

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 avril 2015 relative à l'évaluation du projet d'avenant au contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Ile de La Réunion) et la société Albioma Le Gol pour une installation de production d'électricité à La Réunion

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN et Jean Pierre SOTURA, commissaires.

En application du paragraphe V bis de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité, 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 23 décembre 2014, d'un projet d'avenant au contrat d'achat, conclu entre la société EDF et la société Albioma Le Gol, relatif à l'électricité produite par la centrale bagasse charbon Gol-B d'une puissance électrique active nette moyenne de 52,5 MW située au sud de l'île de La Réunion.

La société Albioma Le Gol (ci-après le « Producteur ») est une filiale à 100% de la société Albioma.

Des éléments complémentaires, nécessaires à l'analyse, ont été demandés par la CRE à la société EDF. Les derniers éléments ont été fournis le 9 mars 2015.

1. Contexte

Aux termes du paragraphe V bis de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité, « *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 la Commission de régulation de l'énergie, 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* ».

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 sont applicables dans les zones non interconnectées (ZNI) à compter du 1^{er} janvier 2020.

Afin de respecter les valeurs limites d'émission, des investissements significatifs doivent être réalisés sur l'ensemble des installations de la société Albioma concernées par la directive IED. Cette mise aux normes entraînera une augmentation des coûts d'exploitation et de fonctionnement liés aux adaptations techniques rendues nécessaires en vue de la prise en compte du dispositif IED.

Le planning de réalisation des travaux de mise en conformité des centrales de la société Albioma est soumis à plusieurs contraintes :

- pour préserver la stabilité du réseau électrique des ZNI concernées, les installations de la société Albioma doivent être disponibles pendant les périodes chaudes et plusieurs tranches ne peuvent être à l'arrêt en même temps ;
- pour permettre l'approvisionnement des sucreries en vapeur, les installations doivent fonctionner pendant la période sucrière ;
- les opérations doivent être décalées de manière à s'assurer de la disponibilité des équipes techniques de la société Albioma pour un bon suivi des travaux.

Dans ces conditions, le respect de l'obligation de mise en conformité de l'ensemble des centrales de la société Albioma avant le 1^{er} janvier 2020 implique que les travaux de la première centrale soient réalisés en 2016. L'optimisation du planning des opérations, convenu entre EDF SEI et la société Albioma, impose de débiter les travaux de mise en conformité par ceux relatifs à la centrale Gol-B située à la Réunion.

Le contrat d'achat d'électricité relatif à la centrale Gol-B a été conclu entre le Producteur et EDF SEI le 14 avril 2004. Depuis lors il a été modifié par avenants successifs. Afin de prendre en compte les conséquences techniques et économiques des travaux de mise en conformité évoqués précédemment, le Producteur sollicite un avenant en application de l'article 21 « Clause de sauvegarde » du contrat d'achat, qui prévoit la possibilité d'une révision du contrat.

La CRE a adopté le 23 avril 2015 une délibération 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 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

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 et à Saint-Pierre et Miquelon, est fixé à 11 % par l'arrêté du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production dans les zones non interconnectées.

2. Analyse du projet d'avenant

L'analyse du projet d'avenant a été menée en application de la méthodologie¹ d'évaluation des coûts d'investissement et d'exploitation des moyens de production d'électricité dans les zones non interconnectées.

Les circonstances exposées par l'acheteur obligé pour solliciter une révision de sa compensation ont été examinées par la CRE au regard du paragraphe 1.9 de cette méthodologie.

L'article 21 du contrat conclu le 26 mars 2004 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.* »

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, alourdissement 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 de 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 entraîne des modifications des caractéristiques techniques de la centrale induisant des surcoûts d'exploitation, fixes et proportionnels.

Ces modifications techniques ne pouvaient être anticipées au moment de la signature du contrat initial (mars 2004), l'arrêté de mars 2013 reprenant les dispositions d'une directive européenne de novembre 2010. Les investissements à réaliser (plusieurs millions d'euros) ont pour effet de modifier substantiellement l'équilibre économique du contrat.

¹ 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 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.

En conséquence, la prime fixe et le prix proportionnel de référence, ainsi que certains autres paramètres du contrat, doivent être révisés. Le détail de la compensation du Producteur après mise aux normes de la centrale Gol-B figure dans l'annexe confidentielle.

2.1.1. 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. La puissance nette réajustée s'élève à 51,8 MW en mode de fonctionnement charbon et à 39,7 MW en mode bagasse, en lieu et place de 52,5 MW et 40 MW respectivement.

Du fait de l'augmentation des autoconsommations de la centrale et de la baisse de sa puissance nette, les prix de modulation doivent être revus.

Par ailleurs, le taux d'émission normal de la centrale a été réévalué à 1,23 tCO₂/MWh hors urée (1,21 tCO₂/MWh dans le contrat initial).

2.1.2. Actualisation de la prime fixe

La prime fixe prévue dans le contrat sera complétée d'une prime fixe IED évaluée en application de la méthodologie susmentionnée du 9 septembre 2014. La prime fixe IED rémunérera à un taux de 11% les capitaux immobilisés pour les travaux de mise en conformité et compensera les amortissements de ces capitaux et les coûts fixes d'exploitation supplémentaires.

Le Producteur a évalué la part du BFR relative aux pièces de rechange et les coûts d'entretien en fonction du montant des investissements hors génie civil. L'examen détaillé a fait apparaître que l'assiette d'investissement retenue comprenait des coûts non liés à un actif physique.

L'octroi de mer et l'octroi de mer régional qui s'appliquent sur les biens importés dans les DOM et dont les taux sont fixés par le Conseil régional de La Réunion, ne doivent pas être comptabilisés dans l'assiette d'investissement soumise à une rémunération du capital. Le montant correspondant aux octrois de mer non récupérables doit être intégré dans les charges d'exploitation de l'année de la mise en service de nouveaux équipements. Une stipulation spécifique à ce sujet doit être ajoutée au projet d'avenant.

La prime fixe IED initiale et prévisionnelle figurant en annexe tient compte de la ré-estimation du BFR et des coûts d'entretien et de l'extraction de l'octroi de mer de l'assiette d'investissement soumise à une rémunération du capital. La prime fixe IED sera définitivement établie selon les modalités prévues par l'article 2.3 de l'avenant.

2.1.3. Actualisation du prix proportionnel

Le contrat prévoit deux prix proportionnels en fonction du mode de fonctionnement de la centrale : un prix proportionnel charbon et un prix proportionnel bagasse. Les deux prix ont été révisés à la hausse dans le projet d'avenant pour tenir compte de l'impact sur les coûts d'exploitation variables et sur la puissance nette de la centrale des travaux de mise en conformité. La CRE a relevé une erreur dans l'évaluation du prix proportionnel bagasse.

Par ailleurs, au moment de l'examen du projet d'avenant, le Producteur ne dispose d'aucun contrat pour la valorisation du sulfogypse, produit accessoire au processus de désulfuration. Si une valorisation du sulfogypse, donnant lieu à perception de recettes, a lieu au cours de la vie du contrat, elle devra être prise en compte dans l'équilibre financier du contrat via une réévaluation du prix proportionnel.

2.1.4. Impact sur la disponibilité de la centrale et les indicateurs de performance

Le projet d'avenant prévoit un objectif de disponibilité spécifique à l'année 2016 pour tenir compte de l'indisponibilité de la centrale pendant la réalisation des travaux.

Par ailleurs, l'objectif de disponibilité contractuelle est ajusté pour tenir compte de défaillances fortuites induites par l'installation des nouveaux systèmes de traitement de fumées liée aux travaux de mise en conformité. Ces défaillances augmenteront également le nombre d'occurrences 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 d'électricité

Les charges de service public d'électricité (CSPE) prévisionnelles liées aux travaux de mise en conformité ont été évaluées sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel de la centrale Gol-B à pleine puissance. La CRE a ainsi estimé qu'en moyenne jusqu'à l'échéance du contrat, le surcoût d'achat annuel pour la CSPE représentera 4 352 k€.

4. Décision de la CRE

Sous réserve de la prise en compte des corrections mentionnées aux paragraphes 2.1.2 et 2.1.3 de la présente délibération, dont les détails chiffrés sont présentés dans l'annexe confidentielle, les charges de service public supportées par la société EDF au titre du projet d'avenant exposé seront compensées.

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

Fait à Paris, le 23 avril 2015

Pour la Commission de régulation de l'énergie
Le président,

Philippe de LADOUCETTE