

DÉLIBÉRATION N°2024-222

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 5 décembre 2024 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de contrat d'achat d'électricité entre EDF SEI et ILEVA concernant la prolongation de l'exploitation d'une unité de valorisation du biogaz située sur la commune de Saint-Pierre à La Réunion

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

1. Contexte, compétence et saisine de la CRE

1.1. Contexte juridique

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 (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 l'unité de valorisation du biogaz de Saint-Pierre, 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 25 juillet 2024, d'un projet de contrat d'achat d'électricité entre Electricité de France (« EDF ») et ILEVA (le « Producteur »).

Le Producteur exploite une unité de valorisation de biogaz de décharge d'une puissance de 1,73 MW, constituée de deux groupes électrogènes.

Cette unité, mise en service le 24 novembre 2008 et exploitée jusqu'au 23 novembre 2023 par GRS-ValTech (filiale de Véolia), a bénéficié d'un contrat d'achat d'une durée de 15 ans au titre de l'arrêté du 10 juillet 2006², avant d'être rétrocédée à ILEVA, qui en a repris l'exploitation. Le contrat étant arrivé à échéance au 23 novembre 2023, et le Producteur ne pouvant bénéficier d'aucun dispositif autre que le contrat de gré à gré, le Producteur s'est rapproché d'EDF SEI afin d'examiner la possibilité de prolonger l'exploitation de l'installation au moyen d'un contrat de gré à gré portant sur la période du 24 novembre 2023 au 23 novembre 2027.

La CRE a été saisie le 25 juillet 2024 d'un projet de contrat d'achat afin d'examiner le niveau de compensation associée à la prolongation de l'exploitation 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 24 novembre 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 comptable nulle ou presque nulle, la compensation est composée d'une part fixe permettant de couvrir les coûts fixes d'exploitation et d'éventuels gros entretiens & renouvellements (GER) et peut inclure une marge d'exploitation afin de couvrir les risques qui ne seraient pas couverts par la compensation.

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.

Le coût de production normal et complet correspond donc à la couverture des coûts d'exploitation de la centrale jusqu'à la fin du contrat, soit le 23 novembre 2027.

² Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

À ces coûts, s'ajoute un mécanisme de bonus-malus ayant vocation à inciter le porteur de projet à poursuivre l'exploitation de sa centrale dans les meilleures conditions possibles. Le détail de la méthode de calcul de ce mécanisme est exposé 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 a retraité les coûts exposés et s'est assurée de la cohérence des coûts retenus avec les niveaux constatés sur les dernières années d'exploitation de l'installation et pour d'autres parcs similaires.

2.2. Objectif de production

L'objectif de production de l'installation est fixé selon le niveau de production observé lors des quatre derniers exercices.

Dans son dossier de saisine, le Producteur a demandé la mise en place d'une bande de tolérance autour de son objectif de production, afin de tenir compte des risques industriels liés à l'exploitation d'une installation vieillissante. Une bande de tolérance a été retenue par la CRE à un niveau moindre que celui initialement demandé par le Producteur.

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 la bande de tolérance fixée 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 la prise d'effet du projet de contrat examiné pour la prolongation de l'installation, ont été évaluées sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel de l'installation représentative de la production pendant les quatre 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 -0,3 M€ sur la durée du contrat.

Cette installation étant déjà amortie, le niveau de compensation conduit à un surcout de production faible en comparaison des moyens de substitution thermiques.

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 25 juillet 2024 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 ILEVA (le « Producteur ») et EDF SEI, afin de prolonger de quatre ans l'exploitation de l'unité de valorisation de biogaz située sur la commune de Saint-Pierre à La Réunion.

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 ILEVA, objet de la présente délibération, seront compensées.

Une copie du contrat signé sera transmise à la CRE.

La présente délibération sera notifiée aux parties co-contractantes, EDF SEI et ILEVA. Elle sera également transmise aux ministres chargés de l'énergie et des outre-mer.

La délibération, hors annexe confidentielle, est publiée sur le site internet de la CRE.

**Délibéré à Paris, le 5 décembre 2024.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Une commissaire,
Valérie PLAGNOL**