

DÉLIBÉRATION N°2024-35

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 8 février 2024 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de contrat d'achat d'électricité entre EDF SEI et la Société hydroélectrique du Scopamène concernant la prolongation de l'exploitation d'une installation hydroélectrique située sur la commune de Cargiaca en Corse

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

1. Contexte, compétence et saisine de la CRE

1.1. Contexte réglementaire

En application des dispositions des articles L.121-6 et L. 121-7 du code de l'énergie, en matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public comprennent notamment, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI) :

« 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 [...] »

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 »

À cet effet, le II de l'article R. 121-28 du Code de l'énergie précise que « 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. (...) 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 (...). 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 ».

L'analyse du projet de contrat a été menée en application de la méthodologie du 17 décembre 2020¹, publiée le 25 janvier 2021 (ci-après la « méthodologie production »). La Commission de régulation de l'énergie (CRE) applique cette méthodologie à chaque projet de contrat, projet de protocole interne ou projet d'avenant faisant l'objet d'une délibération portant évaluation du coût normal et complet.

L'objectif de la présente délibération est d'évaluer le coût normal et complet de production de la centrale de Cargiaca, dans le cadre de la prolongation de son exploitation.

¹ [Délibération de la CRE 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

L'article 4.1.6 de la méthodologie production détaille en particulier les conditions d'application de la méthodologie à un actif amorti, en totalité ou en grande partie :

« L'application de la méthodologie à un actif amorti, en totalité ou en grande partie, conduit à une part fixe de la compensation beaucoup plus faible que pour une installation neuve. En effet, la part fixe se limite alors à la compensation des coûts fixes d'exploitation, la rémunération du BFR et d'éventuels GER. [...] »

Dans le cas d'un actif amorti, le bonus-malus (cf. § 6.1) est calculé sur la base de la part fixe majorée de l'éventuelle marge. »

1.2. Objet du projet de contrat et saisine de la CRE

En application du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la CRE a été saisie par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires de la société Electricité de France (« EDF SEI »), le 7 avril 2023, d'un projet de contrat d'achat d'électricité entre Electricité de France (« EDF ») et la Société Hydroélectrique du Scopamène (le « Producteur »).

Le Producteur exploite une installation hydroélectrique de production d'électricité, d'une puissance nominale de 3,373 MW, dont la prise d'eau est située sur la commune de Serra-di-Scopamène et l'usine de production sur la commune de Cargiaca, toutes deux situées en Corse du Sud.

Cette installation, mise en service le 2 avril 2003, a bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat d'une durée de vingt ans, en application de l'arrêté du 25 juin 2001². En application de l'article 12 de l'arrêté du 13³ le producteur n'est pas éligible à un contrat d'obligation d'achat, la puissance nominale de l'installation étant supérieure à 500 kW. En conséquence, à l'échéance de son précédent contrat le 1^{er} avril 2023, le Producteur s'est rapproché d'EDF SEI afin d'examiner la possibilité de prolonger l'exploitation de son installation au moyen d'un contrat de gré à gré portant sur la période du 2 avril 2023 au 28 novembre 2042, date de fin de validité de l'autorisation d'exploiter dont bénéficie l'installation.

La CRE a été saisie le 7 avril 2023 d'un projet de contrat afin d'examiner le niveau de compensation associée au titre des charges de service public de l'énergie (SPE). L'installation, qui continue de produire de l'électricité, n'a pas été rémunérée depuis la fin de son contrat. La compensation des montants résultant de l'application de la formule de calcul définie en annexe confidentielle sera versée à compter de la prise d'effet du contrat d'achat, soit le 2 avril 2023.

2. Analyse de la CRE

L'analyse du projet de contrat a été menée en application de la méthodologie production. L'article 4.1.6 détaille les conditions de rémunération applicables à un actif de production ayant déjà bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat et étant donc considéré comme complètement amorti.

La méthodologie production précise en particulier que, pour des installations considérées comme amorties dont l'exploitation se poursuit avec une valeur économique nulle ou presque nulle, la compensation se compose d'une part fixe permettant de couvrir les coûts fixes d'exploitation, la rémunération du besoin en fonds de roulement (BFR) et d'éventuels gros entretien renouvellement (GER) et peut inclure une marge d'exploitation afin de couvrir les risques qui ne seraient pas couverts par la compensation. La part variable permet par ailleurs de couvrir les coûts variables d'exploitation.

² [Arrêté du 25 juin 2001](#) fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers, telles que visées au 1° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

³ [Arrêté du 13 décembre 2016](#) fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement

2.1. Analyse des coûts d'exploitation

L'installation ayant déjà bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat, la valeur nette comptable des actifs est considérée comme nulle. La CRE a ainsi écarté les charges de capital et amortissements exposées par le Producteur en application du 4.1.6 de la méthodologie production.

Le coût de production normal et complet correspond donc à la couverture des coûts d'exploitation de la centrale et des GER jusqu'à la fin du contrat, soit le 28 novembre 2042.

À ces coûts, s'ajoute une marge d'exploitation ayant vocation à rémunérer le porteur de projet pour l'exploitation de sa centrale et à couvrir les risques d'exploitation résiduels. Le détail de la méthode de calcul de cette marge est détaillé en annexe confidentielle.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par le Producteur pour justifier les coûts exposés. S'agissant des coûts d'exploitation, la CRE s'est assurée que les coûts exposés étaient cohérents avec les niveaux constatés sur les dernières années d'exploitation de l'installation et que les GER envisagés correspondaient à ceux nécessaires au maintien des performances de l'installation.

2.2. Objectif de production

L'objectif de production de l'installation est fixé selon un historique de production représentatif, et en prenant en compte une dégradation des performances liée au vieillissement des installations, ainsi qu'à l'impact du changement climatique sur les débits médians des cours d'eau en Corse. La rémunération versée au porteur de projet est déterminée sur la base de cet objectif de production. En cas d'écart positif (respectivement négatif) de la production réelle à l'objectif de production fixé en annexe confidentielle, la rémunération versée sera affectée d'un bonus (respectivement malus) directement proportionnel à cet écart. Ce mécanisme de bonus-malus permet d'inciter le Producteur à maximiser la disponibilité et les performances de son installation.

2.3. Analyse de l'impact du projet sur les charges de service public de l'énergie

Les charges de service public de l'énergie prévisionnelles, liées à l'entrée en vigueur du projet de contrat examiné, ont été évaluées sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel de l'installation représentative de la production pendant les 10 dernières années d'exploitation de la centrale. Le différentiel entre le coût d'achat de l'électricité produite par l'installation et la part des tarifs réglementés de vente affectée à la production, supporté par EDF SEI, devrait représenter un montant de l'ordre de -5,9 M€ sur la durée du contrat.

Cette installation étant déjà amortie le niveau de compensation conduit à un surcoût de production négatif, ce qui signifie que la production de cette installation devrait engendrer une réduction des charges de SPE.

Décision de la CRE

En application des articles L.121-7 et R.121-28 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (« CRE ») a été saisie le 7 avril 2023 par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires de la société EDF (« EDF SEI ») pour l'évaluation de la compensation des charges de service public liées à un projet de contrat de gré à gré entre la Société Hydroélectrique du Scopamène (le « Producteur ») et EDF SEI, afin de prolonger de près de 20 ans l'exploitation de l'installation du Scopamène, située sur les communes de Serra-di-Scopamène et Cargiaca.

La CRE a procédé à une analyse approfondie des éléments fournis par les parties pour évaluer le coût de production normal et complet de l'installation.

Sous réserve de la conformité du contrat aux montants définis dans l'annexe confidentielle, les charges de service public supportées par la société EDF au titre du contrat d'achat conclu avec la Société Hydroélectrique du Scopamène, objet de la présente délibération, seront compensées.

Une copie du contrat signé sera transmise à la CRE.

La présente délibération, hors annexe confidentielle, sera publiée sur le site internet de la CRE. Elle sera notifiée aux parties co-contractantes, EDF SEI et la Société Hydroélectrique du Scopamène et sera transmise au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique.

Délibéré à Paris, le 8 février 2024

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WAR