

DELIBERATION N° 2022-274

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 novembre 2022 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet d'avenant au contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF île de la Réunion) et la société EDF PEI Port Est pour la conversion au bioliquide de l'installation de production d'électricité de Port Est située à la Réunion

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

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 Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie le 30 mai 2022, par la direction Systèmes Energétiques Insulaires de la société EDF (ci-après « EDF SEI ») d'un projet d'avenant au contrat d'achat, conclu entre EDF SEI et la société EDF PEI Port Est, filiale à 100 % de la société EDF Production Electrique Insulaire (ci-après « EDF PEI »), elle-même filiale à 100% de la société EDF. EDF PEI est dénommée ci-après le « Producteur ». L'avenant porte sur la conversion au bioliquide, en substitution du fioul lourd, de la centrale de Port Est, située à La Réunion, d'une puissance installée totale de 211 MW.

1. CONTEXTE, COMPETENCE 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 (...) 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 les fournisseurs historiques.

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

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.

1.2. Saisine de la CRE et objet du projet d'avenant

La centrale de Port Est est constituée de 12 moteurs de 17,56 MW, pour une puissance totale de 211 MWe, qui utilisent aujourd'hui le fioul lourd à très basse teneur en soufre comme combustible.

Le contrat d'achat d'électricité a été conclu entre la société EDF PEI Port Est et le centre EDF Ile de la Réunion le 4 avril 2008 pour une durée d'exploitation de 25 ans. Depuis lors, ce contrat a été modifié par plusieurs avenants successifs et sa durée prolongée jusqu'au 31 décembre 2036. La centrale a été mise en service progressivement entre décembre 2012 et octobre 2013.

La CRE a été saisie par EDF SEI, le 30 mai 2022, d'un projet d'avenant au contrat d'achat entre la société EDF SEI et la société EDF PEI Port Est, relatif à la conversion au bioliquide des 12 moteurs. Dans son dossier de saisine, le Producteur demande la compensation des coûts d'investissement (CAPEX) et des surcoûts d'exploitation (OPEX) induits par cette conversion. A noter que la puissance nette délivrée au réseau n'est pas modifiée par le passage au bioliquide et que la durée du contrat n'est pas révisée.

Concernant les CAPEX, le Producteur a demandé à ne pas être rémunéré sur l'investissement nécessaire à ce projet et souhaite être compensé intégralement à l'euro-l'euro, afin de tenir son calendrier contraint de conversion et permettre le fonctionnement au bioliquide de ces moteurs dès la fin de l'année 2023, comme prévu par la PPE. La CRE accepte cette proposition qui va dans le sens d'une réduction des charges de service public de l'énergie. En conséquence, il n'y a pas lieu de fixer un taux de rémunération par arrêté de la ministre chargée de l'énergie après avis de la CRE pour pouvoir calculer le coût normal et complet (CNC) du projet. A noter que le montant de ces investissements de conversion est très limité au regard de l'investissement initial et du montant de la compensation annuelle versé au projet.

La présente délibération a donc pour objet d'évaluer le coût de production normal et complet de ce projet et de déterminer le niveau de compensation afférent.

2. ANALYSE DE LA CRE

L'analyse du projet de contrat a été menée en application de la méthodologie production adoptée le 17 décembre 2020²

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

S'agissant de l'inscription de ce projet dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de La Réunion, la CRE constate que le projet porté par EDF PEI Port Est répond aux objectifs fixés par la PPE en vigueur, définis dans le décret n° 2022-575 du 20 avril 2022 relatif à la PPE de La Réunion. La PPE prévoit, au E.1.2 (p. 95) de « *convertir la centrale fioul lourd EDF PEI de la ville du Port à la biomasse liquide.* » En cohérence, la PPE fixe un objectif d'augmentation de la puissance des installations de production d'électricité par combustion de bioliquide de + 211 MW à horizon 2023, ce qui correspond à la puissance de la centrale de Port-Est.

La PPE prévoit également, au C.1.1 (p. 52) « *en cas de rupture de la chaîne d'approvisionnement du biocombustible, de pouvoir utiliser temporairement en substitution du gazole non routier fourni par la SRPP. En effet les deux combustibles sont parfaitement miscibles et peuvent être remplacés l'un par l'autre sans problème technique.* »

2.2. Approvisionnement en biomasse

Afin de garantir le caractère durable de la ressource, la Directive Européenne sur les Energies Renouvelables 2018/2001 – dite RED II – définit des critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Le bioliquide utilisé par le producteur respectera ces critères, en présentant - pour les critères de durabilité - une certification de conformité aux exigences de la directive RED II (e.g. certification 2BS) et une réduction des émissions de GES - en analyse de cycle de vie - d'au moins 50 % par rapport au combustible fossile de référence.

Dans sa version actuelle, le projet de révision de la directive RED II – dite directive RED III – ne modifie ni les critères de durabilité pour les bioliquides, ni les critères de réduction d'émission de GES pour les bioliquides produits dans des usines mises en service avant 2015 - ce qui est le cas du bioliquide qu'EDF PEI compte utiliser. Toutefois, en cas de changement de l'approvisionnement, le bioliquide utilisé devra rester conforme aux critères définis dans la directive RED II et éventuellement modifiés par la directive RED III.

² 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

2.3. Travaux nécessaires pour la conversion au bioliquide

Le projet de conversion du fioul lourd au bioliquide nécessite des adaptations mineures de l'infrastructure de la centrale, principalement liées au démantèlement des systèmes de conditionnement et de maintien en température spécifiques au fioul lourd (système de centrifugation, réchauffage et traçage) ainsi qu'un renforcement du système de traitement des fumées pour abaisser les émissions d'oxydes d'azote (modifications des catalyseurs et des projecteurs d'urée).

Une autre partie importante des investissements est liée au nettoyage des circuits de combustibles. En effet, le fioul lourd et le bioliquide n'étant pas miscibles, il est nécessaire de vidanger les cuves de stockage et les tuyaux d'adduction de combustible.

La CRE s'est assurée de la pertinence de ces investissements. Concernant l'attribution des marchés de fourniture, de construction ou de prestation de service, la CRE a vérifié que les lots qui ne faisaient pas l'objet d'un accord avec le constructeur original ou d'un accord-cadre ont fait l'objet d'une mise en concurrence.

Ces coûts d'investissement seront compensés à l'euro-l'euro, une fois l'ensemble des travaux réalisés, dans la limite du plafond défini en annexe confidentielle.

2.4. Evolution du fonctionnement de la centrale et du prix proportionnel de l'énergie

Une fois convertie, la centrale fonctionnera au bioliquide, dont le coût d'achat est sensiblement plus élevé que celui du fioul et qui requiert une augmentation de la consommation d'urée pour le traitement des fumées. Le fonctionnement au bioliquide induit donc une hausse du coût variable de la centrale qui sera reflétée par une évolution du prix proportionnel de l'énergie. Le prix de la modulation de puissance et des démarrages seront modifiés en conséquence. Il convient de noter que lors du fonctionnement au bioliquide, les émissions directes de CO₂ de la centrale sont intégralement compensées par la captation de CO₂ liée à la croissance des plantes nécessaires à sa fabrication. L'émission directe de CO₂ est donc considérée comme nulle et ne nécessite pas l'achat de quotas d'émission de CO₂. Ce coût évité permet de limiter la hausse du coût variable complet de la centrale par rapport au fonctionnement au fioul lourd.

Conformément à la PPE, cet avenant prévoit la possibilité pour la centrale de fonctionner au fioul léger en ultime secours, en cas de rupture d'approvisionnement en bioliquide. Le contrat prévoit donc un prix proportionnel de l'énergie spécifique à ce fonctionnement au fioul domestique qui ne sera activé qu'en cas d'extrême nécessité.

2.5. Impact sur l'équilibre Offre-Demande de La Réunion en 2023

La conversion de la centrale de Port Est, prévue en 2023, intervient durant une période de tension sur l'équilibre - offre demande de La Réunion. En effet, le programme prévisionnel de conversion des centrales thermiques d'Albioma, sur lesquelles la CRE a délibéré en 2020³ et 2022⁴, prévoit les indisponibilités successives des tranches ABR2, ABR1, ALGB puis ALGA, - indisponibilités d'une durée d'un semestre pour chaque tranche - entre le second semestre 2022 et le 1^{er} semestre 2024. La puissance de chacune de ces tranches - environ 50 MW - correspond à plus de 10 % de la puissance moyenne appelée sur le système à La Réunion. Un arrêt simultané de deux tranches aurait donc, selon EDF SEI, des impacts significatifs sur la sûreté du système électrique. Afin de sécuriser l'alimentation électrique du territoire sur cette durée de deux ans, le GRD a ainsi mis en place des moyens de production de secours.

Dans ce contexte de tension sur l'équilibre offre demande, la conversion de la centrale de Port Est réalisée au cours du second semestre 2023 est de nature à accentuer ce risque. Afin de réduire le risque encouru, la conversion aura lieu moteur par moteur, en conditionnant l'arrêt d'un moteur au retour du moteur précédent sur le réseau. Cette contrainte opérationnelle permet de garantir que seul un moteur - soit 17,6 MW - est indisponible à la fois. Le GRD a réalisé un important travail, avec EDF PEI et la CRE, pour élaborer un calendrier prévisionnel détaillé et prévoir dans son contrat avec PEI les conditions nécessaires afin de garantir la sécurité du système électrique de La Réunion sur ces périodes de conversion.

Chaque moteur sera réputé indisponible durant la phase de travaux et la phase de mise au point et cette indisponibilité sera retraitée du Productible Maximum Annuel (PMA).

2.6. Révision des OPEX à la suite d'un audit de fonctionnement

La CRE a lancé en 2022 un audit sur l'exploitation de la centrale et les coûts d'exploitation et de GER associés de la centrale de Port Est.

³ Délibération N° 2020-291 du 3 décembre 2020 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet d'avenant au contrat d'achat entre la société EDF (EDF Ile de la Réunion) et la société Albioma Bois-Rouge pour la conversion à la biomasse de l'installation de production d'électricité Albioma Bois Rouge située à La Réunion

⁴ Délibération N° 2022-65 du 24 février 2022 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet d'avenant au contrat d'achat entre la société EDF (EDF Ile de la Réunion) et la société Albioma Le Gol pour la conversion à la biomasse de l'installation de production d'électricité Albioma Le Gol située à La Réunion

En se fondant sur les résultats de cet audit, sur le retour d'expérience désormais disponible de la centrale mise en service en 2013 et sur les éléments apportés par le producteur, la CRE examinera l'opportunité de modifier la compensation des coûts d'entretien et d'exploitation, afin de les faire correspondre à la réalité opérationnelle de l'exploitation de cette centrale et de s'assurer que la compensation reflète ainsi bien un coût normal et complet de production conformément aux dispositions du code de l'énergie. Dans ce cadre, la CRE pourrait être également amenée à réviser, le cas échéant, tout élément pouvant conduire à une sur-rentabilité par rapport à la rentabilité initiale.

3. ANALYSE DE L'IMPACT SUR LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE

1.1 Augmentation du surcôt de production d'électricité

Après sa conversion au bioliquide, effective sur l'ensemble des moteurs à la fin de l'année 2023, la centrale de Port-Est pourrait produire jusqu'à 1,57 TWh d'électricité par an à partir de bioliquide, si elle était appelée tout le temps et disponible à hauteur de son objectif de disponibilité.

Toutefois, l'hypothèse de production retenue par la CRE sur la durée de vie restante de la centrale est obtenue par interpolation linéaire entre la valeur actuelle, évaluée comme la moyenne de production sur les 5 dernières années et la valeur en 2028 conforme à la projection du scénario « EnR Bas » de la PPE. Elle conduit à une estimation de production d'environ 430 GWh/an en moyenne sur la durée de vie restante de l'installation, ce qui représente environ 6 TWh au total.

Les charges de service public de l'énergie (SPE) prévisionnelles - liées à la mise en œuvre du contrat examiné - ont été évaluées en se fondant sur ces hypothèses de consommation, avec un prix du bioliquide estimé à 1275 €/t⁵ avec une inflation annuelle de 2 %. Le surcoût d'achat de l'électricité produite par l'installation devrait ainsi représenter un montant total de l'ordre de 1,4 Md€.

1.2 Réduction des émissions de CO₂

En termes d'émissions directes, le bioliquide n'émet pas de CO₂, tandis que le fioul lourd émet 650 t_{CO2}/GWh. La conversion permet donc d'éviter l'émission de 4 millions de tonnes de CO₂ sur la durée de vie restante de l'installation et l'achat d'autant de quotas d'émission de CO₂. En valorisant les quotas d'émission de CO₂ à 90 €/t à la mise en service et en tenant compte d'un taux d'inflation de 2 % par an, la réduction des émissions génère une économie de 400 M€ sur la durée de vie de l'installation. En utilisant la valeur tutélaire du CO₂, la réduction des émissions génère une économie de 848 M€.

En termes d'émissions directes et indirectes (méthode d'analyse de cycle de vie prenant également en compte le transport, la culture ou l'extraction), le bioliquide émet 270 t_{CO2}/GWh, tandis que le fioul lourd émet 810 t_{CO2}/GWh. Au périmètre des émissions directes et indirectes, la conversion permet donc d'éviter l'émission de 3,3 millions de tonnes de CO₂ sur la durée de vie restante de l'installation.

1.3 Impact net sur les charges de service public de l'énergie

En prenant en compte l'augmentation du surcôt de production et les économies liées aux économies d'émissions de CO₂, cette conversion induit une hausse du surcoût net supporté par les charges de SPE d'environ 1,0 Md€ sur la durée du contrat qui s'étend jusqu'en 2036 soit, en moyenne, 74 M€ par an⁶.

⁵ Moyenne des prix de marché « future +9 mois » entre mars 2021 et février 2022.

⁶ En considérant la valeur tutélaire du prix des quotas d'émission de CO₂, la hausse nette pour les charges de SPE s'élève à 552 M€, soit 41 M€ par an en moyenne sur la durée de vie restante de l'installation.

DECISION 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 a été saisie le 30 mai 2022, par EDF SEI pour l'évaluation de la compensation au titre des charges de service public de l'énergie liées à un projet d'avenant au contrat d'achat conclu avec la société EDF PEI Port Est pour la conversion au bioliquide de la centrale de Port Est, située à la Réunion, d'une puissance installée totale de 211 MW, en substitution du fioul lourd.

Après sa conversion au bioliquide, sur la base des estimations de la CRE, la centrale de Port-Est devrait produire en moyenne 0,43 TWh par an d'électricité à partir de bioliquide. Par rapport au fonctionnement actuel au fioul lourd, cette conversion devrait donc permettre de réduire intégralement les émissions directes de gaz à effet de serre, soit environ 280 000 t_{CO2eq}/an. En considérant les émissions directes et indirectes en analyse de cycle de vie, cette réduction des émissions est évaluée à environ 230 000 t_{CO2eq}/an soit 67 % de réduction.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par le Producteur pour réévaluer les prix d'achat contractuels afin de tenir compte des investissements et des surcoûts d'exploitation induits par la conversion de la centrale au bioliquide.

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 SEI au titre de ce contrat seront compensées.

La conversion au bioliquide de la centrale de EDF PEI Port-Est induira une hausse des charges de service public de l'énergie de 74 M€ courants par an - en moyenne sur la durée restante du contrat - en considérant un coût des émissions de CO₂ évitées égal à 90€/t tenant compte d'une inflation à 2 % par an ;

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

Délibéré à Paris, le 3 novembre 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON