

DÉLIBÉRATION N°2025-185

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 juillet 2025 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet d'avenant au contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Guyane) et la société EDF PEI pour un fonctionnement à la biomasse liquide de l'installation de production d'électricité du Larivot située en Guyane

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, 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 initialement le 1^{er} février 2024, par la direction Systèmes Energétiques Insulaires de la société EDF (« EDF SEI ») d'un projet d'avenant au contrat d'achat, conclu entre EDF SEI et 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 le fonctionnement au bioliquide, en substitution du fioul léger, de la centrale du Larivot, située en Guyane, d'une puissance installée totale de 111 MW et dont la mise en service est prévue pour 2027.

1. Contexte, compétence et saisine de la CRE

1.1. Contexte réglementaire

En application des dispositions de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, en matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public 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 »

A cet effet, le II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie prévoit que « *Le fournisseur communique à la Commission de régulation de l'énergie un projet de contrat d'achat d'électricité ou un projet de protocole interne, 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 compte-tenu du taux de rémunération du capital immobilisé fixé, par arrêté des ministres chargés de l'énergie et du budget.* ».

Dans un souci de transparence et pour faciliter l'instruction des projets, la CRE a adopté le 17 décembre 2020¹ une méthodologie (dite « méthodologie production ») visant à préciser, dans le respect du cadre

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.

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.

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

Le projet d'avenant concerne une installation thermique sur le site du Larivot dans la commune de Matoury en Guyane et constituée de sept moteurs de 15,86 MW nets, pour une puissance totale de 111,04 MWe.

La CRE a délibéré le 15 décembre 2020² sur l'évaluation de la compensation relative au projet de contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Guyane, ci-après l'« Acheteur ») et la société EDF PEI, pour une centrale thermique de 111 MW sur le site du Larivot en Guyane. Le contrat d'achat d'électricité a été conclu le 27 juillet 2021 et porte sur une durée d'exploitation de 25 ans. Ce contrat prévoit un fonctionnement au fioul léger de la centrale.

La CRE a été saisie par EDF SEI, le 1^{er} février 2024, d'un projet d'avenant au contrat d'achat conclu entre la société EDF et EDF PEI, relatif à une modification du combustible utilisé par l'installation. Dans son dossier de saisine, le Producteur demande la compensation des coûts d'investissement supplémentaires (CAPEX) et des surcoûts d'exploitation (OPEX) induits par un fonctionnement aux bioliquides de l'installation. 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. Le 23 juin 2025, le projet de contrat a ensuite fait l'objet d'une saisine actualisée précisant les modalités de compensation de l'investissement (euro-euro).

La CRE accepte cette modalité de compensation 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 des ministres chargés de l'énergie et du budget après avis de la CRE pour pouvoir réviser le coût normal et complet (CNC) du projet. A noter que le montant de ces investissements liés au changement de combustible est très limité au regard de l'investissement initial et du montant de la compensation annuelle versé au titre du 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

2.1. Cohérence du projet avec la PPE

Depuis la délibération de la CRE du 15 décembre 2020, le décret de la PPE de Guyane³ a été modifiée, par décret du 27 août 2021⁴, afin de prévoir son fonctionnement aux bioliquides dès sa mise en service.

La PPE en vigueur prévoit désormais à son article 7 que : « *Le remplacement des capacités installées de la centrale thermique et des deux turbines à combustion situées à Dégrad-des-Cannes ainsi que de la turbine à combustion située à Kourou par une centrale thermique d'une puissance totale de l'ordre de 120 MW permettant de répondre à des besoins estimés à 80 MW de base et 40 MW de pointe dans la région de Cayenne. Cette centrale est conçue pour pouvoir fonctionner dès sa mise en service commerciale aux bioliquides, au gaz naturel et au fioul léger.* ».

Ainsi, la CRE constate que le projet répond aux objectifs fixés par la PPE de Guyane en vigueur.

²

³ [Décret n° 2017-457 du 30 mars 2017](#) relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Guyane.

⁴ 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.

En outre, l'arrêté préfectoral du 31 mars 2022 complémentaire à l'arrêté préfectoral du 22 octobre 2020 portant autorisation environnementale de la centrale⁵ a précisé que la centrale du Larivot fonctionnera au bioliquide dès sa mise en service.

2.2. Investissements nécessaires pour un fonctionnement aux bioliquides

Le passage du fioul léger aux bioliquides pour la centrale nécessite d'abord des modifications de l'infrastructure par rapport à ce qui était initialement prévu, en raison des différences de propriétés physiques du bioliquide. Cela inclut un épaississement des cuves et un ajustement de leurs fondations profondes en raison de la densité plus élevée du bioliquide comparé au fioul léger, une augmentation de la puissance des pompes du circuit combustible pour compenser un pouvoir calorifique inférieur, ainsi que le renforcement des systèmes de traitement des fumées et des effluents, notamment pour réduire les émissions d'oxydes d'azote. La détermination de ces éléments s'appuie sur l'expérience du site de Port Est à la Réunion, récemment converti au bioliquide et également exploité par le Producteur.

Une part importante des investissements supplémentaires concerne l'oléoduc. Comme le bioliquide est moins stable face à l'oxydation et possède une densité plus élevée que le fioul léger prévu initialement, il est nécessaire d'augmenter l'épaisseur des conduites pour prévenir la corrosion. Par ailleurs, un système de raclage en amont et en aval est mis en place pour éliminer les dépôts causés par le passage du bioliquide.

La CRE s'est assurée de la pertinence de ces investissements et de leurs montants au regard notamment du retour d'expérience de la centrale de Port Est. Elle s'est par ailleurs assurée que ces montants n'étaient pas déjà en partie prévus dans les contrats initiaux et n'a retenu que les surcoûts résultant des aménagements liés au changement de combustible.

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

2.3. Révision du Besoin en Fonds de roulement

Le fonctionnement au bioliquide nécessite de réviser le montant du besoin en fonds de roulement (BFR) établi dans le contrat initial, ce dernier comprenant en effet un stock stratégique de combustible. Ce montant est revu pour prendre en compte les spécificités techniques et économiques du bioliquide.

Par ailleurs, afin de tenir compte d'une potentielle moindre sollicitation de la centrale à l'avenir, avec le développement de nouveaux moyens de production renouvelables et de stabilisation du réseau, la CRE juge nécessaire de modifier le mécanisme de calcul du BFR pour inciter le Producteur à avoir une stratégie d'achat et de stockage de la biomasse liquide au plus proche de ses besoins.

Ainsi, la CRE demande au Producteur et à l'Acheteur de prévoir un mécanisme d'ajustement automatique du BFR au plus tard à la date de mise en service de l'installation, L'avenant précisera donc que les Parties se rapprocheront pour convenir de ce mécanisme. Un avenant au contrat sera ensuite signé par les parties après une délibération de la CRE qui s'assura de la pertinence du mécanisme. Le Producteur est incité à mettre en place les outils nécessaires pour permettre un suivi et la transmission des quantités réelles stockées.

Par ailleurs, la CRE demande de prévoir dans le contrat la possibilité de revoir le mécanisme d'ajustement automatique, notamment la quantité maximale rémunérée au titre du BFR, tous les cinq ans, à la demande de la CRE (concomitamment ou en dehors d'un audit des charges d'exploitation (OPEX)) et des GER (Gros entretien renouvellement) ou du Producteur, en tenant compte des productions annuelles réalisées et des prévisions de production sans que ces prévisions soient considérés engageantes par l'Acheteur. Le cas échéant, un avenant sera conclu entre les Parties, après délibération de la CRE.

⁵ Arrêté préfectoral du 22 octobre 2020 portant autorisation environnementale relative à l'exploitation de la centrale de production d'électricité d'EDF PEI sur la commune de Matoury en Guyanne de la centrale.

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

La centrale fonctionnera au bioliquide dès sa mise en service, dont le coût d'achat est différent de celui du fioul léger et qui requiert par ailleurs 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 est reflétée par une évolution du prix proportionnel de l'énergie par rapport à la délibération de décembre 2020. Le prix de la modulation de puissance et des démarrages sont modifiés en conséquence. L'ensemble de ces évolutions sont précisées en annexe confidentielle.

Par ailleurs, les émissions directes de CO2 sont considérées nulles et le fonctionnement au bioliquide ne nécessite pas l'achat de quotas d'émission de CO2. Ce coût évité par rapport au fonctionnement au fioul léger permet de limiter la hausse du coût variable complet de la centrale.

2.5. Approvisionnement en bioliquide et critère de durabilité

Afin de garantir le caractère durable de la ressource, la directive relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables⁶, dite « RED » 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 (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. En cas de changement de l'approvisionnement, le bioliquide utilisé devra rester conforme aux critères définis par la réglementation applicable.

Compte tenu de l'importance du coût d'approvisionnement en bioliquide sur le coût de la centrale et afin de donner de la visibilité aux autorités publiques sur les charges de service public de l'énergie, la CRE demande au Producteur de transmettre annuellement à la CRE et à l'Acheteur des informations relatives à son approvisionnement en biomasse liquide. Cette dernière devra présenter ses coûts réalisés sur l'année précédente, ses coûts prévisionnels sur l'année suivante ainsi que son analyse du marché de la biomasse liquide et de ses tendances pour les années à venir.

Par ailleurs, la CRE demande à être tenue informée par le Producteur, le plus en amont possible en cas de modification de sa politique d'approvisionnement en biomasse liquide, notamment lors d'un renouvellement de contrat ou de changement de fournisseurs. En particulier, la CRE demande que des points réguliers soient organisés entre l'Acheteur, le Producteur et la CRE.

La CRE a demandé des éléments sur les modalités d'approvisionnement prévues durant les premières années d'exploitation et s'est assurée que les critères de sélection des fournisseurs de bioliquide étaient pertinents.

En l'absence de filière locale d'approvisionnement en bioliquide, la CRE n'a pu définir le coût variable de cette filière. L'approvisionnement en bioliquide local devra faire l'objet d'un avenant au contrat, soumis à la CRE dès lors que cette filière sera suffisamment développée pour garantir une part de l'approvisionnement de la centrale.

3. Analyse de l'impact sur les charges de service public de l'énergie

Les charges de service public de l'énergie (SPE) prévisionnelles - liées à la mise en œuvre du contrat examiné relatif au fonctionnement au bioliquide de la centrale du Larivot - ont été évaluées en se fondant sur les hypothèses de consommation du gestionnaire de réseau, un prix du bioliquide estimé à 1 420€/t, un coût des émissions de CO2 évitées égal à 68 €/t et avec une inflation annuelle de 2 %.

Par ailleurs cette estimation se fonde sur une estimation de production d'environ 252 GWh/an en moyenne sur la durée de vie de l'installation, en cohérence avec les objectifs du projet de PPE soumis à consultation du public entre les mois de février et de mai 2025.

⁶ [Directive \(UE\) 2018/2001 du 11 décembre 2018](#) relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

Délibération

16 juillet 2025

Le surcoût d'achat de l'électricité produite résultant du changement de combustible devrait ainsi représenter un montant total de l'ordre de **0,9 Md€₂₀₂₅** **soit en moyenne 37,1 M€₂₀₂₅/an**. Si une hypothèse d'un développement moins important des capacités photovoltaïques et de stockage est retenue, ce surcoût pourrait s'élever à **1,3 Md€₂₀₂₅**.

Décision de la CRE

La CRE a été saisie le 1^{er} février 2024, puis d'une saisine actualisée le 23 juin 2025, 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 pour le fonctionnement au bioliquide de la centrale du Larivot en substitution du fioul léger. Cette centrale, située sur la commune de Matoury en Guyane, d'une puissance installée totale de 111,04 MW, est en cours de construction et devrait être mise en service d'ici février 2027

En effet, depuis la délibération de la CRE du 15 décembre 2020 sur ce projet qui prévoyait un fonctionnement au fioul léger, la PPE de Guyane a été modifiée, par décret du 27 août 2021, afin de prévoir son fonctionnement aux bioliquides dès sa mise en service. L'arrêté préfectoral du 31 mars 2022 portant autorisation environnementale de la centrale, prévoit également son fonctionnement au bioliquide.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par le Producteur pour réévaluer le coût normal et complet afin de tenir compte des investissements et des surcoûts d'exploitation induits par le changement de combustible de la centrale.

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.

Le surcoût d'achat de l'électricité produite résultant du changement de combustible devrait ainsi représenter un montant total de l'ordre de **0,9 Md€₂₀₂₅ soit en moyenne 37,1 M€₂₀₂₅/an**. Si une hypothèse d'un développement moins important des capacités photovoltaïques et de stockage est retenue, ce surcoût pourrait s'élever à **1,3 Md€₂₀₂₅**.

Une copie des contrats signés sera transmise à la CRE.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE, hors annexe confidentielle, et sera notifiée aux parties contractuelles, EDF SEI et EDF PEI. Elle sera transmise aux ministres chargés de l'énergie et des outre-mer.

Délibéré à Paris, le 16 juillet 2025.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON