

DELIBERATION N° 2023-364

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 décembre 2023 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative aux projets de contrat d'achat entre la société EDF et la société Activ'EnR Corsica pour trois projets de centrales de production d'électricité à partir de biomasse situées dans les communes de Vezzani, Sainte Lucie de Tallano et de Levie en Corse

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

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 dans les zones non interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain continental comprennent notamment :

« 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 » (article L. 121-7).

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 Commission de régulation de l'énergie (CRE) a adopté le 17 décembre 2020¹ une méthodologie (ci-après « la méthodologie production ») 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 ZNI et portés par les fournisseurs historiques, ou faisant l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI, Électricité de Mayotte (EDM) ou Electricité et Eau de Wallis et Futuna (EEWF).

La CRE applique cette 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.

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

En application de l'arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage pilotés par le gestionnaire de réseau dans les ZNI, la CRE a, par une délibération du 11 mai 2023², proposé aux ministres chargés de l'énergie et du budget, une prime de 150 points de base pour ces projets, en lien notamment avec le risque portant sur l'approvisionnement en biomasse.

L'arrêté du 16 juin 2023 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour quatre installations de production d'électricité à partir de biomasse portées par la société Activ'EnR Corsica situées en Corse fixe le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans les investissements de cette installation à 9,22 %.

1.2. Saisine de la CRE

En application des dispositions de l'article L. 121-7 et du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la CRE a été saisie le 5 septembre 2018 par la direction Systèmes Energétiques Insulaires de la société EDF (ci-après « EDF SEI »), de projets de contrats établis entre la société EDF et la société Activ'EnR Corsica (ci-après « Producteur »), pour l'achat de l'électricité produite par quatre centrales de production à partir de biomasse.

Ces quatre centrales, dont la conception est identique, représentent chacune une puissance de 324 kWe nets et sont situées en Corse, sur les communes de Vezzani, Guagno, Sainte Lucie de Tallano et de Levie. Cette saisine a été mise à jour par la transmission de nouveaux éléments en date du 7 février 2023 puis du 6 juillet 2023 concernant les projets situés sur les communes de Vezzani et de Guagno, qui confirmaient notamment l'abandon du projet situé sur la commune de Guagno. Compte tenu de l'augmentation des coûts d'investissement constatée depuis la saisine, elle a également fait l'objet d'une mise à jour pour les projets de Vezzani, Sainte Lucie de Tallano et Levie, avec la transmission de nouveaux éléments en date du 20 novembre 2023. La présente délibération porte ainsi sur les trois projets situés sur les communes de Vezzani, Sainte Lucie de Tallano et Levie.

Les trois projets de centrales valorisent la biomasse, composée essentiellement de plaquettes forestières, issues de filières locales développées spécifiquement pour chacun des projets, favorisant des circuits d'approvisionnement courts, grâce à un procédé de production fondé sur le principe du cycle organique de Rankine (ORC).

Les projets de contrat d'achat d'électricité portent sur une durée de 25 ans à partir de la mise en service de chaque installation.

La présente délibération a pour objet d'évaluer le coût de production normal et complet de ces trois projets et de déterminer le niveau de compensation afférent.

2. ANALYSE DE LA CRE

L'analyse des projets de contrat a été menée en application de la méthodologie production précédemment citée.

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

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de la Corse, du 18 décembre 2015³, modifiée par décret du 30 juin 2023, prévoit un objectif commun pour les filières biomasse et biodéchets de + 7 MW en 2023 par rapport à la capacité installée en 2015, soit une capacité totale installée portée à 8,7 MW en 2023. La CRE constate que, compte tenu de la capacité des centrales en exploitation – aujourd'hui deux centrales biogaz en exploitation d'une capacité totale de 2,3 MW, dont une de 1,7 MWc mise en service avant 2015 – cet objectif ne sera pas dépassé avec les projets de centrale objets de la présente délibération.

Lors de son instruction, la CRE a constaté des coûts élevés pour ces projets en raison notamment de leur taille unitaire et de certains choix technologiques. Sollicités par la CRE, le préfet de Corse et le président du Conseil exécutif de Corse, co-rédacteurs de la PPE, ont confirmé, par courriers datés respectivement du 16 juin 2021 et 21 septembre 2021, leur soutien aux projets et leur inscription dans la PPE 2019-2028. Ces derniers ont également insisté sur leur adéquation avec le schéma régional biomasse, qui privilégie le développement de circuits courts, et prévoit d'appuyer la redynamisation de la filière bois, en déclin depuis une quinzaine d'années. Le développement de ces projets participera à la restructuration de cette filière et permettra d'engendrer une baisse des coûts d'approvisionnement à l'avenir. Compte tenu de ces éléments, la CRE considère ces projets conformes aux objectifs de la PPE et tiendra compte de la baisse anticipée des coûts pour les futurs projets biomasse en Corse qu'elle instruira.

² Délibération n° 2023-125 du 11 mai 2023 portant proposition aux ministres chargés de l'énergie et du budget de la prime pour la fixation du taux de rémunération du capital immobilisé pour quatre projets de centrales de production à partir de biomasse portés par la société Activ'EnR Corsica et situés en Corse

³ Décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse, modifiée par décret n° 2023-554 du 30 juin 2023

2.2. Analyse des coûts

La méthodologie de la CRE du 17 décembre 2020 prévoit que la compensation versée par EDF SEI au Producteur est déterminée comme l'empilement d'une part fixe, la Prime de Puissance Garantie (ci-après la « PPG »), et d'une part variable, le Prix Proportionnel de l'Energie (ci-après le « PPE »).

La PPG rémunère les capitaux immobilisés au taux de rémunération fixé par arrêté des ministres chargés de l'énergie et du budget⁴ 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 disponibilité.

Le PPE couvre quant à lui les coûts variables d'exploitation (combustible, consommables, CO₂...).

Il comprend également une rémunération des immobilisations en cours (IEC) supportées pendant la phase de développement et de construction ainsi qu'une prime fixe négative, correspondant à la prise en compte du crédit d'impôt qui devrait être perçu après la mise en service industrielle des installations.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par le Producteur pour justifier ses coûts d'investissement et d'exploitation. Les coûts exposés pour les trois installations sont très similaires dans la mesure où la conception est identique.

2.2.1. Coûts d'investissement

La CRE a procédé à l'analyse des coûts d'investissements exposés par le Producteur dans son dossier de saisine. L'enveloppe de coûts est constituée, pour chaque projet, de différents postes :

- le poste « Construction » couvrant les coûts d'investissements associés d'une part, aux travaux de préparation du site et de génie civil, et, d'autre part, à la fourniture et la construction de l'installation de production, chaudière et cycle ORC notamment. La CRE s'est assurée que les prestataires et fournisseurs retenus ont été sélectionnés sur la base d'une mise en concurrence en bonne et due forme. Les principaux critères de sélection ont été exposés par le Producteur avec un détail des offres des différents candidats.

Compte tenu de l'inflation et de la hausse des coûts des matières premières constatées depuis la saisine, le porteur de projet a souhaité consulter une nouvelle fois les constructeurs afin de mettre à jour les coûts d'investissement. Une hausse importante des coûts de fourniture et de construction est constatée dans les nouvelles offres reçues. Le porteur de projet considère qu'il sera en mesure de contenir cette hausse et n'en expose qu'une partie. Au regard des éléments justificatifs apportés, la CRE considère que la hausse exposée est acceptable.

La CRE a veillé à ce que la conception des centrales et les choix technologiques associés soient les plus pertinents d'un point de vue technico-économique, en tenant compte des contraintes qui s'appliquent aux projets. Elle a notamment demandé au Producteur de démontrer que les coûts de solutions technologiques alternatives étaient plus élevés que ceux de la solution retenue pour des performances similaires.

La CRE s'est également assurée que les performances des installations étaient à la hauteur des standards du marché. Ces interrogations ont mené à une modification du design initial, permettant d'améliorer le rendement de l'installation. La CRE constate toutefois que les performances énergétiques de l'installation demeurent en deçà des performances atteintes avec d'autres technologies. La CRE estime que la valorisation de la chaleur résiduelle pour une application industrielle ou l'alimentation d'un réseau de chaleur pourrait réduire les coûts de l'électricité et demande d'étudier ces possibilités pour les futurs projets.

Elle constate par ailleurs que la faible taille unitaire des projets, liée aux choix d'implantation et d'approvisionnement en biomasse, entraîne des coûts par unité de puissance relativement élevés. Pour les futurs projets, la réalisation de projets de plus grande envergure devra être étudiée d'un point de vue technico-économique en fonction des filières d'approvisionnement envisagées. Le soutien à ces projets se justifie, selon le porteur de projet et les acteurs locaux, par l'expérience que la filière acquerra par la réalisation de ces premiers projets qui devrait ainsi permettre de réduire les coûts d'investissement, d'exploitation et d'approvisionnement de futurs projets grâce aux synergies entre les différents projets et l'existence de filières d'approvisionnement ;

- le poste « Frais d'ingénierie et de maîtrise d'œuvre » couvre les coûts d'études, de conception et de développement du projet et les coûts de supervision du chantier ;
- le poste « Foncier » couvre les coûts relatifs à la caractérisation du site.

⁴ Arrêté du 16 juin 2023 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour quatre installations de production d'électricité à partir de biomasse portées par la société Activ'EnR Corsica situées en Corse

Le Producteur anticipe l'obtention d'un crédit d'impôt dont le versement devrait intervenir l'année suivant la mise en service industrielle de chaque installation. Ce crédit d'impôt 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 et ce jusqu'à la fin du contrat, selon les modalités décrites dans la méthodologie production.

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 chaque 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.

2.2.4. Approvisionnement en biomasse

L'approvisionnement en biomasse constitue le poste de coûts principal des coûts d'exploitation. Chaque installation valorisera les plaquettes produites à partir de bois issu des massifs forestiers situés à proximité du site d'implantation. Les filières d'approvisionnement créées spécifiquement pour approvisionner les centrales seront développées en partenariat avec le Producteur afin de s'assurer de la disponibilité de la ressource. Les coûts d'achat des plaquettes sont ainsi calés sur les coûts des filières nouvellement créées.

Compte tenu des incertitudes sur les coûts d'approvisionnement, le contrat passé entre le Producteur et EDF SEI devra prévoir la possibilité d'audits des coûts supportés par le Producteur – en particulier des coûts d'approvisionnement – dès la première année d'exploitation de la centrale. Les résultats de ces audits pourront donner lieu à une révision de la compensation conformément à la méthodologie production. Par ailleurs, les contrats passés avec les sous-traitants en charge de l'approvisionnement en biomasse ne devront pas faire obstacle à la transmission de l'ensemble des données permettant l'analyse des coûts qu'ils supportent.

2.2.5. Autres charges 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 de la centrale (1 ETP par centrale), les frais fixes de maintenance courante, les frais de fonctions « Support et appui » et les divers impôts et taxes (taxe foncière, CFE, IFER et autres taxes).

Les autres coûts variables d'exploitation sont couverts par le PPE (prix proportionnel de l'énergie) calculé sur la base du montant prévisionnel de charge variable exposé par le Producteur. Les charges variables couvrent notamment les coûts des consommables, les frais de maintenance variables et les coûts associés à la gestion des cendres.

Les coûts d'investissement et d'exploitation retenus ainsi que la PPG, la rémunération des IEC et le PPE sont définis dans l'annexe confidentielle.

2.3. Mécanisme d'incitation à la disponibilité

La Prime de Production Garantie est déterminée sur la base d'un objectif de disponibilité annuelle. Ce dernier est assorti d'un mécanisme de bonus-malus afin d'inciter le Producteur à atteindre son objectif de disponibilité en maximisant les performances de son installation.

Le bonus-malus est proportionnel à la Prime de Production Garantie de l'année en question et à l'écart entre la disponibilité réelle et l'objectif de disponibilité.

L'objectif de disponibilité retenu, identique pour les trois centrales, est défini dans l'annexe confidentielle.

3. ANALYSE DE L'IMPACT ECONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL

Sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel conforme à un appel en base des centrales et à leur objectif de disponibilité sur la durée du contrat, les trois centrales devraient produire en moyenne un total d'environ 7,5 GWh d'électricité par an.

Cette production se substituera à une production électrique à partir de fioul, du moins les premières années, et permettra de réduire, au périmètre de la production électrique, les émissions de gaz à effet de serre associées d'environ 5 000 tonnes équivalent CO₂ par an pour les trois centrales. Le verdissement du mix électrique de la Corse, prévu par le projet de PPE adopté par la Collectivité du 30 mars 2023, devrait toutefois limiter le recours au fioul et ainsi les économies de CO₂ engendrées par ces projets.

Le surcoût d'achat de l'électricité produite par les trois installations, supporté par EDF SEI et imputable aux charges de service public de l'énergie (SPE), devrait représenter un montant total de l'ordre de 46 M€ sur 25 ans, soit en moyenne 1,8 M€/an⁵.

⁵ L'estimation des charges de SPE correspondant aux présents contrats tiennent compte de l'inflation des charges fixes d'exploitation de 2 %.

DECISION DE LA CRE

En application des dispositions de l'article L. 121-7 et du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la CRE a été saisie le 5 septembre 2018 par la direction Systèmes Energétiques Insulaires de la société EDF (ci-après « EDF SEI »), de projets de contrats établis entre la société EDF et la société Activ'EnR Corsica, pour l'achat de l'électricité produite par quatre centrales de production à partir de biomasse. Ces quatre centrales, dont la conception est identique, représentent chacune une puissance de 324 kWe nets et sont situées en Corse, sur les communes de Vezzani, Guagno, Sainte Lucie de Tallano et de Levie.

Cette saisine a été mise à jour par la transmission de nouveaux éléments en date du 7 février 2023, puis du 6 juillet 2023, et enfin en date du 20 novembre 2023. Ces éléments confirment l'abandon du projet situé sur la commune de Guagno et consistent en la mise à jour des coûts d'investissement compte tenu de l'augmentation constatée depuis la saisine.

La présente délibération porte ainsi sur les trois projets situés sur les communes de Vezzani, Sainte Lucie de Tallano et de Levie. Ces projets de contrat portent sur une durée de 25 ans. En application 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 proposition de prime par une délibération du 11 mai 2023, les ministres chargés de l'énergie et du budget ont fixé, par un arrêté du 16 juin 2023, le taux de rémunération pour ce projet à 9,22 %.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par le Producteur pour évaluer le coût de production normal et complet de chaque projet et déterminer le niveau de compensation. La CRE considère que si de nouveaux projets lui étaient présentés à l'avenir, les coûts d'investissement, d'exploitation et d'approvisionnement en biomasse exposés devront être réduits compte tenu des éléments communiqués par le porteur de projet et les acteurs locaux : existence de synergies avec les projets objets de la présente délibération, expérience acquise pour la construction et l'exploitation, existence de filières d'approvisionnement et structuration de la filière biomasse par la réalisation de ces premiers projets. La CRE considère par ailleurs que la valorisation de la chaleur résiduelle et la réalisation de projets de plus grande envergure devront être étudiées.

Le surcoût d'achat, supporté par les charges de service public de l'énergie induit par les trois centrales est estimé, en moyenne sur la durée du contrat, à 1,8 M€ par an.

Sous réserve de la prise en compte de l'ensemble des points évoqués dans la présente délibération et de la conformité du contrat aux montants et modalités définis dans l'annexe confidentielle, les charges de service public supportées par EDF au titre de ce contrat seront compensées.

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 énergétique, au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique ainsi qu'au ministre de l'intérieur et des Outre-mer. La délibération, hors annexe confidentielle, sera publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 14 décembre 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON