



DELIBERATION N° 2018-226

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 8 novembre 2018 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet d'avenant au contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Guadeloupe) et la société Albioma le Moule pour la conversion à la biomasse de l'installation de production d'électricité Albioma Caraïbes en Guadeloupe

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

En application 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 24 août 2018, d'un projet d'avenant au contrat d'achat, conclu entre la société EDF et la société Albioma le Moule, relatif à l'électricité produite par la centrale Albioma Caraïbes (AC). La société Albioma le Moule (ci-après le « Producteur ») est une filiale à 100 % de la société Albioma.

Des éléments complémentaires, nécessaires à son analyse, ont été demandés par la CRE à EDF SEI. Les derniers éléments lui ont été fournis le 29 octobre 2018.

1. CONTEXTE, COMPETENCE ET SAISINE DE LA CRE

1.1 Contexte réglementaire

En application du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, « 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 (...). 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 ».

La CRE a adopté le 23 avril 2015 une délibération portant communication relative à la méthodologie appliquée 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 ou Électricité de Mayotte ou qui font l'objet de contrats de gré-à-gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou Électricité de Mayotte. Cette méthodologie précise notamment les conditions de recevabilité d'une demande de révision de la compensation.

Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les départements d'Outre-mer, en Corse, à Mayotte, à Wallis et Futuna et à Saint-Pierre et Miquelon, est fixé à 11 % par l'arrêté du ministre délégué à l'industrie du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production dans les zones non interconnectées. Le taux de 11 % n'a jamais été révisé depuis la publication de l'arrêté, alors même que les conditions économiques ont substantiellement évolué dans le sens d'une diminution du coût de financement, notamment du fait de la persistance de taux sans risque très bas et dans un contexte où le cadre de régulation en place assure une couverture raisonnable des risques. Dès lors, la CRE a recommandé à plusieurs reprises que ce taux soit révisé à la baisse.

1.2 Objet du projet d'avenant

La centrale AC, implantée en Guadeloupe, est une installation fonctionnant au charbon d'une puissance électrique active nette de 34 MW. Le contrat d'achat d'électricité a été conclu entre le Producteur et EDF SEI le 25 mars 2008¹ pour une durée d'exploitation de 30 ans. Depuis lors, le contrat a été modifié par plusieurs avenants successifs. La centrale a été mise en service en mars 2011.

La CRE a délibéré le 22 février 2017² sur un projet d'avenant qui portait notamment sur la prise en compte des surcoûts liés à une modification de la gestion des résidus solides issus de la combustion et à la mise aux normes des procédés de traitement des effluents gazeux. L'arrêté du 26 août 2013 relatif aux installations de combustion d'une puissance supérieure ou égale à 20 MW soumises à autorisation au titre de la rubrique 2910 et de la rubrique 2931 a transposé en droit français certaines dispositions de la directive 2010/75/UE du Parlement européen et du Conseil du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (prévention et réduction intégrées de la pollution), dite « directive IED ». Ce cadre réglementaire impose de nouvelles valeurs limites d'émission pour certains polluants, applicables dans les zones non interconnectées (ZNI) à compter du 1^{er} janvier 2020.

Afin de respecter ces valeurs, des investissements significatifs doivent être réalisés sur l'ensemble des installations d'Albioma concernées par la directive IED, en Guadeloupe mais aussi à la Réunion. Les coûts supplémentaires d'investissement et d'exploitation ont été pris en compte dans les différents projets d'avenants dont la CRE a évalué la compensation au titre des charges de service public de l'énergie au cours de l'année 2017. Néanmoins, compte tenu du risque de coûts échoués importants dans la perspective des conversions à la biomasse prévues par les programmations pluriannuelles de l'énergie, la CRE a demandé à Albioma, dans son rapport de mission en Guadeloupe, d'analyser dans quelle mesure les évolutions des procédés de traitement des effluents prévus par les avenants dont la CRE a validé la compensation courant 2017 sont nécessaires dans le cadre d'un fonctionnement à la biomasse.

Les résultats de ces études ont permis d'établir que la conversion à la biomasse de la centrale AC, en substitution au charbon, permettrait de réduire substantiellement (de près de 16 M€) les coûts de mise en conformité avec la directive IED, ce qui n'est pas le cas pour les autres centrales. En conséquence, le Producteur a réorganisé le calendrier de conversion de ses différentes centrales afin de pouvoir convertir en priorité la centrale AC, de manière à ce que la mise à l'arrêt pour les travaux de conversion intervienne au plus tard le 31 décembre 2019.

Dans son dossier de saisine du 24 août 2018, objet de la présente délibération, le Producteur demande la prise en compte des coûts d'investissement et des surcoûts d'exploitation induits par la conversion à la biomasse de la centrale.

2. ANALYSE DE LA CRE

2.1 Pertinence de l'investissement

La filière biomasse constitue un enjeu important pour la réussite de la transition énergétique en Guadeloupe. La Programmation pluriannuelle de l'énergie de Guadeloupe, du 19 avril 2017, fixe un objectif ambitieux de développement de la filière biomasse, avec 66 MW de capacité supplémentaire d'ici 2023, dont 43 MW provenant de la conversion d'unités fonctionnant actuellement au charbon et à la bagasse. Le projet de conversion à la biomasse de la centrale d'Albioma Caraïbes contribuera à l'atteinte de cet objectif de politique énergétique.

En outre, la conversion anticipée de la centrale Albioma Caraïbes à la biomasse permettra d'éviter des investissements pour la mise en conformité avec la directive IED, rendus inutiles dans le cadre d'un fonctionnement exclusivement à partir de biomasse.

Les émissions de gaz à effet de serre de la centrale AC seraient réduites de 265 000 tonnes équivalent CO₂ par an, soit une baisse de 87 % par rapport à un fonctionnement au charbon³.

2.2 Actualisation de la prime fixe

Le projet de conversion à la biomasse nécessite des investissements importants, à la fois au niveau de la centrale, mais également sur le port de Jarry, afin de permettre le déchargement et le stockage de la biomasse importée. Compte tenu du pouvoir calorifique de la biomasse significativement plus faible que celui du charbon (rapport de 1,6), la conversion s'accompagnera d'une augmentation du volume de combustible nécessaire pour alimenter la centrale et nécessite dès lors un aménagement des installations de déchargement, de manutention et de stockage du combustible.

¹ La CRE a délibéré sur le projet de contrat le 30 janvier 2008.

² Délibération du 22 février 2017 relative à l'évaluation d'un projet d'avenant au contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Guadeloupe) et la société Albioma Caraïbes pour l'installation de production d'électricité Albioma Caraïbes en Guadeloupe.

³ Selon une étude fournie par le Producteur

La CRE s'est assurée de la pertinence des investissements et que le producteur ait bien mené des procédures de mise en concurrence pour la construction des différentes installations nécessaires. La CRE a demandé de réviser à la baisse certains des coûts d'exploitation et du BFR afin de tenir compte notamment des équipements de la centrale qui n'auront plus d'utilité dans le cadre d'un fonctionnement à base de biomasse (scalpeur, broyeur...). La rémunération à 11 % des capitaux immobilisés par le Producteur correspondant à ces équipements caducs a également été retranchée de la prime fixe.

La prime fixe de référence réévaluée dans la délibération du 22 février 2017 a été conservée.

Cette prime fixe sera complétée d'une prime fixe « Conversion » évaluée en application de la méthodologie du 23 avril 2015 susmentionnée. Cette prime fixe « Conversion » annule et remplace la prime fixe « IED » évaluée dans la délibération du 22 février 2017. Elle assure une rémunération à un taux de 11 % des capitaux immobilisés pour les travaux permettant un fonctionnement des installations exclusivement à partir de biomasse en conformité avec la directive IED, les amortissements de ces capitaux et les coûts fixes d'exploitation supplémentaires. Les travaux de conversion des installations à la biomasse n'étant pas encore réalisés, la prime fixe « Conversion » sera définitivement établie selon les modalités prévues par l'article 6 du projet d'avenant conformément au paragraphe 1.1.1. de la méthodologie.

2.3 Actualisation du prix proportionnel

Le prix proportionnel évalué par la CRE dans la délibération du 22 février 2017 a été révisé pour tenir compte de l'impact sur les coûts d'exploitation variables et sur la puissance nette⁴ de la centrale, du fonctionnement de la centrale à partir de biomasse, en substitution du charbon, en conformité avec la directive IED.

Le passage d'un fonctionnement charbon à un fonctionnement à partir de biomasse respectant les normes IED induit une augmentation des charges d'exploitation liée notamment à une augmentation du coût du combustible et des coûts de logistique combustible (déchargement et gestion de la biomasse du port jusqu'à la centrale). Ces augmentations sont en partie compensées par une baisse des charges liées à la gestion des cendres.

2.4 Impact sur la puissance nette de la centrale

La puissance autoconsommée par les nouveaux équipements installés entraînera une baisse de la puissance nette de la centrale à partir du 1^{er} avril 2020. La puissance nette est réajustée comme suit :

Jusqu'au 31/03/2020	34 MW
A partir du 01/04/2020	33,3 MW

En conséquence, les prix de modulation et de démarrage ont été réévalués par la CRE.

2.5 Impact sur la disponibilité de la centrale et les indicateurs de performance

Le projet d'avenant prévoit un objectif de disponibilité spécifique pour 2020 afin de tenir compte de l'indisponibilité de la centrale pendant la réalisation des travaux de conversion. Par ailleurs, à partir du 1^{er} avril 2020, l'objectif de disponibilité contractuel est ajusté pour tenir compte des défaillances fortuites supplémentaires induites par l'installation des nouveaux systèmes de traitement des effluents gazeux et la plus forte sollicitation des circuits de manutention dans le cadre du fonctionnement à la biomasse. Ces défaillances augmenteront également la fréquence d'événements perturbant le système électrique, ce qui nécessite l'ajustement des indicateurs de performance contractuels.

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

Les charges de service public de l'énergie prévisionnelles liées à l'entrée en vigueur de l'avenant examiné ont été évaluées sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel de la centrale conforme à l'objectif contractuel de disponibilité. En moyenne, le surcoût d'achat lié à la conversion biomasse de l'électricité produite par AC supporté par EDF SEI, imputable aux charges de service public de l'énergie, devrait représenter de l'ordre de :

- 24,2 M€ par an en prenant en compte un coût des émissions de CO₂ évitées égal au prix de marché constaté en 2018 inflaté à 1 % ;
- 0,07 M€ par an en prenant en compte la valeur tutélaire des émissions de CO₂, définie dans la Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, à savoir 56€/t en 2020 et 100€/t en 2030.

⁴ Les prix proportionnels dépendant de la production de la centrale sont définis en €/MWh. La baisse de la puissance nette de l'installation entraîne une baisse de rendement et donc une hausse des prix proportionnels unitaires pour que l'ensemble des surcoûts d'exploitation soient couverts.

4. DECISION DE LA CRE

La CRE a été saisie le 24 août 2018 par la société EDF s'agissant de l'évaluation de la compensation des charges de service public de l'énergie liées à un projet d'avenant au contrat d'achat conclu entre la société EDF et la société Albioma le Moule, relatif à l'électricité produite par la centrale Albioma Caraïbes, située en Guadeloupe.

La CRE a procédé à la réévaluation des prix d'achat contractuels afin de tenir compte des investissements nécessaires au fonctionnement de la centrale Albioma Caraïbes à partir de biomasse et des surcoûts d'exploitation liés à la conversion d'une part et au respect des nouvelles valeurs limites d'émission de certains polluants prévues dans la directive IED d'autre part.

Sous réserve de leur conformité aux montants évalués dans l'annexe confidentielle et de la prise en compte des mécanismes réglementaires qu'elle décrit, les charges de service public supportées par la société EDF au titre du contrat d'achat conclu avec Albioma le Moule tel que modifié par le projet d'avenant, 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 et le Producteur, et transmise au ministre d'État, ministre de la Transition écologique et solidaire, au ministre de l'Action et des Comptes publics, ainsi qu'au ministre des Outre-mer. La délibération, hors annexe confidentielle, sera publiée sur le site de la CRE.

Délibéré à Paris, le 8 novembre 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO