

DELIBERATION N° 2022-38

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2022 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Guyane) et la société Gov'Biogaz, pour un projet d'installation de production d'électricité à partir du biogaz issu de l'ISDND des Maringouins

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX, Jean-Laurent LASTELLE et Valérie PLAGNOL, commissaires.

En application de l'article L.121-7 et des dispositions du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par la direction Systèmes Energétiques Insulaires de la société EDF (ci-après « EDF SEI »), le 28 juin 2021, d'un projet de contrat conclu entre la société EDF et la société Gov'Biogaz (ci-après « le Producteur »), filiale à 100 % de la société Gov'Energie, elle-même propriété à 100 % du groupe GOVINDIN. Ce contrat porte sur l'achat de l'électricité produite par une centrale biogaz d'une puissance électrique nette de 1,1 MWe.

La présente délibération porte décision de la CRE s'agissant de l'évaluation de la compensation relative à ce projet de contrat.

1. CONTEXTE, COMPETENCES ET SAISINE DE LA CRE

1.1 Contexte réglementaire

En application 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 intégralement compensées par l'Etat comprennent notamment, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental « *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* ».

A cet effet, le II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie prévoit 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* ».

Dans un souci de transparence et pour faciliter l'instruction des projets, la CRE a adopté le 17 décembre 2020¹ une méthodologie visant à préciser, dans le respect du cadre législatif et réglementaire en vigueur, les modalités de saisine, d'examen, de calcul du coût normal et complet, de compensation et plus largement, de régulation des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées (ZNI) et portés par les fournisseurs historiques, ou faisant l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou bien Électricité de Mayotte.

La CRE applique cette méthodologie (ci-après « la méthodologie production ») 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 à compter de sa date de publication.

Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production d'électricité situées dans les ZNI, dont fait partie la Guyane, est déterminé selon les modalités prévues par l'arrêté du 6 avril 2020². En application de cet arrêté, la CRE a proposé à la ministre en charge de l'énergie, par sa délibération du 28 juillet 2021³, une prime de 0 point de base liée à la nature du projet. L'arrêté du 6 décembre 2021⁴ fixe à 8 % le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour ce projet.

1.2 Saisine de la CRE et objet du projet de contrat

En application des dispositions du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la CRE a été saisie par EDF SEI le 28 juin 2021 du projet de contrat d'achat d'électricité conclu entre la société EDF et la société Gov'Biogaz.

Le projet de contrat concerne l'achat de l'électricité produite par une nouvelle centrale biogaz d'une puissance électrique nette de 1,1 MWe, située sur la commune de Cayenne, en Guyane.

Cette installation exploite le biogaz généré par la fermentation des déchets stockés sur le site de l'Installation de Stockage de Déchets Non Dangereux (ISDND) des Maringouins depuis 1985, exploité par la société Gov'Environnement SARL par délégation de service public accordée par la Communauté d'Agglomérations du Centre Littoral de la Guyane (CACL). Ce biogaz était brûlé en torchère jusque-là. Le site des Maringouins arrive à saturation et sa fermeture est programmée en 2024. Le porteur de projet a identifié un gisement résiduel de biogaz propice à une exploitation jusqu'en 2030, qui pourra éventuellement être prolongée si le gisement s'avère plus important.

Le projet de contrat d'achat d'électricité porte donc sur une durée de 8 ans à partir de la mise en service de l'installation. La prolongation éventuelle du contrat au-delà de 8 ans fera l'objet d'un avenant au contrat et d'une nouvelle délibération de la CRE.

2. ANALYSE DE LA CRE

L'analyse du projet de contrat a été menée en application de la méthodologie production.

2.1 Cohérence du projet avec la Programmation pluriannuelle de l'énergie

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie de la Guyane du 30 mars 2017⁵, modifiée par décret du 27 août 2021⁶, fixe un objectif de 8 MW supplémentaires de capacité de production d'électricité à partir de déchets sur le réseau électrique du littoral par rapport à 2015. Or depuis 2015, aucun projet de ce type n'a été mis en service en Guyane. Ce projet s'inscrit donc dans les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie en vigueur.

2.2 Analyse des coûts exposés

Le prix d'achat de l'électricité versé par EDF SEI au Producteur est constitué d'une part fixe, la prime de production garantie (ci-après la « PPG »), et d'une part variable, le prix proportionnel de l'énergie (ci-après le « PPE »).

La PPG rémunère les capitaux immobilisés au taux de rémunération fixé par l'arrêté du 6 décembre 2021 et compense les amortissements, les coûts fixes d'exploitation, la rémunération du besoin en fonds de roulement (BFR) et les dépenses de Gros Entretien Renouvellement (GER). Elle est versée en fonction de l'atteinte d'un objectif de production. Le PPE couvre quant à lui les coûts variables d'exploitation.

¹ Délibération n° 2020-319 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

² 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.

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 juillet 2021 portant proposition à la ministre chargée de l'énergie de la prime pour la fixation du taux de rémunération du capital immobilisé pour le projet d'installation de production d'électricité à partir du biogaz issu de l'ISDND des Maringouins porté par la société Gov'Biogaz et situé en Guyane.

⁴ Arrêté du 6 décembre 2021 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour le projet d'installation de production d'électricité à partir du biogaz issu de l'installation de stockage de déchets non dangereux des Maringouins porté par la société Gov'Biogaz et situé en Guyane.

⁵ Décret n° 2017-457 du 30 mars 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Guyane

⁶ Décret n° 2021-1126 du 27 août 2021 modifiant le décret n° 2017-457 du 30 mars 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Guyane

Il comprend également une rémunération des immobilisations en cours (IEC) supportées pendant la phase de développement et de construction et d'une prime fixe négative, correspondant à la restitution des aides perçues après la mise en service industrielle.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par le Producteur pour justifier ses coûts d'investissement et d'exploitation.

2.2.1 Coûts d'investissement

La CRE a analysé les coûts d'investissement exposés par le Producteur dans son dossier de saisine. L'enveloppe de coûts porte sur l'acquisition et la viabilisation d'une parcelle de terrain dans le but d'y établir l'unité de production, le renforcement du réseau de captation de biogaz issu de la fermentation des déchets stockés ainsi que la construction de la plateforme de valorisation de ce biogaz.

La CRE s'est assurée que les fournisseurs et prestataires retenus pour ces différents lots ont été sélectionnés après une mise en concurrence en bonne et due forme.

Le projet bénéficie de subventions accordées par la Banque Publique d'Investissement (BPI France) et l'ADEME, et a fait l'objet d'une demande de crédit d'impôt auprès de la Direction Générale des Finances Publiques (DGFiP). Une partie du montant de ces subventions a d'ores et déjà été perçue et a par conséquent été déduite de l'assiette de rémunération, conformément à la méthodologie production. Le reste des subventions est pris en compte au travers de la mise en place d'une prime fixe négative qui s'applique à partir de la date prévisionnelle de perception de chaque aide et ce, jusqu'à la fin du contrat, selon les modalités décrites dans la méthodologie production.

L'assiette d'investissement donnant lieu à amortissement et rémunération fera l'objet d'une révision au cours de l'année suivant la mise en service industrielle de l'installation, selon les modalités décrites au paragraphe 5.5.1 de la méthodologie de la CRE du 17 décembre 2020. Le montant et la date de perception des aides à l'investissement prévisionnelles seront également modifiés, le cas échéant, au moment de cette révision et au plus tard six mois après la date effective de perception de l'aide, pour les aides perçues après la mise en service.

2.2.2 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 la méthodologie de la CRE et précisées en annexe confidentielle. Comme précisé dans l'arrêté, la totalité de cette rémunération est versée en une fois, lors de la première facturation intervenant après la mise en service de l'installation.

2.2.3 Coûts d'exploitation

La CRE a procédé à l'analyse des coûts d'exploitation exposés par le Producteur dans son dossier de saisine. Ces coûts sont de deux types : les coûts fixes et les coûts variables d'exploitation.

Les coûts fixes d'exploitation sont couverts par une part de la PPG calculée sur la base des montants prévisionnels de charges fixes exposés par le Producteur. Ces coûts fixes comprennent les coûts de personnel, représentant 2 équivalents temps plein (ETP), les frais fixes de maintenance courante, les coûts d'entretien du réseau de biogaz et les divers impôts et taxes.

Les coûts variables d'exploitation sont couverts par le PPE calculé sur la base du montant prévisionnel de charges variables exposé par le Producteur. Les charges variables comprennent les coûts des consommables et les frais de maintenance variables des moteurs.

Le biogaz servant de combustible à l'installation est cédé gratuitement à la société Gov'Biogaz par la société Gov'Environnement, exploitante de l'ISDND des Maringouins. Ce biogaz était auparavant brûlé en torchère.

La CRE recommande que le contrat d'achat soit adapté pour préciser les règles applicables en cas d'audits des coûts d'exploitation de la centrale menés par la CRE selon les modalités définies dans la méthodologie production précitée.

2.3 Mécanisme d'incitation à la disponibilité

La méthodologie production du 17 décembre 2020 prévoit que le montant de la compensation est accompagné d'un régime de bonus-malus incitant les producteurs à respecter leur objectif de disponibilité ou de production, en fonction du type d'installation. Le système de bonus-malus incite ainsi le producteur à optimiser le fonctionnement de sa centrale pour maximiser l'électricité produite donc son niveau de rémunération.

Toute variation de la production d'électricité par rapport à l'objectif de production contractuel sera associée à un bonus/malus appliqué à la prime fixe (PPG).

Tenant compte des moindres performances de l'installation la première année liée à la montée en charge de l'installation et du réseau de captage du biogaz d'une part, et des maintenances plus importantes à effectuer sur les moteurs la cinquième et la huitième année d'autre part, la CRE retient une bande de tolérance pour ces 3 années, au sein de laquelle aucun bonus/malus ne sera appliqué. L'objectif de production ainsi que les valeurs de la bande de tolérance retenus sont définis en annexe confidentielle.

2.4 Dispositions en lien avec la durée de vie de l'installation

La durée relativement courte du contrat d'achat dont la CRE a été saisie l'a conduite à demander la mise en œuvre de différentes dispositions permettant d'inciter le Producteur à prolonger l'exploitation de son installation, au bénéfice du réseau guyanais ainsi que des charges de SPE.

La durée contractuelle ayant été retenue à la lumière d'études d'estimation du gisement, le Producteur devra ainsi effectuer deux études contradictoires avant la fin de la sixième année d'exploitation, afin d'évaluer l'opportunité d'une prolongation de l'exploitation, et en transmettra le résultat à la CRE.

Par ailleurs, les moteurs retenus dans ce projet ont une durée de vie technique nettement supérieure à la durée du contrat ; c'est pourquoi le produit de la vente des moteurs sera restitué par le Producteur à EDF SEI sous forme d'une valeur résiduelle, qui sera intégralement répercutée sur les charges de SPE lors de la dernière année. Le détail de ces dispositions est donné en annexe confidentielle.

2.5 Analyse de l'impact sur les charges de service public de l'énergie et sur les émissions de CO₂

Les charges de service public de l'énergie prévisionnelles liées à la mise en œuvre du contrat ainsi que le volume d'émission de dioxyde de carbone ont été évaluées sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel de la centrale estimée à 8,9 GWh.

Le projet porté par Gov'Biogaz permet, d'une part, de valoriser un biogaz issu de la fermentation de déchets qui est aujourd'hui brûlé en torchère, et d'autre part, de produire une énergie qui devrait se substituer très majoritairement à de l'électricité produite à partir de combustible fossile. La réalisation du projet Gov'Biogaz devrait ainsi permettre de réduire les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) du territoire de l'ordre de 3 150 tonnes de CO₂ chaque année⁷.

Le surcoût d'achat d'électricité lié au projet Gov'Biogaz, supporté par EDF SEI et imputable aux charges de service public de l'énergie, devrait représenter 4,6 M€ courants sur la durée du contrat de 8 ans, soit en moyenne 0,6 M€ par an. L'électricité produite par le projet se substituera en majorité à de l'électricité produite à partir de combustible au coût variable élevé, ce qui entraînera des économies de charges de service public qui ne sont pas reflétées dans le chiffre précédent.

⁷ Cette estimation comprend les émissions évitées par la production électrique du projet sur la base du mix électrique guyanais de 2022.

DECISION DE LA CRE

En application de l'article L. 121-7 et des dispositions du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la CRE a été saisie par EDF SEI le 28 juin 2021 d'un projet de contrat d'achat d'électricité entre la société EDF et la société Gov'Biogaz. Le projet de contrat vise à rémunérer l'énergie produite par une centrale biogaz de 1,1 MWe située sur la commune de Cayenne en Guyane.

Conformément aux dispositions de l'arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique situées dans les ZNI, après transmission par la CRE de sa délibération du 28 juillet 2021 portant proposition de prime, la ministre en charge de l'énergie a fixé, par un arrêté du 6 décembre 2021, le taux de rémunération pour ce projet à 8 %.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par les parties pour évaluer le coût de production normal et complet du projet.

Sous réserve de la prise en compte de l'ensemble des points évoqués dans la présente délibération et de la conformité du contrat aux modalités prévues dans l'annexe confidentielle, les charges de service public supportées par EDF SEI au titre du contrat d'achat conclu avec le Producteur seront compensées.

Ce projet est le premier de la filière de valorisation énergétique des déchets en Guyane. Il contribue donc à la transition écologique globale du territoire, au-delà de la décarbonation de son mix énergétique. Il permettra également une baisse du coût de production de l'électricité en Guyane.

Une copie du contrat signé sera transmise à la CRE.

La présente délibération sera notifiée aux parties co-contractantes, EDF SEI et le Producteur. Elle sera transmise à la ministre de la transition écologique, au ministre des Outre-mer ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la relance. La délibération, hors annexe confidentielle, sera publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 27 janvier 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO