettes ;
- la date de référence doit être unique pour l'ensemble des valeurs de référence ;

⁵³ www.cre.fr

- les valeurs nominales sont calculées à partir des valeurs de référence en appliquant un taux d'inflation annuel égal à 2 % depuis la date de référence ;
- toutes les données de coûts sont hors taxes, notamment hors TVA et hors octroi de mer et octroi de mer régional ;
- les données sont exactes (pas arrondies) ;
- toutes les valeurs monétaires sont exprimées en euros courants.

[7] Coûts d'investissement

Pour les principaux postes de coûts d'investissement, il doit démontrer que les fournisseurs et prestataires retenus ont été sélectionnés après une mise en concurrence en bonne et due forme. Les principaux critères de sélection doivent être exposés, les offres de l'ensemble des candidats transmises en annexe et synthétisées dans une note, et le choix des lauréats explicité.

Le Porteur du projet fournit en outre une note détaillant les différents postes d'investissement du projet accompagnée d'un tableau de synthèse. Dans cette note sont précisés les montants qui constituent des engagements fermes. Le projet d'investissement présenté à la CRE doit être à un stade suffisamment avancé de développement pour que les coûts prévisionnels soient établis sur la base de propositions commerciales ou de devis. Les dépenses ne pouvant être justifiées sur la base de tels documents, en particulier les frais de maîtrise d'ouvrage, doivent être clairement identifiées et leur estimation doit être justifiée (nombre d'ETP, salaire par type d'ETP, part des dépenses d'investissement, etc...).

Les éléments suivants doivent être précisés dans la note :

- le montant de l'investissement détaillé (la décomposition retenue par le Porteur du projet devra couvrir l'ensemble des dépenses d'investissement du projet) : études, génie civil, frais de maîtrise d'ouvrage, frais de maîtrise d'œuvre, achat des machines et composants, travaux de construction, raccordement au réseau électrique (justifié par la PTF), sous-traitance (nature et coûts), etc. ainsi que les éventuelles modalités d'indexation prévues dans les contrats avec les fournisseurs des principaux composants de l'installation ;
- le cas échéant, les démarches effectuées pour obtenir des aides à l'investissement, la nature de ces aides (subvention, défiscalisation, avances remboursables, etc.), les dates prévisionnelles de perception, les montants d'aides obtenus ou estimés, ainsi que le traitement comptable envisagé selon le type d'aide ;
- les coûts qui ne peuvent pas être identifiés de manière *ex ante* avec précision. Ces coûts devront être dûment détaillés et justifiés ;
- la chronique prévisionnelle de décaissement des investissements au pas annuel⁵⁴ ;
- le régime fiscal et le niveau d'imposition (défiscalisation, exonérations, etc.) ;
- le montant des taxes et leur ventilation par grands postes ;
- le coût d'acquisition du terrain sur lequel l'installation est prévue d'être construite. Si le terrain est loué, les charges afférentes sont indiquées comme des charges fixes d'exploitation ;
- les assurances prévues pour le projet pendant la phase de construction et les coûts associés.

Le Porteur de projet indique également la valeur de la marge, en pourcentage de l'assiette d'investissement introduite au § 3.1.1.1 dont il souhaite disposer, cette valeur est limitée par le plafond fixé par la CRE en amont de la saisine. Dans le cas où cette valeur est non nulle, le Porteur de projet fournit une proposition de formule d'indexation, ainsi que l'ensemble des éléments permettant la de déterminer, afin de réviser les coûts d'investissements en fonction des fluctuations globales de marché (notamment le coût des matières premières et du transport). Il fournit également le calendrier prévisionnel d'approvisionnement des principaux composants de l'installation ainsi que les échéanciers de paiement prévus dans ses contrats avec ses fournisseurs.

Lors de l'analyse, la CRE pourra, le cas échéant, demander des éléments complémentaires.

Dans le cas d'un dossier de révision de l'assiette d'investissement, le dossier contient un fichier Excel qui présente :

- la puissance et la capacité nettes prévisionnelles et la puissance et la capacité nettes effectivement installées ;
- la comparaison par grands postes de coûts des montants d'investissement hors raccordement prévisionnels, des montants d'investissement hors raccordement révisés selon la formule d'indexation le cas échéant, des montants d'investissement hors raccordement réellement engagés ;
- les chroniques de décaissement des investissements prévisionnelles et réelles ainsi que les écarts constatés ;
- la comparaison des coûts de raccordement prévisionnels et réels ;
- la comparaison des montants des aides prévisionnels, des montants des aides révisés, et des montants des aides réellement obtenus.

⁵⁴ Les années sont des années glissantes basées sur la date prévisionnelle de mise en service de l'installation.

Le dossier contient une note précisant les faits marquants survenus au cours de la construction et expliquant les écarts constatés en termes de calendriers et de budget.

Si les valeurs réelles des paramètres techniques du moyen de stockage diffèrent des valeurs prévisionnelles (puissance nette installée, puissance minimale de fonctionnement, consommation des auxiliaires, etc.), le Porteur du projet explicite les écarts constatés et les justifie.

Le dossier contient les justificatifs :

- des montants des principaux postes d'investissement hors raccordement réels (contrats et factures par exemple) ;
- des coûts de raccordement réels (éventuelle mise à jour des coûts par le GRD et factures par exemple) ;
- des montants des aides réellement accordées et, dans le cas où ceux-ci diffèrent des montants prévisionnels, les preuves témoignant des démarches que le Porteur du projet a menées auprès des organismes concernés pour obtenir le montant prévisionnel des aides aux dates envisagées.

Le dossier contient également les éléments permettant de déterminer et de justifier la date jusqu'à laquelle s'applique l'indexation le cas échéant : contrats, factures, date d'approvisionnement des principaux composants de l'installation ou tout autre élément utile.

[8] Coûts et recettes d'exploitation

Le Porteur du projet fournit une note détaillant les différents postes des coûts et recettes d'exploitation de l'installation et les hypothèses permettant de les évaluer, en précisant :

- les dépenses d'exploitation avec une décomposition entre coûts fixes et coûts variables, et leur ventilation par grands postes ;
- les emplois (en Equivalent Temps Plein annuel) en précisant la ventilation fonctionnelle et le cas échéant l'application du statut IEG (Industries Électriques et Gazières) ou de toute autre convention collective ;
- le coût de la location du terrain le cas échéant ;
- le détail du plan d'exploitation et de maintenance (moyens mis en œuvre, principes et modalités d'intervention, dépenses) ;
- le détail du plan de gros entretien et renouvellement (moyens mis en œuvre, principes et modalités d'intervention) ;
- le besoin en fonds de roulement dans la limite d'un stock stratégique de pièces de rechange et consommables ;
- les recettes complémentaires prévisionnelles (fourniture de services au réseau, revenus publicitaires, location d'un espace etc.) et la chronique prévisionnelle de perception de ces recettes accompagnée d'éléments justificatifs.

Pour tous ces postes (maintenance, assurances, etc.), le Porteur de projet explicite le cas échéant les dispositions d'indexation prévues.

[9] Devenir de l'installation en fin de Contrat

Démantèlement de l'installation

Le Porteur de projet joint une note présentant les mesures envisagées pour le démantèlement de l'installation et la remise en état du site à la suite de la mise à l'arrêt de l'installation. Il précise les coûts prévisionnels pour le démantèlement de l'installation associés à ces travaux (cf. § 3.5.2), les coûts de traitement des déchets (évacuation, recyclage par exemple), les éventuelles recettes associées à la valorisation de ces déchets ou à la restitution ou la vente du terrain, et les coûts de remise en état du site. Avant la construction du moyen de stockage, le Porteur de projet s'engage à effectuer un diagnostic (études documentaires) et des investigations détaillées (sondages, forages, prélèvements et analyses, etc.) portant sur la pollution du sol et du sous-sol du site d'implantation afin d'estimer au mieux les coûts prévisionnels pour le démantèlement et la remise en état du site dans le cas d'une gestion normale de l'installation.

A défaut d'un démantèlement, le Porteur de projet s'explique et s'engage sur l'avenir de l'installation à l'échéance du Contrat.

Valeur résiduelle - Cas d'une installation dont la durée de vie technique est supérieure à 30 ans

Pour les installations dont la durée de vie technique est supérieure à 30 ans et dont l'exploitation pourrait se poursuivre à l'issue du Contrat, dans le cas où le Porteur de projet s'engage sur la valeur résiduelle de son installation à l'issue du Contrat, il joint une note décrivant la méthode et les hypothèses lui permettant d'estimer cette valeur résiduelle (hypothèses relatives à l'évaluation des surcoûts évités futurs, des coûts futurs liés aux éventuels réinvestissements et coûts d'exploitation...) ainsi qu'un tableur rassemblant les données principales (*a minima* surcoûts évités et coûts pour chaque année postérieure au Contrat, et somme actualisée à la dernière année du Contrat). La somme des économies futures, correspondant aux surcoûts évités réduits des coûts associés à la poursuite de l'exploitation au-delà de 30 ans – notamment coûts relatifs à d'éventuels réinvestissements et coûts d'exploitation –, est actualisée à la dernière année du Contrat. La valeur résiduelle vient réduire la compensation la dernière année du Contrat, elle est intégrée dans le plan d'affaires.

Six à dix-huit mois avant le terme du Contrat, la CRE est saisie d'un nouveau projet de Contrat portant sur la durée de vie restante de l'installation. Le dossier de saisine est composé des mêmes éléments que pour l'examen d'un nouveau projet (cf. § 2). Dans le cas où aucun réinvestissement n'est nécessaire pour la poursuite de l'installation, le dossier de saisine est composé d'un projet d'avenant au Contrat initial et des éléments précisés au § 2 dans le cas d'une prolongation sans réinvestissements.

Lors de l'instruction, les économies prévisionnelles générées en poursuivant l'exploitation de l'installation seront évaluées et comparées à la valeur résiduelle estimée initialement par le Porteur de projet. La compensation versée la dernière année du Contrat qui arrive à son terme sera modifiée si nécessaire, conformément au § 3.5.1.

Si l'exploitation s'arrête au terme du Contrat, la compensation n'est pas modifiée – la déduction de la valeur résiduelle de la compensation reste en vigueur.

4. ANALYSE DU GESTIONNAIRE DE RESEAU**4.1 Justification de la proposition technique et financière de raccordement**

Le gestionnaire du réseau fournit une note justifiant le choix technologique et économique du mode de raccordement choisi qui détermine le prix fourni dans la PTF. Le gestionnaire du réseau joint tout élément complémentaire qu'il juge nécessaire à l'analyse de la CRE.

4.2 Modalités de pilotage prévisionnelles de l'installation

Le GRD précise et justifie la manière dont il envisage a priori d'optimiser le pilotage de l'installation compte tenu de ses caractéristiques techniques et des besoins du système électrique. En particulier, s'il prévoit d'appeler l'installation pour la fourniture de plusieurs services – successivement ou simultanément – il précise les éventuels critères d'arbitrage et interférences entre ces services. En outre, il précise et justifie les évolutions de pilotage possibles à court et moyen termes pour s'adapter aux évolutions des besoins du système électrique.

4.3 Analyse relative au choix technologique et au dimensionnement du projet

Le GRD analyse la pertinence du choix technologique et des caractéristiques techniques retenues par le Porteur de projet compte tenu des services susceptibles d'être fournis par l'installation.

4.4 Analyse coûts-bénéfice pour le réseau

Pour chacun des services pouvant être fournis par le projet de stockage au réseau, le GRD réalise une analyse coûts-bénéfice (ACB) par rapport à une solution de référence à déterminer, consistant à :

- caractériser le service proposé (durées d'activation minimale et maximale, énergie maximale activable sur une plage de temps donnée, durée minimale entre deux activations, délai de mobilisation etc.) ;
- évaluer sur la durée du service proposé l'existence ou l'absence de contraintes de réseau ;
- évaluer la nature de la contrainte prévisionnelle détectée (profondeur, probabilité d'occurrence etc.) et évaluer la meilleure solution technico-économique pour y répondre, qui constitue la solution de référence à comparer à celle associée à la mise en œuvre du service proposé ;
- établir une comparaison objective des deux situations différenciées sur la zone d'étude :
 - o La première situation repose sur la période d'étude, sur l'infrastructure du réseau actuelle et prévue durant cette période, sur les prévisions de consommation et de production sur cette même période lors des situations prévisionnelles de contraintes, en tenant compte des effets liés à la mise en œuvre de la solution de référence envisagée par le GRD ;

- La seconde situation repose sur la même période d'étude et sur la même base d'étude, sans la solution de référence envisagée par le GRD mais en tenant compte des impacts de la mise en place du service proposé. L'analyse économique de cette solution prend en compte les coûts éventuels associés à la mise en œuvre par le GRD des moyens qui lui seraient nécessaires pour utiliser ce service (SI, télécom, dispositifs d'action ou de surveillance des réseaux etc.) et que le GRD n'envisageait pas de mobiliser.
- évaluer les variations d'OPEX et de CAPEX induites par le service proposé par rapport à la solution de référence ;
- évaluer les charges afférentes à l'achat du service considéré, en justifiant :
 - l'occurrence prévisionnelle de recours au service ;
 - les modalités de rémunération envisagées, notamment :
 - que le prix d'achat est bien dimensionné au regard du service apporté au réseau – lequel peut notamment s'évaluer au regard de coûts évités pour le réseau – et des coûts supportés par le Porteur de projet pour la fourniture de ce service.
 - que la répartition entre une éventuelle rémunération forfaitaire et la rémunération versée à chaque activation du service est la plus adaptée.

Les hypothèses sous-jacentes à cette analyse doivent être précisées et justifiées. Le GRD joint tout élément complémentaire qu'il juge nécessaire à l'analyse de la CRE. La CRE se réserve l'opportunité de faire appel à un tiers pour contre-expertiser les analyses transmises par le GRD.

5. CAS D'UNE SAISINE POUR COMPENSATION DES COÛTS DE DEMANTELEMENT

5.1 Champ d'application

Seules les installations de stockage d'électricité bénéficiant d'un Contrat de gré à gré ont la possibilité de constituer un dossier de saisine pour l'évaluation par la CRE de la compensation des coûts de démantèlement. Ces coûts sont compensés dans la limite des coûts prévisionnels pris en compte dans l'évaluation initiale du projet.

Les coûts de démantèlement d'une installation de stockage d'électricité sont compensés dès lors que celle-ci est exploitée sur toute la durée du Contrat. Ainsi, si l'installation n'est pas exploitée jusqu'à la fin du Contrat, sauf dans le cas d'une mise à l'arrêt indépendante de la volonté de l'Exploitant, les coûts de démantèlement ne peuvent pas faire l'objet d'une compensation au titre des charges de SPE.

5.2 Modalités de traitement des coûts de démantèlement pour les installations éligibles

Si le Porteur de projet prévoit de démanteler son installation à la fin de la durée du Contrat, il expose les coûts et les recettes prévisionnels de démantèlement (remise en état du site, traitement/recyclage/valorisation des déchets) au moment de la saisine initiale (cf. § 3.5.2). Ces provisions pour démantèlement sont prises en compte dans l'évaluation de la compensation afférente à la période de fonctionnement de l'installation et la comparaison de ces coûts aux surcoûts évités. A défaut d'un démantèlement, il explique quel sera l'avenir de l'installation à l'échéance du Contrat. Le Porteur de projet ne pourra donc pas déposer par la suite de dossier de demande de prise en compte des dépenses de démantèlement.

Lorsque la mise à l'arrêt de l'installation approche, l'Exploitant prépare un dossier de saisine relatif à son démantèlement. Six à dix-huit mois avant la mise à l'arrêt, le fournisseur historique saisit la CRE de ce dossier accompagné d'un avenant au Contrat. Ce délai peut être réduit dans le cas d'une mise à l'arrêt de l'installation que l'Exploitant ne pouvait anticiper et indépendante de sa volonté.

Les pièces constitutives de ce dossier de saisine sont précisées ci-dessous. En complément, le Porteur du projet peut joindre, en annexe de son dossier, tout document qu'il juge utile à l'évaluation de son projet.

[1] Données clés du projet

Chaque dossier doit débiter par les :

- renseignements administratifs (cf. annexe 3)
- caractéristiques principales du projet (cf. annexe 3)

[2] Présentation générale du projet de démantèlement et de remise en état

Le Porteur de projet joint une note de présentation générale comportant les éléments ci-après :

- installation à démanteler (technologie, puissance et capacité installées, etc.) ;
- justification de la mise à l'arrêt de l'installation et de son démantèlement ;
- plan de démantèlement de l'installation selon les différentes phases⁵⁵ ;
- calendrier prévisionnel des travaux.

[3] Remise en état du site d'implantation

Le Porteur de projet joint une note de description du site d'implantation en précisant les éléments suivants :

- localisation géographique ;
- emplacement des installations à démanteler ;
- usage du site avant l'implantation de l'installation de stockage d'électricité ;
- devenir du site et son éventuelle valorisation (vente, mise en location, etc.) ;
- plan de remise en état du site.

[4] Programme industriel

Le Porteur du projet joint une note sur l'organisation de son projet de démantèlement et de remise en état. Il identifie les principaux fournisseurs de produits et de services impliqués. Il décrit les éventuels accords de partenariats industriels ou commerciaux conclus. Il fournit une description synthétique de son expérience en matière de démantèlement.

[5] Plan d'affaires

Le Porteur du projet fournit le plan d'affaires exhaustif, sur la durée prévisionnelle des travaux. Il détaille les montants prévisionnels des coûts et des recettes selon les différentes étapes (déconstruction, dépollution, traitement/recyclage des déchets, etc.).

[6] Coûts des travaux et recettes

Le Porteur du projet expose et justifie dans une note les éléments suivants :

- coût des différentes étapes du démantèlement et de la remise en état du site ;
- composants recyclables et hypothèses de calcul du produit issu de leur vente ;
- sources utilisées pour l'établissement des hypothèses d'évaluation des coûts de démantèlement et justifications des choix effectués.

Sur la base de ces éléments, la CRE évalue le niveau prévisionnel de compensation qui fait l'objet d'une délibération et d'un avenant au Contrat avec le fournisseur historique. Ce niveau prévisionnel est limité aux provisions pour démantèlement prises en compte dans l'évaluation initiale du projet.

Seuls les coûts de démantèlement qui correspondent à une exploitation de l'ouvrage selon les règles de l'art sont pris en compte dans l'évaluation de la compensation⁵⁶. Cette compensation prévisionnelle est versée à l'Exploitant selon le franchissement de jalons dans la réalisation des travaux en lien avec le rythme d'engagement des sommes.

En tout état de cause, le dernier versement de la compensation prévisionnelle représente au minimum 20 % de la somme totale prévisionnelle. Il n'est versé qu'après délibération de la CRE relative aux coûts réels de démantèlement⁵⁷ retenus à la compensation sur la base d'une saisine effectuée au plus tard 6 mois après la fin des opérations de déconstruction et de remise en état du site. Si les coûts réels retenus sont inférieurs aux coûts prévisionnels, ce dernier versement est ajusté à la baisse et, le cas échéant, l'Exploitant rembourse le trop-perçu. Si les coûts réels sont supérieurs aux coûts prévisionnels, l'Exploitant peut faire usage de la clause de sauvegarde. Cette révision de la compensation au titre du démantèlement donne lieu à un avenant au Contrat.

⁵⁵ Par exemple : mise en sécurité du site, dépollution de l'installation, préparation de la déconstruction, déconstruction, traitement et recyclage des déchets, dépollution des sols.

⁵⁶ A titre d'illustration, les coûts de dépollution du terrain ne seront pas compensés si la pollution de celui-ci relève de mauvaises pratiques d'exploitation.

⁵⁷ Les coûts réels de démantèlement doivent être dûment justifiés avec à l'appui, la comptabilité de l'opérateur et les factures des prestataires.

ANNEXE 3 : DONNEES PRINCIPALES DU PROJET

Renseignements administratifs :

Nom du Porteur de projet (personne physique)	
ou raison sociale (personne morale)	
Numéro SIREN ou SIRET ⁵⁸	
Adresse	
Nom du représentant légal (tel que désigné par les statuts)	
Titre du représentant légal	

Interlocuteurs sur le dossier :

Contact n° 1	
Nom du contact	
Fonction	
Téléphone	
E-mail	
Adresse postale	

Contact n° 2	
Nom du contact	
Fonction	
Téléphone	
E-mail	
Adresse postale	

Les changements intervenant sur ces informations devront être notifiés à la CRE.

⁵⁸ Information à fournir uniquement par les personnes morales déjà constituées.



Caractéristiques principales du projet :

Nom du projet	
Région	
Adresse du site d'implantation du projet	
Départ de raccordement du projet	
Tension de raccordement	kV
Date de MSI attendue (jj/mm/aaaa)	
Technologie de stockage d'électricité	
Service(s) visé(s)	
Temps de réponse en injection	s
Temps de réponse en soutirage	s
Capacité énergétique totale du stockage	MWh
Capacité énergétique utile du stockage	MWh
Puissance électrique brute (en injection)	MW
Puissance électrique nette (en injection)	MW
Puissance électrique brute (en soutirage)	MW
Puissance électrique nette (en soutirage)	MW
Quantité annuelle injectée prévisionnelle	MWh
Quantité annuelle soutirée prévisionnelle	MWh
Consommation annuelle des auxiliaires	MWh
Rendement brut	%
Rendement net	%
Disponibilité annuelle	% heures/an
Durée de vie de référence de l'installation	cycles ans, à raison de cycles/an

Le tableau doit être rempli au format et dans les unités précisées, sans surcharge. Les arrondis sont admis. Dans ce cas, les valeurs sont données avec, au minimum, trois chiffres significatifs. Toute autre donnée clé non mentionnée peut être ajoutée dans ce tableau. Les définitions de certaines caractéristiques techniques sont précisées dans le glossaire (Annexe 1).



ANNEXE 4 : MATRICE DES RISQUES

Le Porteur de projet doit analyser et présenter les risques inhérents à son projet de stockage d'électricité selon une matrice de risques qui répond aux critères présentés ci-dessous.

La matrice doit présenter les différents risques auxquels est exposé le Porteur de projet.

La liste ci-dessous des risques identifiés n'est pas exhaustive et le Porteur de projet peut compléter ou détailler davantage son analyse.

Pour chacun des risques identifiés, le Porteur de projet explicite :

- Le type de risque (social, réglementaire, construction, exploitation et maintenance, juridique ...) ;
- Une description de l'événement visé ;
- Les conséquences de ce risque (retard de la mise en service, performances techniques amoindries, éventuels surcoûts, etc.) ;
- Les dispositions prévues pour réduire la probabilité d'occurrence ;
- Le ou les mécanismes permettant selon le Porteur de projet de couvrir ce risque ou de diminuer ses conséquences : assurances, Contrats passés avec un tiers, application de la clause de sauvegarde ou de la clause de force majeure du Contrat de gré à gré etc... En cas d'absence de mécanisme couvrant le risque identifié, une évaluation par le Porteur de projet de la part de rémunération qui doit permettre de couvrir ce risque doit être fournie.

Les types de risques sont détaillés dans le Tableau 3 et illustrés par des exemples.

Tableau 3 : Matrice des risques pour un projet de stockage d'électricité dans les ZNI	
Type de risque	Exemple de risque
Foncier	Maitrise foncière du site Contraintes sur la réalité des sous-sols et des caractéristiques géotechniques Réutilisation d'un terrain présentant un risque dépollution
Construction	Risques fournisseurs (retards, non-conformités ou incidents lors de la fabrication ou du transport) Pollution du sous-sol Risques d'interfaces, de co-activités
Exploitation et maintenance	Risque technologique sur un ouvrage complexe et innovant Défaillance du matériel – manque de fiabilité de l'exploitation Période de renouvellement du matériel plus courte que prévue Accident d'exploitation Risque sur la durée de vie du projet Incertitude sur la prévision des performances et des coûts futurs Faillite d'un sous-traitant, pièces de rechange indisponibles Événement de force majeure (ex : catastrophe naturelle)
Financier	Abandon des investisseurs
Juridique et réglementaire	Recours dans les procédures d'obtention des autorisations et dans les procédures d'achats Demande de mesure compensatoire environnementale supplémentaire
Social	Mouvements sociaux contraignant la réalisation des activités d'exploitation et de maintenance



Parties prenantes (projet dépendant de parties prenantes externes)	Abandon d'une partie prenante impactant le développement du projet, sa construction et/ou son exploitation
--	--

Il est à noter que l'arrêté du 6 avril 2020⁵⁹ incluant une prime de 100 à 400 points de base dans le taux de rémunération du capital immobilisé selon le territoire, les risques de type « politique » ou « pays » sont couverts par cette part du taux de rémunération.

⁵⁹ Arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage piloté par le gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées

ANNEXE 5 : EXTRAITS DES TEXTES APPLICABLES

Code de l'énergie

Article L. 121-1 du code de l'énergie :

Le service public de l'électricité a pour objet de garantir, dans le respect de l'intérêt général, l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national.

Dans le cadre de la politique énergétique, il contribue à l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la maîtrise de la demande d'énergie, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir, comme à l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Il concourt à la cohésion sociale, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique.

Matérialisant le droit de tous à l'électricité, produit de première nécessité, le service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique.

Article L. 121-6 du code de l'énergie :

Les charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs électriques définies aux articles L. 121-7, L. 121-8 et L. 121-8-1 sont intégralement compensées par l'Etat.

Article L. 121-7 du code de l'énergie :

En matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public comprennent :

1° Les surcoûts qui résultent, le cas échéant, de la mise en œuvre des articles L. 311-10 à L. 311-13-5 dans le cadre des contrats conclus en application du 1° de l'article L. 311-12, des articles L. 314-1 à L. 314-13 et des articles L. 314-26 et L. 314-31 par rapport aux coûts évités à Electricité de France ou, le cas échéant, à ceux évités aux entreprises locales de distribution, aux organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 qui seraient concernés ou à l'acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26, ainsi que les surcoûts qui résultent des primes et avantages consentis aux producteurs dans le cadre de ces dispositions. Les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité sauf, pour les entreprises locales de distribution, pour les quantités acquises au titre des articles L. 311-10 et L. 314-1 se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession mentionnés à l'article L. 337-1, par référence à ces tarifs. Les mêmes valeurs de coûts évités servent de références pour déterminer les surcoûts compensés lorsque les installations concernées sont exploitées par Electricité de France ou par une entreprise locale de distribution. Lorsque l'objet des contrats est l'achat de l'électricité produite par une installation de production implantée dans une zone non interconnectée au réseau métropolitain continental, les surcoûts sont calculés par rapport à la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ;

2° Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental :

a) Les surcoûts de production qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ou par les éventuels plafonds de prix prévus à l'article L. 337-1 ;

b) Les coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ;

c) Les surcoûts d'achats d'électricité, hors ceux mentionnés au a, qui, en raison des particularités des sources d'approvisionnement considérées, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité. Ces surcoûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ;

d) Les coûts supportés en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité par les fournisseurs d'électricité et, le cas échéant, par les collectivités et les opérateurs publics pouvant les mettre en œuvre dans les conditions prévues au 3° du II de l'article L. 141-5. Ces coûts, diminués des recettes éventuellement perçues à travers ces actions, sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ;

e) Les coûts d'études en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionné au premier alinéa du III de l'article L. 141-5, supportés par un producteur ou un fournisseur ou à l'initiative du représentant de l'Etat dans le département ou du gestionnaire de réseau, et conduisant à un surcoût de production au titre du a du présent 2° ou à un surcoût d'achat d'électricité au titre du c, même si le projet n'est pas mené à son terme. Les modalités de la prise en compte de ces coûts sont soumises à l'évaluation préalable de la Commission de régulation de l'énergie.

Les conditions de rémunération du capital immobilisé dans les moyens de production, de stockage d'électricité ou nécessaires aux actions de maîtrise de la demande définis aux a, b et d du présent 2° utilisées pour calculer la compensation des charges à ce titre sont définies par arrêté du ministre chargé de l'énergie afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Un décret en Conseil d'Etat pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie précise les modalités d'application des a à e.

3° La rémunération versée par Electricité de France aux installations de cogénération dans le cadre des contrats transitoires, en application de l'article L. 314-1-1.

4° Les coûts résultant de la mise en œuvre des articles L. 314-18 à L. 314-27 et des articles L. 311-10 à L. 311-13-5 dans le cadre des contrats conclus en application du 2° de l'article L. 311-12.

5° Les coûts directement induits par la conclusion et la gestion des contrats mentionnés à l'article L. 121-27 et des contrats conclus en application des 1° et 2° de l'article L. 311-12 et des articles L. 314-1, L. 314-18 et L. 314-26 supportés par Electricité de France ou, le cas échéant, les entreprises locales de distribution, les organismes agréés mentionnés à l'article L. 314-6-1 ou l'acheteur en dernier recours mentionné à l'article L. 314-26, dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus.

Article L. 121-9 du code de l'énergie :

Le ministre chargé de l'énergie arrête chaque année le montant des charges, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. A défaut d'un arrêté fixant le montant des charges avant le 31 décembre de l'année précédente, le montant proposé par la Commission de régulation de l'énergie entre en vigueur le 1er janvier.

Les charges imputables aux missions de service public définies aux articles L. 121-7 et L. 121-8 sont calculées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent.

Cette comptabilité, établie selon des règles établies par la Commission de régulation de l'énergie, est contrôlée aux frais des opérateurs qui supportent ces charges par leur commissaire aux comptes ou, pour les régies, par leur comptable public. La Commission de régulation de l'énergie peut, aux frais de l'opérateur, faire contrôler cette comptabilité par un organisme indépendant qu'elle choisit.

Article L. 134-18 du code de l'énergie :

Pour l'accomplissement des missions qui lui sont confiées, la Commission de régulation de l'énergie recueille toutes les informations nécessaires auprès des ministres chargés de l'économie, de l'environnement et de l'énergie, auprès des gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, des opérateurs des ouvrages de transport ou de distribution de gaz naturel et des exploitants des installations de gaz naturel liquéfié, des fournisseurs de consommateurs finals sur le territoire métropolitain continental bénéficiant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique mentionné à l'article L. 336-1, des exploitants de réseaux de transport et de stockage géologique de dioxyde de carbone ainsi qu'auprès des autres entreprises intervenant sur le marché de l'électricité ou du gaz naturel ou du captage, transport et stockage géologique de dioxyde de carbone. Elle peut également entendre toute personne dont l'audition lui paraît susceptible de contribuer à son information.

Article L. 362-4 du code de l'énergie :

Le taux de rémunération du capital immobilisé dans des moyens de production d'électricité, mentionné à l'article L. 121-7, est déterminé de façon à favoriser le développement du système électrique.

Les tarifs de vente de l'électricité sont identiques à ceux pratiqués en métropole.

Article R. 121-25 du code de l'énergie :

Les charges imputables aux missions de service public donnant lieu à une compensation intégrale sont déterminées dans les conditions fixées aux articles R. 121-26 à R. 121-29.

Article R. 121-28 du code de l'énergie :

I.-Dans une zone non interconnectée au réseau métropolitain continental et hors les cas définis au I et au II de l'article R. 121-27 :

1° Les surcoûts supportés par un fournisseur d'électricité pour l'électricité produite par l'installation de production d'électricité qu'il exploite correspondent, pour une année donnée :

a) Lorsque cette électricité est vendue à un consommateur final bénéficiant des tarifs réglementés de vente de l'électricité mentionnés à l'article L. 337-8 ou cédée à un organisme de distribution électrique, à la différence entre le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif réglementé de vente, pour la part relative à la production ;

b) Lorsque cette électricité est vendue à un consommateur final ne bénéficiant pas des tarifs réglementés de vente de l'électricité, à la différence entre le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du plafond de prix prévu à l'article L. 337-1 ;

2° Les surcoûts résultant des contrats d'achat de l'électricité supportés par un fournisseur d'électricité pour l'électricité qu'il achète correspondent, pour une année donnée :

a) Lorsque cette électricité est revendue à un consommateur final bénéficiant des tarifs réglementés de vente de l'électricité mentionnés à l'article L. 337-8, à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif réglementé de vente, pour la part relative à la production ;

b) Lorsque cette électricité est revendue à un consommateur final ne bénéficiant pas des tarifs réglementés de vente de l'électricité, à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du plafond de prix prévu à l'article L. 337-1.

II.-a) Dans les cas mentionnés aux a et b du 2° du I, le projet de contrat d'achat d'électricité est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie, assorti des éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation.

Lorsque le contrat d'achat porte sur de l'électricité produite par une installation de production située sur le territoire d'une zone non interconnectée, la Commission de régulation de l'énergie évalue le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone en appliquant le taux de rémunération du capital immobilisé fixé, après avis de cette Commission, par arrêté du ministre chargé de l'énergie en application de l'article L. 121-7.

Lorsque le contrat d'achat porte sur de l'électricité produite par une installation de production située hors du territoire français, la Commission de régulation de l'énergie évalue la différence entre le coût d'achat de l'électricité importée et le coût de production normal et complet évité dans la zone non interconnectée d'importation sur toute la durée du contrat. Les charges imputables aux missions de service public liées aux surcoûts d'achat ne peuvent pas excéder les surcoûts de production évités. L'acheteur communique à la Commission de régulation de l'énergie les éléments utiles pour procéder à l'évaluation du coût d'achat de l'électricité importée ;

b) Dans les cas mentionnés aux a et b du 1° du I, le producteur communique les éléments utiles de sa comptabilité à la Commission de régulation de l'énergie, qui procède à l'évaluation de la compensation.

Dans tous les cas ci-dessus, la Commission de régulation de l'énergie notifie aux parties, dans les deux mois suivant la réception du dossier complet, le résultat de son évaluation, sur la base de laquelle est calculée la compensation.

III.-Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, le dossier des projets d'ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique, à l'exception de ceux qui ont été retenus à l'issue d'un appel d'offres, est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie ; il contient les éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation. Lorsque l'ouvrage de stockage n'appartient pas au gestionnaire de réseau, le dossier est accompagné d'un projet de contrat entre ce dernier et le porteur de projet.

La Commission de régulation de l'énergie évalue le coût normal et complet de l'installation de stockage dans la zone considérée en appliquant un taux de rémunération du capital immobilisé qu'elle fixe. Ce taux est compris entre une valeur plancher et une valeur plafond arrêtées par le ministre chargé de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, en application de l'avant-dernier alinéa du 2° de l'article L. 121-7. La Commission peut faire appel, pour l'évaluation, à l'expertise technique de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.

Les charges imputables aux missions de service public liées à l'installation, qui sont calculées par la Commission de régulation de l'énergie sur la base du coût normal et complet, diminué des éventuelles recettes et subventions dont bénéficie par ailleurs l'installation, ne peuvent excéder les surcoûts de production évités du fait de l'installation sur l'ensemble de sa durée de vie.

La Commission notifie aux parties le résultat de l'évaluation de la compensation dans un délai de quatre mois à compter de la réception du dossier complet.

IV.-Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, le dossier des actions de maîtrise de la demande d'électricité entreprises par un fournisseur ou par un tiers avec lequel il contracte est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie. Lorsque l'action est portée par un tiers, le dossier est accompagné d'un projet de contrat. Ce dossier contient les éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation ainsi que ceux qui justifient que la solution technique envisagée pour l'action de maîtrise de la demande considérée soit parmi les meilleures techniques disponibles au regard à la fois du nombre de kilowattheures évités, du coût par kilowattheure évité et de la durée de l'action envisagée.

La Commission de régulation de l'énergie évalue le coût normal et complet de l'action dans la zone considérée en appliquant, le cas échéant, un taux de rémunération du capital immobilisé qu'elle fixe. Ce taux est compris entre une valeur plancher et une valeur plafond arrêtées par le ministre chargé de l'énergie après avis de cette Commission en application de l'avant-dernier alinéa du 2° de l'article L. 121-7. La Commission peut faire appel, pour l'évaluation, à l'expertise technique de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.

Les charges imputables aux missions de service public liées à l'action, qui sont calculées par la Commission de régulation de l'énergie sur la base du coût normal et complet, diminué des recettes et subventions éventuellement perçues au titre de cette action de maîtrise de la demande, ne peuvent excéder les surcoûts de production évités du fait de l'action sur l'ensemble de sa durée.

La Commission notifie aux parties le résultat de son évaluation et les modalités de contrôle à mettre en œuvre dans un délai de quatre mois à compter de la réception du dossier complet.

V.-Le plafond prévu au troisième alinéa du a du II, au III et au IV s'impose à la somme des coûts calculés, pour une action donnée, sur la durée du contrat et actualisés selon un taux de référence ; il est déterminé par rapport à la somme des surcoûts de production évités sur la durée du contrat et actualisés selon un taux d'actualisation de référence majoré destiné à tenir compte des incertitudes sur les surcoûts de production évités futurs.

Le taux d'actualisation de référence et le taux d'actualisation de référence majoré sont définis par arrêté du ministre chargé de l'énergie, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Ils peuvent être différents selon la nature et la durée de vie de l'action engendrant l'économie de surcoûts de production.

Article R. 121-29 du code de l'énergie :

Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, lorsqu'une personne souhaite engager une étude en vue de la réalisation d'un projet d'approvisionnement électrique identifié dans la programmation pluriannuelle de l'énergie et pour lequel cette programmation prévoit la possibilité d'appliquer la compensation mentionnée au e du 2° de l'article L. 121-7, et que cette personne souhaite bénéficier de la compensation mentionnée ci-dessus, elle adresse à la Commission de régulation de l'énergie et au ministre chargé de l'énergie un dossier présentant le cahier des charges et l'évaluation des coûts de son étude ainsi que les éléments attestant de sa capacité technique et financière à mener le projet considéré.

Le ministre chargé de l'énergie vérifie que l'étude proposée est nécessaire à la réalisation du projet mentionné dans la programmation pluriannuelle de l'énergie et en valide le cahier des charges. La Commission de régulation de l'énergie vérifie que ce projet constitue un projet d'approvisionnement électrique conduisant à un surcoût de production au titre du a du 2° de l'article L. 121-7. Elle procède au contrôle de l'évaluation des coûts présentée par la personne et détermine le montant des coûts à compenser.

Dans le cas où la personne renonce à poursuivre l'étude ou à engager la réalisation du projet, l'étude dont les coûts ont été compensés par les charges de service public de l'électricité est transmise, dans une version respectant le secret des affaires, à la Commission de régulation de l'énergie, qui la publie.

Les charges imputables aux missions de service public allouées à la compensation de l'ensemble des études relatives à un même projet ne peuvent excéder un plafond, défini par arrêté du ministre chargé de l'énergie.

Arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage piloté par le gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées

Article 1

En application des articles L. 121-7 et L. 362-4 du code de l'énergie, le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans les investissements est fixé pour chaque projet par arrêté du ministre en charge de l'énergie comme étant la somme de :

- une prime représentant la moyenne du taux moyen d'Etat (TME) sur l'année civile précédent la délibération de la CRE évaluant le coût normal et complet de l'installation. Cette prime ne peut être inférieure à 100 points ;
- une prime fixe de 400 points de base ;
- une prime fixe respectivement de 100, 200, 300 et 400 points de base pour les territoires relevant respectivement des groupes 1, 2, 3 et 4 tels que définis à l'article 3 pour tenir compte de l'éloignement géographique, de la dynamique démographique et économique et de l'état du réseau électrique ;
- une prime d'au maximum 300 points de base, déterminée par la CRE, en fonction de l'analyse des risques du projet, de sa pertinence environnementale et de son caractère innovant.

Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans les investissements est fixé pour chaque projet par arrêté du ministre en charge de l'énergie, pris dans les deux mois suivant la transmission par la Commission de régulation de l'énergie de sa proposition de prime au ministre en charge de l'énergie.

Article 2

Le taux de rémunération défini à l'article 1er s'applique, à partir de la mise en service de l'installation, à la rémunération du capital immobilisé dans les investissements pour les moyens de production électrique, pour les actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et pour les ouvrages de stockage gérés par le gestionnaire de réseau respectivement visés au a, au d et au b de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, s'agissant notamment de :

- la création de nouvelles installations ;
- l'augmentation de capacités d'installations existantes ;
- la mise aux normes environnementales de capacités de production existantes ;
- la rénovation d'installations existantes, en particulier pour prolonger leur durée de vie, adapter leur fonctionnement aux évolutions des contraintes du système électrique et s'agissant des moyens de production pour les convertir à l'usage d'un nouveau combustible.

Les immobilisations en cours supportées en phase de construction sont rémunérées à hauteur de 30 % du taux de rémunération défini à l'article 1er. Cette rémunération est versée au porteur de projet après la mise en service de l'installation.

Article 3

Le taux de rémunération défini à l'article 1er s'applique pour les investissements réalisés dans les territoires suivants, classés en quatre groupes :

- groupe 1 : îles d'Ouessant, de Sein, de Molène, des Glénan et de Chausey ;
- groupe 2 : Corse, Guadeloupe, Martinique, La Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon ;
- groupe 3 : Mayotte et les territoires de la Guyane connectés au réseau électrique du littoral ;
- groupe 4 : les îles Wallis et Futuna et les territoires guyanais non connectés au réseau électrique du littoral.

Article 4

L'arrêté du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées et l'article 1er de l'arrêté du 27 mars 2015 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de stockage d'électricité et pour les actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les zones non interconnectées sont abrogés.

Article 5

La Commission de régulation de l'énergie établit un rapport de mise en œuvre de ces dispositions tous les cinq ans à partir de 2023

Arrêté du 27 mars 2015 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de stockage d'électricité et pour les actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les zones non interconnectées

Article 1 (abrogé)

Article 2

Le taux d'actualisation de référence mentionné au V quinquies de l'article 4 du décret n° 2004-90 susvisé est fixé à :

- 8 % lorsque la durée de vie de l'action est inférieure ou égale à cinq années ;
- 4 % lorsque la durée de vie de l'action est supérieure ou égale à quinze années.

Les valeurs intermédiaires sont obtenues par interpolation linéaire.

12 janvier 2023

Pour la définition du taux d'actualisation de référence majoré mentionné au V quinquies de l'article 4 du décret n° 2004-90 susvisé, la Commission de régulation de l'énergie peut majorer le taux de référence précédemment défini quand les incertitudes sur les surcoûts de production évités sont particulièrement importantes. Dans ce cas, la majoration ne peut excéder 50 % du taux d'actualisation de référence. Sinon, il est égal au taux d'actualisation de référence défini ci-dessus.