

CONSULTATION PUBLIQUE

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie relative au projet de méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

Le caractère insulaire de certaines zones non interconnectées¹ (ZNI), leurs contraintes géographiques, la relative faiblesse 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. Pour réduire ces surcoûts de production et les charges de service public de l'énergie (SPE) qui financent la péréquation tarifaire dans ces zones, la loi de finances rectificative pour 2012² a ouvert la voie au financement d'installations de stockage d'électricité pilotées par le gestionnaire de réseau³ (GRD). Toutefois, ce financement ne peut pas excéder les économies de surcoûts de production que le projet engendre.

C'est à la CRE que revient la mission d'évaluation du montant de la compensation associée aux projets de stockage d'électricité. A cet égard, la présente consultation publique a pour objet de présenter les lignes directrices de la méthodologie que la CRE envisage d'appliquer pour leur examen.

Les services fournis par une installation de stockage d'électricité⁴ – qui déterminent les surcoûts de production qu'elle évite – sont conditionnés par ses spécifications techniques, parmi lesquelles son temps de réaction, sa durée de charge et de décharge, ainsi que sa localisation. Par conséquent, un premier enjeu consiste à identifier *ex ante* les services ayant le plus de valeur pour le système électrique et à informer les porteurs de projets quant aux spécifications techniques minimales pour la fourniture de ces services. La publication de ces prescriptions devrait permettre aux porteurs de projets d'adapter leur installation aux besoins du système et, ainsi, de relever le plafond de compensation de leur projet en maximisant les surcoûts de production qu'il permettrait d'éviter.

Par ailleurs, il convient de se poser la question de l'arbitrage entre les différents services pouvant être rendus par un ouvrage de stockage. En effet cet arbitrage permet d'optimiser son pilotage et, par là, de maximiser les économies de charges de SPE qu'il génère. Afin d'estimer au mieux les surcoûts évités, il est nécessaire de tenir compte de l'effet de l'installation non seulement s'agissant des coûts variables de production évités – notamment des coûts de combustible et de maintenance – mais aussi des coûts fixes évités grâce à d'éventuels reports d'investissements.

De plus, le gisement de surcoûts évités grâce au stockage d'électricité dans un territoire étant nécessairement limité – notamment par le besoin du système pour chacun des services considérés – il convient de prioriser les projets les plus efficaces quant aux surcoûts évités par euro investi.

S'agissant de la compensation, une attention particulière doit être portée à l'articulation avec les recettes annexes dont le projet pourrait bénéficier – par exemple dans le cas où le stockage fournirait un service réseau – et les subventions que constituent notamment les aides des collectivités concernées et de l'ADEME⁵.

Enfin, il convient de s'assurer que les économies de charges de SPE évaluées *ex ante* sont effectivement atteintes. D'une part, il conviendra de s'assurer *ex post* que le GRD a effectivement optimisé le pilotage du stockage compte tenu des contraintes s'exerçant sur le système électrique. D'autre part, le propriétaire de l'ouvrage de stockage doit être responsabilisé sur l'effectivité de l'injection ou du soutirage en réponse à l'appel du GRD, en subordonnant le versement de sa compensation à l'atteinte d'un objectif de disponibilité.

Afin de répondre à ces enjeux, la méthodologie envisagée a pour objet :

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 Loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012.

³ 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.

⁴ On appelle « service » un usage du stockage ayant une valeur pour le système électrique, tel que la fourniture de réserve de puissance pour le réglage de la fréquence, ou encore le report de charge, pour contribuer à l'alimentation de la pointe de consommation par de la production stockée en heures creuses.

⁵ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.

- d'assurer la bonne information des porteurs de projets quant aux prescriptions techniques permettant la fourniture des services ayant le plus de valeur pour le système ;
- de prioriser les projets les plus efficaces au regard des surcoûts évités par euro investi au titre des charges de SPE ;
- d'évaluer les surcoûts évités en arbitrant entre les services que l'installation est capable de rendre, et en prenant en compte les économies qu'il génère en matière de coûts fixes et variables ;
- d'évaluer le montant de la compensation sur la base du coût normal et complet du projet de stockage, en veillant à l'articulation avec les éventuelles recettes et subventions dont il pourrait bénéficier par ailleurs ;
- de proposer un mécanisme de compensation incitant le propriétaire à maximiser la disponibilité de son installation, et le GRD à en optimiser l'appel.

La CRE souhaite recueillir les avis et propositions des parties intéressées afin d'établir les éléments – non précisés explicitement par les textes réglementaires mais indispensables à leur application – de méthodologie d'examen des projets de stockage d'électricité, ainsi que la liste des éléments à fournir en vue de la détermination d'une éventuelle compensation.

Les réponses devront parvenir, avant le 23 janvier 2017, sous format numérique à l'adresse suivante : zni@cre.fr. Il est possible d'exprimer un avis libre en fin de document.

Les contributions pour lesquelles les acteurs ne précisent pas qu'elles sont confidentielles pourront être publiées par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi. Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que la confidentialité ou l'anonymat de votre réponse soient garantis.

La délibération que la CRE envisage de prendre à la suite de cette consultation publique constituera des lignes directrices opposables aux opérateurs concernés. Elle appliquera cette méthodologie pour l'examen des projets de stockage d'électricité, sous réserve qu'aucune circonstance particulière ou aucune considération d'intérêt général ne justifient qu'il y soit dérogé. Cette méthodologie sera susceptible d'être mise à jour, au fur et à mesure de la pratique décisionnelle de la CRE.

Glossaire

CRE	Commission de régulation de l'énergie.
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.
Collectivité territoriale	Ce terme générique est utilisé qu'il s'agisse d'un département, d'une région ou d'une collectivité territoriale.
GRD	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 et l'île anglo-normande de Chausey. Les collectivités territoriales autonomes Polynésie française et Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI.
kWh	Kilowattheure électrique.
PPTV	Part production des tarifs réglementés de vente.
SPE	Service public de l'énergie.
EOD	Equilibre offre-demande.
Porteur de projet	Acteur qui envisage de réaliser un investissement dans une installation de stockage d'électricité en ZNI.
Porteur de projet tiers	Porteur de projet qui n'est pas un GRD.
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.
Contrat de gré-à-gré	Contrat signé entre un GRD et un porteur de projet tiers relatif à une installation de stockage d'électricité.
Protocole interne	Document précisant notamment les modalités de compensation du GRD, dans le cas où il porte le projet d'ouvrage de stockage.
Durée de vie de référence de l'installation	Durée du contrat, ou du protocole interne le cas échéant.
CNC	Coût normal et complet.
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.
Année de référence	Horizon cible de calcul des surcoûts de production évités, permettant leur extrapolation sur la durée de vie de référence de l'installation.
Efficiences	L'efficiences d'un projet de stockage d'électricité se définit comme le rapport entre les surcoûts de production évités et les charges de SPE au titre du projet.
MSI	Mise en service industrielle.
Propriétaire	Nom donné au porteur de projet après la MSI.

1. CADRE JURIDIQUE

L'article 60 de la loi de finances rectificative pour 2012⁶, par modification de l'article L.121-7 du code de l'énergie, a étendu le périmètre des coûts relevant des charges de SPE aux coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique. Plus précisément « ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ».

Le V ter du décret du 1^{er} août 2014⁷ – aujourd'hui III de l'article R. 121-28 du code de l'énergie – précise 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. »

Il prévoit par ailleurs que la CRE « 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 [...]. 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. »

Ce décret a été complété par l'arrêté du 27 mars 2015⁸. Celui-ci prévoit que la CRE évalue le coût normal et complet (CNC) en appliquant, par défaut, un taux de rémunération du capital immobilisé de 11 %, égal au taux prévu par l'arrêté du 23 mars 2006⁹ pour les installations de production d'électricité. La CRE peut le modifier dans la fourchette 6 % – 16 % à partir de l'analyse de l'étude de risques fournie par le porteur de projet, qui justifie et « quantifie, en points de base, les conséquences de chaque risque identifié sur le taux par défaut susmentionné. »

En outre, le III de l'article R. 121-28 du code de l'énergie précise 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 : « 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 2015 précité, le taux d'actualisation de référence 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 obtenu 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.

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 :

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

Où :

- « n » désigne la durée de vie de référence de l'installation¹⁰ ;
- « 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 n du contrat ;
- « M » désigne la majoration du taux d'actualisation de référence.

⁶ Loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012.

⁷ Décret n° 2014-864 du 1er août 2014 modifiant le décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité.

⁸ 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.

⁹ Arrêté du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées.

¹⁰ La durée de vie de référence d'une installation correspond à la durée du contrat ou, le cas échéant, du protocole interne.

Le III de l'article R. 121-28 du code de l'énergie précise enfin : « *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. METHODOLOGIE

Le paragraphe 2.1 présente succinctement les procédures applicables en amont de l'examen du projet par la CRE, le paragraphe 2.2 précise les modalités de calcul des surcoûts de production évités, le paragraphe 2.3 définit le principe d'analyse du CNC et de prise en compte des subventions et recettes annexes, tandis que le paragraphe 2.4 traite des modalités de compensation.

2.1 Procédures applicables en amont de l'examen du projet par la CRE

2.1.1 Identification des services ayant *a priori* le plus de valeur et définition des prescriptions techniques

L'identification des services ayant a priori le plus de valeur et la définition des prescriptions techniques associées devraient permettre aux porteurs de projet d'adapter les spécifications de leur future installation aux besoins du système électrique et ainsi, de relever le plafond de compensation de leur projet en maximisant les surcoûts de production évités.

Les services que peut fournir une installation de stockage ne peuvent donner lieu à un financement du projet que s'ils ont une incidence positive sur les surcoûts de production évités. Ces services peuvent par exemple être la fourniture de réserve de puissance (lente ou rapide) pour le réglage de la fréquence, ou encore le report de charge, pour contribuer à l'alimentation de la pointe de consommation par de la production stockée en heures creuses.

Pour chaque ZNI, la CRE identifie les services ayant *a priori* le plus de valeur en matière d'économies potentielles de charges de SPE à partir des éléments apportés par le GRD s'agissant notamment des contraintes s'exerçant sur le système électrique local. Par ailleurs, pour chacun des services identifiés, le GRD propose à la CRE les prescriptions techniques qui s'imposeront à une installation de stockage pour leur fourniture, parmi lesquelles :

- La durée d'appel en injection et en soutirage requise par le service ;
- Le temps de réaction, qui est le délai de réponse requis pour rendre le service ;
- La fréquence d'appel : fréquence indicative de charge et décharge de l'installation fournissant le service considéré ;
- La localisation sur le réseau (tension de raccordement, raccordement à un départ non-dispatchable, prise en compte des congestions etc.).

La liste des services ayant *a priori* le plus de valeur, accompagnée des prescriptions techniques nécessaires à la fourniture de ceux-ci, est mise en consultation publique par la CRE. A l'issue de cette phase, la CRE publie à titre indicatif la liste de ces services et les prescriptions techniques associées. Cette liste de services n'est toutefois pas limitative : un projet de stockage permettant une autre valorisation sera étudié par la CRE dans les mêmes conditions. Toutefois, un projet ne respectant pas les prescriptions associées à un service identifié dans la liste ne pourra pas se voir attribuer la valeur correspondante.

Q1 : Ces dispositions vous semblent-elles suffisantes pour permettre aux porteurs de projets d'adapter leur installation aux besoins du système ? Proposez, le cas échéant, des aménagements aux dispositions proposées.

2.1.2 Dossier de saisine

Les éléments constitutifs du dossier de saisine doivent permettre l'évaluation du CNC, des recettes et subventions dont peut bénéficier le projet, ainsi que des surcoûts de production qu'il permettrait d'éviter.

Le porteur de projet prépare un dossier comportant les pièces suivantes :

1. Présentation des données clés du projet (renseignements administratifs, caractéristiques principales du projet etc.) ;
2. Description technique succincte (justification du choix technologique retenu, rendement attendu de l'installation, détail des services pouvant être fournis compte tenu de ses spécifications techniques etc.) ;
3. Présentation du site d'implantation envisagé (critères de choix du site notamment) ;

4. Note relative à l'intégration locale (conflits d'usage, activités préexistantes et futures sur la zone etc.);
5. Note relative à l'expérience technique et au programme industriel (organisation du projet, fournisseurs, partenaires industriels et commerciaux, expérience du porteur de projet etc.);
6. Plan d'affaires et description du montage financier envisagé ;
7. Matrice des risques du projet, accompagnée d'une étude quantifiant l'impact de chaque risque sur le taux de rémunération ;
8. Note détaillant les coûts d'investissement et les montants des subventions envisagés ;
9. Note détaillant les recettes et les différents coûts fixes et variables d'exploitation en régime de fonctionnement nominal, et les surcoûts éventuellement supportés du fait d'un fonctionnement de l'installation hors du régime nominal.

Si le projet est porté par un tiers, le dossier est accompagné d'un projet de contrat entre le GRD et le propriétaire de l'ouvrage. Si le projet est porté par le GRD, le dossier est accompagné d'un projet de protocole interne. Dans tous les cas, le GRD joint à ce dossier son analyse relative au projet (pertinence du choix technologique retenu compte tenu des services pouvant être fournis par l'installation etc.). En outre, le GRD précise et justifie la manière dont il envisage *a priori* d'optimiser le pilotage de l'installation compte tenu de ses spécifications techniques¹¹. 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.

Q2 : Les éléments constitutifs du dossier de saisine vous semblent-ils adaptés pour permettre l'évaluation du CNC, des recettes et subventions du projet, ainsi que des surcoûts de production qu'il permettrait d'éviter ? Proposez, le cas échéant, des amendements au dossier envisagé.

2.1.3 Saisine de la CRE, priorité et durée d'examen des projets

Ces dispositions ont vocation à assurer l'analyse prioritaire des projets de stockage les plus efficaces quant aux surcoûts évités par euro investi au titre des charges de SPE.

Tout projet de stockage souhaitant faire l'objet d'une instruction de la CRE au titre d'une année dépose un dossier complet par l'intermédiaire du GRD entre le 15 juin et le 15 juillet. Les projets les plus efficaces du point de vue des charges de SPE¹² – au sens du critère « e » défini ci-dessous – sont étudiés en priorité. En d'autres termes, chaque projet étudié tiendra compte de l'effet des projets d'efficacité supérieure s'agissant des surcoûts de production qu'il permettrait d'éviter (cf. § 2.2.3).

$$e = \frac{\text{Surcoûts de production évités}}{\text{Charges de SPE}} \quad (2)$$

La CRE notifie aux parties le résultat de son évaluation dans un délai de quatre mois à compter de la réception du dossier complet.

Q3 : Les dispositions envisagées vous paraissent-elles adaptées pour assurer la sélection prioritaire des projets de stockage présentant le meilleur investissement quant aux surcoûts évités par euro investi au titre des charges de SPE ? Proposez, le cas échéant, des aménagements aux dispositions envisagées.

2.2 Evaluation des surcoûts de production évités prévisionnels

Par définition, les surcoûts de production sont 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. Par conséquent, les surcoûts de production évités par une installation de stockage sont 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.

¹¹ Les services pour lesquels le GRD envisage d'appeler le stockage peuvent différer de ceux de la liste publiée par la CRE s'il apparaît que cela permet de maximiser la valeur pour le système compte tenu des spécifications techniques de l'installation.

¹² Pour établir ce classement, l'efficacité de chaque projet est estimée à partir des données de coûts déclaratives du porteur de projet, et sans tenir compte de l'effet des autres projets sur les surcoûts de production qu'il permettrait d'éviter.

Par conséquent, l'évaluation des surcoûts évités prévisionnels grâce à une installation de stockage nécessite que la CRE :

1. détermine les modalités d'appel permettant de maximiser les coûts de production évités (§ 2.2.1) ;
2. détermine la durée de vie de référence de l'installation, ainsi qu'une année dite de référence pour le calcul des coûts évités (§ 2.2.2) ;
3. évalue les coûts variables de production évités pour cette année de référence (§ 2.2.3), obtenus par différence entre :
 - o 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 ;
 - o les coûts variables de production d'un second parc construit pour assurer l'EOD en la prenant en compte ;
4. évalue les coûts fixes évités à l'année de référence grâce aux éventuels investissements évités par l'installation de stockage (§ 2.2.4) ;
5. estime les gains de recettes tarifaires pour le fournisseur historique à l'année de référence (§ 2.2.5) ;
6. estime les surcoûts de production évités prévisionnels à l'année de référence (§ 2.2.6) ;
7. extrapole et somme ces surcoûts de production évités prévisionnels actualisés sur la durée de vie de référence de l'installation (§ 2.2.7) ;

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

2.2.1 Détermination des modalités d'appel permettant de maximiser les coûts de production évités

Ces dispositions visent à déterminer les modalités de pilotage de l'installation de stockage – en particulier les services rendus – permettant de maximiser les économies de charges de SPE.

La CRE s'assure que les modalités de pilotage envisagées par le GRD sont effectivement optimales au sens des charges de SPE compte tenu des services pouvant être fournis par l'installation¹³. Dès lors, les modalités d'appel correspondantes conditionnent le pilotage de la future installation par le GRD.

Toutefois, si au cours de la vie de référence de l'installation le GRD dispose d'éléments nouveaux montrant qu'une évolution des modalités d'appel du stockage – compatible avec les spécifications techniques de l'installation ou, le cas échéant, moyennant des modifications techniques – serait susceptible d'accroître l'efficacité de l'investissement, il les transmet à la CRE qui s'en assure. La modification des modalités d'appel du stockage par le GRD peut donner lieu à la révision du contrat ou protocole interne.

Q4 : Les dispositions envisagées vous paraissent-elles adaptées pour identifier les modalités d'appel permettant de maximiser les coûts de production évités ? Proposez, le cas échéant, des aménagements aux dispositions envisagées.

2.2.2 Durée de vie de référence et année de référence cible pour le calcul des coûts évités

Ces dispositions concernent la détermination de l'horizon cible de calcul des surcoûts de production évités, permettant leur extrapolation sur la durée de vie de référence de l'installation (cf. § 2.2.7).

La durée de vie de référence de l'installation – qui correspond à la durée du contrat ou, le cas échéant, du protocole interne – est déterminée au regard de la durée de vie de ses principales composantes. Elle ne peut toutefois pas excéder 30 ans. Au terme de cette durée, l'installation pourra faire l'objet d'un nouveau contrat tenant compte notamment des éventuels investissements nécessaires pour la prolongation du fonctionnement de l'installation.

¹³ La CRE s'appuiera pour se faire sur un outil d'optimisation de la gestion du système électrique.

L'année de référence du projet est représentative de la durée de vie de référence de l'installation. Pour les projets dont la durée de vie de référence est strictement inférieure à 20 ans, l'année de référence correspond à l'année de saisine de la CRE augmentée de 5 ans. Pour les projets dont la durée de vie de référence est supérieure ou égale à 20 ans, l'année de référence correspond à l'année de saisine de la CRE augmentée de 15 ans.

2.2.3 Calcul des coûts variables de production évités prévisionnels

De nombreux services rendus par les installations de stockage permettent d'éviter des coûts variables de fonctionnement des moyens de production. Il convient donc d'en tenir compte dans l'évaluation des coûts de production évités.

Les coûts variables de production évités à l'année 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.

Hypothèses retenues relatives à la demande en électricité à l'année de référence

Les hypothèses de consommation à l'année de référence – s'agissant du niveau de consommation moyen et de pointe – s'appuient notamment sur le document de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ainsi que sur le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande (BP)¹⁴ les plus récents disponibles au moment de la saisine. Par ailleurs, la consommation prévisionnelle à l'année de référence tient compte des projets de maîtrise de la demande en électricité (MDE) dont la compensation au titre des charges de SPE a été approuvée par la CRE, ainsi que de ceux dont la CRE a été saisie l'année en cours et qui seraient en fonctionnement à l'année de référence.

Hypothèses retenues relatives à la construction des parcs à l'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 plus éventuellement du projet de stockage en cours d'étude, le parc électrique retenu à l'année de référence – nommé parc cible – est construit par empiement :

- 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 ;
- des projets dont la compensation au titre des charges de SPE a été approuvée par la CRE et des projets inscrits dans le BP ou la PPE qui seraient en fonctionnement à l'année de référence ;
- Des projets de stockage dont la CRE a été saisie l'année en cours, dont l'efficacité¹⁵ est supérieure à celle du projet en cours d'étude et qui seraient en fonctionnement à l'année de référence.

Le parc de production est ajusté de manière à respecter le critère de trois heures de défaillance¹⁶ par an en espérance, c'est-à-dire en moyenne sur un ensemble de scénarios représentatifs des conditions auxquelles peut être confronté le système électrique à l'horizon envisagé. Dans le cas où le parc présente, avant ajustement, un nombre d'heures de défaillance inférieur à trois heures, il n'est pas ajusté à la baisse.

L'ajustement du parc s'effectue avec des moyens de production d'électricité correspondant à :

- des turbines à combustion (TAC) fonctionnant au fioul pour les besoins de « pointe » (fonctionnement inférieur à 2000 heures) ;
- des centrales diesel pour les besoins de « base ».

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, quotas d'émission de CO₂, maintenance etc. – sont évalués à partir des données de la comptabilité appropriée d'EDF SEI, d'EDM ou d'EEWF ou, à défaut, 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

¹⁴ Plus précisément, la CRE se base les projections du scénario « référence MDE » des bilans prévisionnels d'EDF SEI, du scénario « médian » du bilan prévisionnel d'EDM, ou du scénario « moyen » du bilan prévisionnel d'EEWF.

¹⁵ L'efficacité d'un projet de stockage d'électricité se définit comme le rapport entre les surcoûts de production évités et les charges de SPE au titre du projet.

¹⁶ 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 RTE dans les « Bilans prévisionnels de l'électricité en France ».

d'électricité dans les ZNI. Ces coûts – établis si possible sur une moyenne des trois années précédant l'année de saisine¹⁷ – sont projetés à l'année de référence en suivant une inflation prévisionnelle de 2 %/an¹⁸.

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 à l'année de référence sont identiques à ceux de la centrale du même type la plus récente au moment de la saisine¹⁹.

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 les coûts variables de production totaux du parc²⁰ à l'année 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 défaillance de trois heures par an en espérance ;
- La satisfaction du besoin de réserve de puissance (lente et rapide), 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. ;
- La puissance minimale et maximale de chaque groupe en fonctionnement, ainsi que la variation de son rendement et de son coût variable dans cette plage de puissance ;
- Les indisponibilités des groupes, qui découlent d'un tirage aléatoire de panne selon un taux de fortuit ;
- Les durées minimales de marche et d'arrêt des groupes.

Les coûts variables de production annuels correspondent à la moyenne des coûts obtenus pour 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 électrique²¹. Il s'agit de coûts dits « en espérance ».

Q5 : Les modalités de calcul des coûts variables de production évités à l'année de référence – notamment les hypothèses relatives à la construction des parcs cibles et aux coûts variables de leurs moyens de production – vous semblent-elles adaptées et à même de concilier précision et simplicité de mise en œuvre ? Proposez, le cas échéant, des aménagements aux modalités proposées.

2.2.4 Coûts fixes évités à l'année de référence

Certains services rendus par une installation de stockage peuvent permettre d'éviter des investissements dans des moyens de production, de base comme de pointe. Il convient donc de prendre en compte la valeur associée à ces investissements évités dans l'évaluation des coûts de production évités.

Les investissements évités s'obtiennent par différence entre les puissances installées du parc construit pour assurer l'EOD sans prise en compte des effets de l'installation de stockage considérée, et les puissances installées du parc construit pour assurer l'EOD en tenant compte de ses effets.

Les coûts fixes annuels ramenés au MW installé de la centrale dont l'investissement est évité sont identiques à ceux de la centrale du même type la plus récente au moment de la saisine²², moyennés 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.

Q6 : Les modalités de calcul des coûts fixes évités vous paraissent-elles refléter les coûts fixes qu'une instal-

¹⁷ 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.

¹⁸ Le taux de 2 %/an correspond au plafond du taux d'inflation de référence à moyen terme établi par la Banque centrale européenne.

¹⁹ Il peut s'agir d'une centrale en fonctionnement ou d'un projet dont la compensation a été approuvée par la CRE.

²⁰ Les coûts variables de production totaux du parc tiennent compte non seulement des coûts variables des centrales, mais aussi de leurs coûts de démarrages et des valeurs d'usage des stocks des barrages hydroélectriques.

²¹ 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.

²² Il peut s'agir d'une centrale en fonctionnement ou d'un projet dont la compensation a été approuvée par la CRE.

lation de stockage pourrait permettre d'éviter ? Proposez, le cas échéant, des aménagements aux modalités proposées.

2.2.5 Gains de recettes tarifaires pour le fournisseur historique à l'année de référence

Le soutirage d'électricité par l'installation de stockage génère des recettes supplémentaires pour le fournisseur historique dont il convient de tenir compte.

Les gains de recettes à l'année de référence correspondent au produit scalaire de la chronique de 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.

2.2.6 Surcoûts évités à l'année de référence

Les surcoûts de production évités à l'année de référence s'obtiennent par somme des coûts de production – fixes et variables – évités, et des recettes tarifaires supplémentaires perçues par le fournisseur historique cette même année.

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

Après avoir évalué les surcoûts de production à l'année de référence, il convient de les estimer sur l'ensemble de la durée de vie de référence de l'installation.

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 au taux de 2 %/an.

En utilisant les notations de la formule (1), les surcoûts évités prévisionnels sur la durée de vie de référence de l'installation sont égaux à :

$$\sum_{i=1}^{i=n} \frac{\text{surcoûts évités}_i}{(1 + \text{Taux}_n + M)^i} \quad (3)$$

La CRE estime la majoration « M » à appliquer sur la base de son évaluation des incertitudes pesant sur les surcoûts de production évités futurs.

Q7 : Le principe de calcul des surcoûts de production évités pour une année de référence et de leur extrapolation sur la durée de l'action vous paraît-il constituer un bon compromis entre précision et simplicité de calcul ? L'année de référence déterminée selon les modalités décrites au paragraphe 2.2.2 vous semble-t-elle suffisamment représentative de la durée de vie de référence de l'installation ? Les modalités d'extrapolation et de somme actualisée des surcoûts de production évités sur la durée de l'action (décrites ci-dessus) vous paraissent-elles pertinentes ? Proposez, le cas échéant, des aménagements aux modalités proposées.

2.3 Détermination du coût normal et complet, net des recettes et subventions

L'estimation du niveau de compensation – et la vérification du respect du plafond de compensation déterminé à la partie précédente – nécessite l'évaluation du coût normal et complet. Une attention particulière doit également être portée à l'articulation avec les autres mécanismes de financement et les recettes annexes dont le projet pourrait bénéficier.

Le coût normal et complet d'une installation de stockage d'électricité se compose de coûts fixes – tels que l'amortissement de l'investissement et sa rémunération – et de coûts variables, notamment liés au soutirage d'électricité sur le réseau public de distribution.

2.3.1 Coûts fixes et prise en compte des subventions

Les coûts fixes comportent cinq composantes : l'amortissement du capital investi, la rémunération des capitaux immobilisés, la rémunération du besoin en fonds de roulement, les dépenses de Gros Entretien Renouvellement (GER) et les coûts fixes d'exploitation.

Assiette d'investissement donnant lieu à rémunération

L'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération est déterminée comme la somme des coûts d'investissement²³, raccordement compris, actualisés à l'année précédant celle de la mise en service industrielle de l'installation (MSI), nette de la provision pour aléas²⁴, du coût des emprunts²⁵, de la somme algébrique des aides perçues (avantages fiscaux et subventions notamment). Le taux utilisé pour l'actualisation est fixé à la moyenne observée sur les cinq années précédant la saisine de la CRE du taux des OAT²⁶ de maturité cinq ans.

Si certaines études ont fait l'objet d'une compensation au titre du e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, le coût correspondant n'est pas intégré à l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération.

Amortissement du capital

Le capital correspondant à l'assiette d'investissement retenue est amorti de manière linéaire à partir de la MSI de telle sorte que la valeur du capital résiduel soit nulle à la fin de la durée de vie de référence de l'installation.

Taux de rémunération du capital applicable

La CRE applique un taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé compris dans la fourchette 6 % - 16 %. Celui-ci est déterminé par la CRE sur le fondement de l'analyse de l'étude de risques que lui aura fournie le porteur de projet. A cet égard, la CRE pourra, le cas échéant, faire appel à l'expertise de l'ADEME ou de tout autre organisme compétent.

Rémunération du besoin en fonds de roulement

Seule la partie du besoin en fonds de roulement (BFR) correspondant aux stocks stratégiques de pièces de rechanges et de consommables est éligible à rémunération. La valeur du stock stratégique est évaluée par la CRE au cas par cas, 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.

Dépenses de gros entretien et renouvellement (GER)

La chronique des dépenses annuelles de GER fournie par le porteur de projet est lissée sur la durée de vie de référence de l'installation, de sorte que les montants annuels compensant les dépenses de GER soient constants en euros courants. La somme de ces montants lissés et actualisés au taux de rémunération du capital immobilisé est égale à la somme des dépenses annuelles de GER de la chronique fournie par le porteur de projet actualisées au même taux.

Coûts fixes d'exploitation

Les coûts fixes d'exploitation sont évalués *ex ante*. Les coûts fixes d'exploitation hors personnel – maintenance notamment – sont indexés sur l'indice INSEE du prix de la production de l'industrie française pour le marché français²⁷. Les coûts fixes de personnel sont indexés sur l'indice INSEE du coût horaire du travail révisé²⁸.

2.3.2 Coûts variables

Les coûts variables comprennent les coûts liés à l'achat de consommables et aux divers frais de maintenance et d'exploitation proportionnels au volume d'électricité soutiré ou injecté²⁹. Les coûts variables 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.

2.3.3 Prise en compte des recettes annexes

Les éventuelles recettes annexes perçues – par exemple dans le cas où l'installation fournirait un service réseau – viennent en déduction de la compensation de l'année où elles sont perçues.

²³ Le porteur de projet justifie que les montants d'investissement exposés ont été retenus à l'issue d'une procédure de mise en concurrence, dont la régularité est de nature à garantir que les coûts exposés sont bien « normaux et complets ». Le porteur de projet veille en particulier à l'adéquation des prescriptions du cahier des charges avec ses besoins et à la bonne information des candidats sur celles-ci.

²⁴ Dans le cas des offres de fourniture de l'installation clé en main, il est admis que le porteur de projet ne peut pas présenter des coûts d'investissement nets d'aléas. Il est de la responsabilité du porteur de projet de s'assurer que le contrat clé en main signé comporte bien des clauses de pénalité en cas de retard ou de défaillance du sous-traitant.

²⁵ Les intérêts intercalaires ne sont pas compensés et ne font pas partie de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération.

²⁶ Obligations assimilables du Trésor français.

²⁷ Indice FMOABE0000 (« Indice de prix de la production de l'industrie française pour le marché français - Prix départ usine - A10 BE - Ensemble de l'industrie »).

²⁸ Indice ICHTrev-TS (« Salaires, revenus et charges sociales - Coût du travail - Indices du coût horaire du travail révisé - Tous salariés - Indices mensuels - Salaires et charges - Industries mécaniques et électriques (NAF 25-30 32-33) »).

²⁹ Notamment les coûts liés à l'achat d'électricité au tarif réglementé de vente (TRV). Afin de refléter les différents postes du TRV souscrit, les coûts variables pourront, le cas échéant, comporter plusieurs postes. Par ailleurs, 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 dûment justifiée.

2.3.4 Provisions pour démantèlement

Si le porteur de projet prévoit de démanteler son installation à la fin de sa durée de vie de référence, il expose le coût prévisionnel de démantèlement au moment de la saisine. A la fin de la durée de vie de référence, le GRD saisit la CRE d'un dossier composé d'un plan de démantèlement et des coûts associés, accompagné d'un projet d'avenant au contrat ou au protocole interne. La dernière année d'exploitation de son installation, le propriétaire est compensé de ses coûts réels de démantèlement, dans la limite du coût prévisionnel qui avait été communiqué au moment de la saisine.

Q8 : Les modalités d'évaluation des différentes composantes du coût normal et complet et leur articulation avec les éventuelles recettes et subventions dont le projet pourrait bénéficier vous semblent-elles adéquates ? Proposez, le cas échéant, des aménagements aux modalités proposées.

2.4 Détermination du niveau et des modalités de la compensation

2.4.1 Plafonnement éventuel de la compensation

À partir de l'évaluation des surcoûts de production évités (§ 2.2) et du CNC net des recettes et subventions (§ 2.3), la CRE est en mesure d'assurer le respect du plafond de compensation (cf. formule 1).

À cet égard, dans le cas où le CNC, net des recettes et subventions, est supérieur aux surcoûts de production évités prévisionnels, l'assiette d'investissement donnant droit à rémunération est plafonnée à due concurrence. Dans le cas contraire, le projet est compensé sur la base du CNC net des recettes et subventions.

2.4.2 Structure de la compensation

La compensation – versée mensuellement au propriétaire de l'ouvrage par le GRD – est composée des éléments suivants :

- une part fixe, rémunérant la disponibilité de l'installation sur la base de ses coûts fixes. Elle est affectée d'un système de bonus/malus et d'un système de pénalités ;
- une part variable, rémunérant l'énergie injectée ou soutirée sur le réseau public de distribution sur la base des coûts variables ;
- de compensations complémentaires, couvrant les éventuels surcoûts de fonctionnement de l'installation en dehors des conditions normales.

2.4.3 Mécanismes d'incitation à la maîtrise des coûts d'investissement et au respect du calendrier de mise en service

Le mécanisme présenté ci-dessous a vocation à inciter le porteur de projet à faire ses meilleurs efforts pour maîtriser les coûts d'investissement et assurer la MSI de l'installation selon le calendrier prévisionnel de manière à contribuer à l'atteinte des surcoûts de production évités prévisionnels.

L'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération fait l'objet d'une révision au cours de l'année de MSI. Avant la fin de cette année, le propriétaire transmet à la CRE la chronique prévisionnelle de décaissement des investissements, leur chronique réelle, ainsi que les éléments justifiant les écarts constatés.

La CRE compare la somme actualisée des décaissements des investissements réels, notée I_r , et la somme actualisée des investissements prévisionnels, notée I_p ³⁰. Le coût d'investissement retenu dans l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération se définit alors selon les modalités suivantes :

Coût réel d'investissement	Coût d'investissement retenu
$I_r < 95 \% \cdot I_p$	I_r
$95 \% \cdot I_p \leq I_r < I_p$	$\left(0,95 + \left[0,05^2 - \left(\frac{I_r}{I_p} - 1 \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \right) \cdot I_p$
$I_r \geq I_p$	I_p

³⁰ Les investissements réels sont actualisés à l'année précédant la MSI constatée, tandis que les investissements prévisionnels sont actualisés à l'année précédant la MSI prévisionnelle.

Si les surcoûts relèvent de l'application d'une clause de revoyure (cf. § 2.4.9), ils peuvent donner lieu à révision de l'assiette d'investissement.

Le montant des aides prévisionnelles est modifié dès que le propriétaire de l'ouvrage a connaissance des montants qui lui seront effectivement versés, et au plus tard cinq ans après la date de MSI, selon les dispositions ci-après.

Si le montant des aides finalement accordées s'avère plus important que le montant prévisionnel, le surplus est déduit de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération. Dans le cas contraire, cette dernière est augmentée à due concurrence de la différence entre prévisionnel et constaté, sous réserve que le propriétaire fournisse à la CRE les preuves des démarches qu'il a conduites auprès des organismes concernés pour obtenir le montant prévisionnel.

Si le montant des aides réellement perçues est connu après la révision de l'assiette d'investissement initial, une correction de la compensation est appliquée. Le cumul des corrections annuelles est ajouté ou retranché du montant de la compensation versée au titre de l'année de la révision.

Un mécanisme incitatif sera également appliqué pour inciter le porteur de projet à mettre son installation en service selon le calendrier prévisionnel afin d'assurer la validité de l'évaluation des surcoûts de production évités prévisionnels.

Q9 : Le mécanisme de révision de l'assiette d'investissement permettant un partage des gains entre le porteur de projet et les charges de SPE vous paraît-il à même d'inciter le porteur de projet à faire ses meilleurs efforts pour réduire les dépenses d'investissement en toute transparence ?

2.4.4 Bonus, malus et pénalités incitant à la disponibilité de l'installation

Un système de bonus/malus et de pénalités a vocation à inciter le propriétaire à faire ses meilleurs efforts pour assurer l'existence de l'injection ou du soutirage quand le système en a besoin et ainsi contribuer à l'atteinte du montant prévisionnel de surcoûts de production évités.

Le bonus/malus annuel est calculé au prorata de la disponibilité effective³¹ par rapport à un objectif contractuel de disponibilité³² sur la base de :

- la prime fixe annuelle jusqu'à la mi-vie de référence de l'installation ;
- la moyenne des primes fixes annuelles sur l'ensemble du contrat pour les années suivantes.

Le régime de pénalités s'applique lorsque les événements suivants – non limitativement listés – sont imputables à l'opérateur de stockage :

- Une indisponibilité non programmée ;
- La non-tenu de la puissance spécifiée, en injection comme en soutirage ;
- Un déclenchement ;
- Un démarrage non réussi ;
- Une consommation d'énergie réactive excédant le plafond contractuel ;
- Un temps de réponse excédant le plafond contractuel ;
- Un rendement inférieur au seuil contractuel.

Le montant total des pénalités appliquées sur une année est plafonné à une fraction de la part fixe.

Q10 : Les mécanismes incitatifs envisagés vous paraissent-ils adaptés pour inciter le propriétaire à faire ses meilleurs efforts pour assurer la disponibilité de son installation jusqu'au terme du contrat ? Proposez, le cas échéant, des aménagements aux modalités envisagées.

2.4.5 Compensations complémentaires

³¹ La disponibilité effective tient compte d'éventuelles indisponibilités du réseau.

³² L'objectif contractuel de disponibilité prend ne compte les arrêts annuels pour maintenance et entretien de l'installation.

Les parts fixe et variable sont établies sur la base d'un fonctionnement annuel de référence déterminé dans des plages de puissance et de stock normales, ainsi que sur le fondement d'une fréquence de cycles de charge et décharge normale.

Dans le cas où le GRD demande à l'installation de fonctionner en dehors des conditions normales, il en résulte que les coûts supportés par le propriétaire – pour ce qui est de l'usure notamment – peuvent s'écarter des coûts pris en compte pour l'établissement des parts fixe et variable. Des compensations complémentaires – reflétant les surcoûts supportés du fait d'un tel fonctionnement – pourront dans ce cas être versées au propriétaire.

Q11 : Le principe de compensations complémentaires vous semble-t-il justifié au regard des spécificités techniques des installations de stockage (pour ce qui est de l'usure notamment) ? Proposez, le cas échéant, des aménagements ou des modalités de détermination de celles-ci.

2.4.6 Dispositions applicables pendant la phase de mise en service

Seule la part variable de la compensation sera payée au propriétaire pour l'électricité soutirée ou injectée pendant la période d'essais³³.

Pendant la période de marche probatoire³⁴, la compensation s'applique sous réserve d'un abattement de 50 % sur la part fixe.

Pendant les périodes d'essais et de marche probatoire, ni le système de bonus/malus ni le système de pénalités ne sont mis en œuvre.

Après la mise en service industrielle, l'intégralité de la compensation peut être payée au propriétaire. Toutefois, en cas d'essais à la suite à d'opérations de maintenance lourde, seule la part variable de la compensation lui sera payée pour l'électricité soutirée ou injectée pendant ces essais.

2.4.7 Contrôle de l'optimisation du stockage réalisée par le GRD

L'installation de stockage étant pilotée par le GRD, il convient de s'assurer ex post qu'il en a effectivement optimisé l'appel.

Chaque année, la CRE contrôle ex post l'optimisation du pilotage des installations du parc – stockages compris – compte tenu des contraintes s'exerçant sur le système électrique (consommation, production fatale, indisponibilités des moyens de production et des installations de stockage etc.).

Le cas échéant, l'écart entre les coûts de production théoriques du parc calculés ex post et les coûts de production constatés au titre de l'année passée peut être imputé au GRD et venir en déduction des charges de SPE qui lui sont compensées.

Q12 : Le principe de contrôle ex post de l'optimisation du pilotage des installations vous paraît-il adapté pour vérifier que le GRD a fait ses meilleurs efforts pour réduire les coûts de production ? Proposez, le cas échéant, des aménagements.

2.4.8 Analyse quinquennale des recettes et coûts d'exploitation

La CRE procède, tous les cinq ans, à une analyse des coûts réels d'exploitation sur la base de laquelle la compensation pourra, le cas échéant, être ajustée, selon les modalités suivantes.

Si les coûts fixes (respectivement variables) d'exploitation réels sont inférieurs aux coûts fixes (respectivement variables) d'exploitation prévisionnels, la part fixe (respectivement variable) de la compensation est revue à la baisse à due concurrence de la différence. Dans le cas contraire, les surcoûts restent à la charge du propriétaire.

Si les recettes réellement perçues sont supérieures aux recettes prévisionnelles, la compensation (part fixe ou variable) est revue à la baisse à due concurrence de la différence. Dans le cas contraire, la perte de recettes reste à la charge du propriétaire.

2.4.9 Clauses de revoyure

³³ 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.

³⁴ 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.

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

Dans le cas où surviendrait un événement indépendant de la volonté du propriétaire³⁵, tout ou partie du surcoût engendré, dès lors qu'il entraîne une modification substantielle de l'équilibre économique du contrat, peut donner lieu à une révision du niveau de la compensation. De tels événements peuvent être notamment qualifiés d' « imprévision », de « sujétions techniques imprévues » ou de « force majeure ».

La prise en compte d'un tel événement fera l'objet d'un avenant au contrat ou au protocole interne initial, soumis à l'évaluation de la CRE.

Q13 : Les modalités envisagées pour la révision de la compensation vous semblent-elles adaptées pour inciter le propriétaire à la maîtrise des coûts ?

2.4.10 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.

³⁵ Une mauvaise gestion du moyen de production n'est pas considérée comme un événement indépendant de la volonté du propriétaire.