



DELIBERATION N° 2017-046

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 février 2017 relative à l'évaluation du 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

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN 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 15 novembre 2016, d'un projet d'avenant au contrat d'achat, conclu entre la société EDF et la société Albioma Caraïbes, relatif à l'électricité produite par la centrale Albioma Caraïbes (AC). La société Albioma Caraïbes (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 20 janvier 2017.

1. CONTEXTE / COMPETENCES 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 considère ce taux comme très élevé.

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 10 février 2016² sur un projet d'avenant qui portait notamment sur la prise en compte des surcoûts de gestion des résidus solides issus de la combustion. La CRE avait alors décidé de ne pas retenir la compensation des surcoûts de gestion des résidus solides au motif que leur impact était considéré comme non substantiel sur l'équilibre économique du contrat.

Dans son dossier de saisine du 15 novembre 2016, objet de la présente délibération, le Producteur fait état de nouveaux surcoûts induits, d'une part, par les contraintes réglementaires liées à la modification du traitement des effluents gazeux et, d'autre part, par la hausse des frais de personnel liée à l'augmentation du nombre de salariés et à l'évolution de la réglementation relative au droit de travail. Ces évolutions modifient certains paramètres techniques de l'installation et occasionnent des coûts supplémentaires d'investissement et d'exploitation dont le Producteur estime que leurs effets cumulés sont significatifs sur l'équilibre du contrat.

EDF SEI et le Producteur ont dès lors élaboré un nouveau projet d'avenant qui reprend les dispositions du précédent projet, en tenant compte des observations que la CRE avait formulées dans sa délibération du 10 février 2016, ainsi que les dispositions ci-après.

a) Modification du traitement des effluents gazeux (directive IED)

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, notamment le dioxyde de soufre (SO₂) et les oxydes d'azote (NOx), valeurs qui seront 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. Cette mise aux normes entraînera des adaptations techniques induisant une augmentation des coûts d'exploitation.

Le planning de réalisation des travaux de mise en conformité des installations d'Albioma est soumis à plusieurs contraintes :

- pour préserver la stabilité du réseau électrique des ZNI concernées, les centrales doivent être disponibles pendant les périodes chaudes et plusieurs tranches ne peuvent être à l'arrêt simultanément ;
- pour permettre l'approvisionnement des sucreries en vapeur, les installations doivent fonctionner pendant la période sucrière ;
- les opérations doivent se succéder entre les différentes centrales de manière à assurer la disponibilité des équipes techniques d'Albioma.

L'optimisation du calendrier des opérations³, convenu entre EDF SEI et Albioma, implique que les travaux seront majoritairement réalisés en 2019 pour la centrale AC.

b) Augmentation du nombre de salariés

Lors de l'examen de la demande d'autorisation d'exploiter de la centrale AC, les services de l'Etat en de Guadeloupe (DEAL) ont demandé la séparation du personnel des centrales AC et du Moule afin d'établir clairement l'indépendance tant technique que physique de ces deux installations voisines. La mutualisation du personnel de ces deux centrales, envisagée au moment de la signature du contrat et désormais interdite, a conduit Albioma à augmenter, dès la mise en service de la centrale, le nombre de salariés de 8 ETP par rapport au 26 ETP prévus.

Ces charges de personnel supplémentaires supportées par Albioma depuis la mise en service de la centrale en 2011, n'ont pas fait l'objet d'une demande de compensation dans le cadre de la première saisine relative au projet d'avenant en cours d'examen.

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

² Délibération du 10 février 2016 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 La CRE a délibéré le 27 janvier 2016 sur les projets d'avenants qui prenaient en compte les conséquences techniques et économiques de la mise aux normes IED des centrales ALG-A et ALG-B, le 3 mars 2016 pour la centrale ABR-2 et le 30 novembre 2016 pour la centrale ABR-1.

c) *Evolution de la réglementation relative au droit du travail (accord Jacques Bino)*

L'application de l'arrêté du 3 avril 2009 portant extension d'un accord régional interprofessionnel en Guadeloupe, dit accord « Jacques Bino », s'est traduite par l'attribution de un à trois niveaux de rémunération supplémentaires pour chaque salarié de la centrale AC en fonction de son niveau de rémunération annuelle brute.

Ces coûts supplémentaires supportés par Albioma depuis 2014, n'ont pas fait l'objet d'une demande de compensation dans le cadre de la première saisine relative au projet d'avenant en cours d'examen.

d) *Modification de la gestion des résidus solides issus de la combustion*

Les données transmises par le Producteur indiquent que la centrale AC génère chaque année de l'ordre de 10 000 tonnes de sous-produits de combustion et de sous-produits de traitement des fumées, sous forme de scories et de cendres volantes provenant de la combustion du charbon. Jusqu'à mi-juin 2012, ces résidus étaient utilisés en remblai de carrières. Le Producteur déclare que, conformément aux hypothèses économiques qui avaient été retenues lors de l'établissement du contrat d'achat d'électricité initial, le bilan économique des coûts et recettes liés à cette valorisation était nul.

En 2012, sur le fondement des dispositions de l'arrêté du 28 octobre 2010 relatif aux installations de stockage des déchets inertes, les services de l'Etat en Guadeloupe (DEAL) ont identifié des difficultés quant à la valorisation en remblai des résidus solides issus de la combustion du charbon. L'arrêté du 28 octobre 2010 a ensuite été abrogé par l'arrêté du 12 décembre 2014 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations du régime de l'enregistrement relevant de la rubrique n° 2760 de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement. L'arrêté paru le 12 décembre 2014⁴ fixe à partir du 1^{er} janvier 2015 le régime des installations de stockage de déchets inertes (ISDI) mais reprend les seuils d'acceptation de déchets non dangereux inertes définis dans l'arrêté du 28 octobre 2010 précité que les résidus solides de la centrale AC devaient respecter.

Afin de respecter ce cadre réglementaire, le Producteur a été amené à éliminer les résidus solides issus de la combustion dans des installations de stockage de déchets non-dangereux (ISDnD). Depuis, un accord avec un exploitant d'installation de stockage de déchets inertes (ISDI) a été signé pour l'élimination des scories produites par AC à partir du 1^{er} janvier 2017, les autres résidus solides continuant d'être éliminés en ISDnD. Cette mise en conformité à la réglementation a entraîné une augmentation des coûts d'exploitation du Producteur.

1.1 Objet de la saisine

Le Producteur s'est rapproché d'EDF SEI afin de faire évoluer le contrat d'achat pour l'installation AC au moyen d'un avenant permettant de prendre en compte les remarques de la délibération du 10 février 2016 et, en application de l'article 22 du contrat d'achat relatif à la « Clause de sauvegarde », les conséquences techniques et économiques liées aux travaux de mise en conformité du traitement des effluents gazeux, de la modification de gestion des résidus solides et de l'augmentation de frais de personnel du fait de l'augmentation du nombre d'ETP et de l'évolution de la réglementation relative au droit du travail. En conséquence, EDF SEI a saisi la CRE pour qu'elle procède à une nouvelle évaluation du montant de sa compensation au titre des charges de service public.

2. ANALYSE DE LA CRE

La CRE s'est assurée dans un premier temps que les observations qu'elle avait formulées dans sa délibération du 10 février 2016 ont été prises en compte dans le projet d'avenant. La CRE a évalué ensuite l'impact sur l'équilibre contractuel des modifications proposées par le projet d'avenant en application de la méthodologie⁵ d'évaluation des coûts d'investissement et d'exploitation des moyens de production d'électricité dans les zones non interconnectées. Les circonstances exposées par EDF SEI pour solliciter une révision de sa compensation ont été examinées par la CRE au regard du paragraphe 1.9 de cette dernière.

L'article relatif à la « clause de sauvegarde » du contrat d'achat d'électricité pour la centrale AC prévoit que « les Parties s'engagent à réviser le contrat afin de maintenir son équilibre économique en cas de survenance de circonstances non prises en compte au moment de sa conclusion, affectant cet équilibre de façon significative dans un sens ou dans l'autre.

⁴ Arrêté du 12 décembre 2014 relatif aux conditions d'admission des déchets inertes dans les installations relevant des rubriques 2515, 2516, 2517 et dans les installations de stockage de déchets inertes relevant de la rubrique 2760 de la nomenclature des installations classées.

⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 avril 2015 portant communication relative à la méthodologie modifiée 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 qui font l'objet de contrats de gré-à-gré entre les producteurs tiers et EDF SEI.



Cette clause de sauvegarde jouera notamment : en cas d'intervention de nouvelles dispositions fiscales, environnementales, sociales, techniques ou autres, à caractère législatif ou émanant de toutes autorités investies d'un pouvoir réglementaire ou normatif. (A titre illustratif, extension de la liste des produits consommés taxés, allouement de la taxation des activités polluantes par élargissement de l'assiette ou élévation des taux, abaissement des valeurs limites d'émission entraînant l'obligation de dépolluer les fumées) (...) ».

En l'espèce, l'entrée en vigueur (i) de l'arrêté du 26 août 2013 relatif aux normes de la directive IED, (ii) de l'accord interprofessionnel Jacques Bino, (iii) des arrêtés du 28 octobre 2010 et du 12 décembre 2014 susmentionnés relatifs au stockage des déchets inertes et (iv) l'augmentation du nombre de salariés en réponse aux prescriptions des services de l'Etat en Guadeloupe (DEAL) impliquent des modifications des caractéristiques techniques de la centrale AC induisant des investissements supplémentaires de plusieurs millions d'euros et des surcoûts d'exploitation fixes et proportionnels qui ne pouvaient être anticipés au moment de la signature du contrat initial.

Les surcoûts liés à l'augmentation des charges fixes d'exploitation induite par l'augmentation du nombre de salariés et l'introduction de l'accord Jacques Bino étaient connus du Producteur au moins à partir des années 2011 et 2014. Les variations des charges d'exploitation - lorsque l'équilibre économique du contrat ne s'avère pas affecté de façon significative - sont censées être couvertes par le niveau du taux de rémunération octroyé. Le Producteur ne les a pas portées à la connaissance de la CRE lors de ses précédentes saisines, ce qui indique que leur impact sur l'équilibre économique du contrat n'était pas perçu comme significatif par le Producteur. En conséquence, ces surcoûts ne donneront pas lieu à révision du niveau de compensation. Le choix de la CRE de ne pas compenser ces surcoûts ne remet pas en cause l'existence des charges liées à l'accord « Jacques Bino » ou aux prescriptions des services de l'Etat en Guadeloupe susmentionnées.

Sur le fondement de ce qui précède, la CRE a procédé à une analyse de l'impact sur le taux de rentabilité interne (TRI) de la centrale en ne prenant en compte que les surcoûts liés aux modifications du traitement des effluents gazeux et de la gestion des résidus solides. Cette évaluation fait apparaître que ces deux éléments ont pour effet de modifier substantiellement l'équilibre économique du contrat. En conséquence, les primes fixes et les prix proportionnels de référence, ainsi que certains autres paramètres du contrat, doivent être révisés. Le détail de l'analyse de l'impact sur le TRI et de la compensation du Producteur figure dans l'annexe confidentielle de la présente délibération.

2.1 Impact sur la puissance nette de la centrale

La puissance autoconsommée par les nouveaux équipements progressivement installés entraînera une baisse de la puissance nette de la centrale à partir du 1^{er} mars 2019. En conséquence, les prix de modulation et le taux d'émission normal doivent être réévalués.

La puissance nette est réajustée comme suit :

Jusqu'au 28/02/2019	34 MW
A partir du 01/03/2019	33,6 MW

Le taux d'émission normal de la centrale a été réévalué à (en tCO₂/MWh hors urée) :

Jusqu'au 28/02/2019	1,37
A partir du 01/03/2019	1,39

2.2 Actualisation de la prime fixe

La prime fixe de référence évaluée dans la délibération du 10 février 2016 a été ajustée pour tenir compte des surcoûts fixes supplémentaires dus à la modification du traitement des résidus solides.

Cette prime fixe sera complétée d'une prime fixe « IED » évaluée en application de la méthodologie du 23 avril 2015 susmentionnée et assurant la rémunération à un taux de 11 % des capitaux immobilisés pour les travaux de mise en conformité des processus de traitement des effluents gazeux, les amortissements de ces capitaux et les coûts fixes d'exploitation supplémentaires. Les travaux de mise en conformité du traitement des effluents gazeux n'étant pas encore réalisés, la prime fixe « IED » sera définitivement établie selon les modalités prévues par l'article 7 du projet d'avenant en application des dispositions du paragraphe 1.1.1. de la méthodologie.



2.3 Actualisation du prix proportionnel

Le prix proportionnel évalué dans la délibération du 10 février 2016 a été révisé pour tenir compte de l'impact sur les coûts d'exploitation variables et sur la puissance nette⁶ de la centrale des conséquences de la modification de la gestion des résidus solides et du traitement des effluents gazeux.

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

Le projet d'avenant prévoit un objectif de disponibilité spécifique pour 2019 afin de tenir compte de l'indisponibilité de la centrale pendant la réalisation des travaux de mise en conformité des processus de traitement des effluents gazeux. Par ailleurs, à partir du 1^{er} janvier 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. 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 de l'électricité produite par AC supporté par EDF SEI et ainsi imputable aux charges de service public de l'énergie devrait représenter de l'ordre de 4,4 M€ par an.

⁶ 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.

22 février 2017

4. DECISION DE LA CRE

Les prix d'achat contractuels ont été réévalués en prenant en compte les impacts technico-économiques liés à la modification du traitement des effluents gazeux et de la gestion des résidus solides issus de la combustion.

Les surcoûts relatifs à la hausse des frais de personnel liée à l'augmentation du nombre de salariés et à l'évolution de la réglementation relative au droit de travail restent à la charge du Producteur.

Sous réserve de leur conformité aux montants évalués dans l'annexe confidentielle, les charges de service public supportées par la société EDF SEI au titre du contrat d'achat conclu avec Albioma Caraïbes modifié par le projet d'avenant objet de la présente délibération seront compensées.

La copie de l'avenant signé sera transmise à la CRE.

La présente délibération sera notifiée aux parties co-contractantes, EDF SEI et Albioma Caraïbes, et transmise à la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, La délibération, hors annexe confidentielle, sera publiée sur le site de la CRE.

Délibéré à Paris, le 22 février 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO