

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 septembre 2015 relative à l'évaluation des projets d'avenants aux contrats d'achat conclus entre la société EDF (centre EDF Ile de la Réunion et centre EDF Guadeloupe) et les filiales de la société Albioma pour les installations de production d'électricité de Bois-Rouge et du Gol situées à la Réunion et pour l'installation d'Albioma Caraïbes située en Guadeloupe

Participaient à la séance : Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Yann Padova 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 15 juin 2015, de quatre projets d'avenants aux contrats d'achat, conclus entre la société EDF SEI et les sociétés suivantes, filiales à 100% de la société Albioma :

- la société Albioma le Gol, anciennement dénommée Compagnie Thermique du Gol, pour ses deux centrales bagasse charbon de 59 MW (ALG-A) et de 52,5 MW (ALG-B) ;
- la société Albioma Bois-Rouge, anciennement dénommée Compagnie Thermique de Bois Rouge, (ABR) pour la centrale bagasse charbon composée de deux unités de 55 MW (ABR1) et de 44,5 MW (ABR2) ;
- la société Albioma Caraïbes, anciennement dénommée Caraïbes Énergie, pour la centrale fonctionnant au charbon de 34 MW (AC).

Les installations ALG-A, ALG-B et ABR sont situées à la Réunion. L'installation AC est située en Guadeloupe. Les sociétés filiales de la société Albioma sont dénommées ci-après le « Producteur ».

Des éléments complémentaires, nécessaires à son analyse, ont été demandés par la CRE à EDF SEI. Les derniers éléments lui ont été fournis le 27 juillet 2015.

1. Contexte

1.1. 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* ».

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. 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 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.

1.2. Problématique des sous-produits de combustion

Conformément aux données transmises par le Producteur les centrales ALG-A, ALG-B, ABR et AC génèrent chaque année de l'ordre de 175 000 tonnes de sous-produits de combustion (SPC), sous forme de scories et de cendres volantes, dont plus de 80% proviennent de l'utilisation du charbon.

Jusqu'à la mi-juin 2012, les SPC de charbon ont été utilisés en remblai de carrières et de terrains agricoles accidentés. Les SPC de bagasse étaient valorisés par retour aux champs de cannes comme amendement. Le Producteur déclare que, conformément aux hypothèses économiques qui avaient été retenues lors de l'établissement des contrats d'achat d'électricité, le bilan économique des coûts et des recettes dus à ces valorisations était nul.

En 2012, sur le fondement des dispositions de l'arrêté du 28 octobre 2010 relatif aux installations de stockage des déchets inertes, la Direction de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DEAL) a relevé des difficultés quant à la valorisation en remblai des SPC charbon. L'arrêté du 28 octobre 2010 a été ensuite abrogé par l'arrêté du 12 décembre 2014¹ 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, lequel fixe à partir du 1^{er} janvier 2015 le régime des installations de stockage de déchets inertes (ISDI) et qui reprend cependant les seuils d'acceptation de déchets non dangereux inertes que les SPC des centrales du Producteurs devaient respecter.

Afin de respecter ce cadre réglementaire, le Producteur a été amené à éliminer les SPC successivement dans des installations de stockage de déchets non-dangereux (ISDnD) puis dans des installations de stockage de déchets inertes (ISDI). Dans l'attente de la mise en exploitation de centres de stockage, une partie des SPC continuaient, en accord avec la DEAL, d'être valorisés en remblais. Cette mise en conformité à la réglementation a entraîné une augmentation des coûts d'exploitation du Producteur.

Les contrats d'achat d'électricité relatifs aux centrales ALG-A, ALG-B, ABR et AC ont été respectivement conclus le 17 décembre 2003, le 14 avril 2004, le 19 novembre 2004 et le 25 mars 2008. Depuis lors, ils ont été modifiés par plusieurs avenants successifs. Afin de prendre en compte les dépenses afférentes à la gestion des SPC supportées depuis 2012 et pour les années à venir, le Producteur s'est rapproché d'EDF SEI afin de faire évoluer le contrat d'achat en application des articles relatifs à la « Clause de sauvegarde » des contrats d'achat, qui prévoient la possibilité d'une révision de ces contrats. En conséquence, EDF SEI saisit la CRE pour qu'elle procède à une nouvelle évaluation du montant de sa compensation au titre des charges de service public.

2. Contenu et analyse des projets d'avenants

L'analyse des projets d'avenants a été menée en application de la méthodologie d'évaluation des coûts d'investissement et d'exploitation des moyens de production d'électricité dans les zones non interconnectées².

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

¹ 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.

² 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.

Ce paragraphe précise, s'agissant de la révision de la compensation, que « l'examen des projets repose sur leurs coûts prévisionnels, qui sont susceptibles d'évolution tout au long des phases de construction et d'exploitation.

Dans le cas où surviendrait un évènement indépendant de la volonté du porteur de projet, qui ne pouvait pas faire l'objet d'une couverture, notamment par un contrat d'assurance, tout ou partie du surcoût engendré, dès lors qu'il entraîne une modification substantielle de l'équilibre économique du contrat, peut donner lieu à une révision du niveau de la compensation.

De tels évènements peuvent être notamment qualifiés d' « imprévision », de « sujétions techniques imprévues » ou de « force majeure ».

La prise en compte d'un tel évènement fera l'objet d'un avenant au contrat initial, soumis à l'évaluation de la CRE ».

La « Clause de sauvegarde » des quatre contrats d'achat 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 28 octobre 2010 et du 12 décembre 2014 susvisés relatifs au stockage des déchets inertes a entraîné selon le Producteur des modifications de gestion des SPC induisant une augmentation des coûts variables d'exploitation.

Ces modifications sont indépendantes de la volonté du Producteur.

2.1 Objet des projets d'avenants

EDF SEI saisit la CRE pour réévaluer la compensation des charges issues des dépenses engagées par le Producteur en raison de la modification de gestion des SPC en 2012, 2013 et 2014 et pendant les années à venir.

Les surcoûts induits concernent essentiellement le transport des SPC jusqu'aux installations de stockage de déchets, les coûts d'élimination des SPC et le paiement de la taxe générale sur les activités polluantes lorsque les SPC sont éliminés en ISDnD. Afin de réduire les coûts de gestion des SPC, le Producteur est en train de préparer un dossier demandant l'accès à l'ISDI de Jarry en Guadeloupe. Dans le même but, le Producteur envisage également de procéder à l'ouverture d'au moins une ISDI à la Réunion dans le futur.

Dans une moindre mesure, les surcoûts d'élimination des SPC comprennent également les surcoûts dus à la préparation et aux analyses périodiques des mélanges de SPC permettant de respecter les seuils d'acceptation de déchets afin de rendre possible leur élimination en ISDI. A ceci s'ajoutent les coûts liés aux études et recherches engagées par le Producteur pour caractériser les SPC et pour identifier des voies alternatives de valorisation dans le but d'en minimiser le coût d'élimination. A ce titre, un accord de partenariat a été signé avec les cimentiers de l'île de la Réunion pour la recherche et le développement d'une filière de valorisation des SPC dans les remblais de carrières, les techniques routières, la formulation des bétons. Les études sont en cours.

En raison d'une maîtrise difficile de ces coûts et d'une possibilité réduite de mise en concurrence dans le contexte insulaire, EDF SEI sollicite pour les années à venir la compensation des charges issues des coûts tels qu'exposés par le Producteur sur présentation des justificatifs et factures attestant de ces coûts.

2.2 Impact sur l'équilibre économique des contrats

La CRE a procédé à une analyse de l'impact des surcoûts de gestion des SPC sur l'équilibre économique des contrats en évaluant l'impact sur le taux de rentabilité interne (TRI) de chaque projet. Le détail de l'analyse figure dans l'annexe confidentielle.

Sur la base des éléments présentés par le Producteur et prenant l'hypothèse qu'en l'absence des surcoûts de gestion des SPC les contrats actuels sont en équilibre économique avec un TRI de 11%, la modification

de gestion des SPC pendant les années 2012, 2013 et 2014 a un impact marginal sur le TRI qui s'établit entre 10,95% et 10,99% en fonction de la centrale.

En prenant l'hypothèse d'un fonctionnement des installations à pleine puissance, l'impact sur le TRI des coûts de gestion des SPC jusqu'à échéance des contrats³ est estimé à environ 10,8% pour toutes les centrales sauf pour l'ALG-B pour laquelle le TRI s'établit à 10,6%.

Cependant, si aux termes des études menées par le Producteur, une solution de valorisation des SPC pouvait être mise en œuvre permettant d'éviter ou de compenser les coûts de gestion des SPC, l'impact sur le TRI serait encore amoindri. Ainsi, la mise en œuvre d'une telle solution en 2020 conduirait à un TRI de l'ordre de 10,88% pour toutes les centrales sauf pour ALG-B pour laquelle le TRI s'établirait à 10,77%.

3. Décision de la CRE

Le paragraphe 1.9 de la méthodologie annexée à la délibération du 23 avril 2015 indique que la prise en compte des surcoûts engendrés par un « événement indépendant de la volonté du porteur de projet, qui ne pouvait pas faire l'objet d'une couverture, notamment par un contrat d'assurance, » ne peut donner lieu à une révision du niveau de la compensation que « dès lors que [ces surcoûts entraînent] une modification substantielle de l'équilibre économique du contrat ».

En l'espèce, la modification de la gestion des SPC en application des arrêtés du 28 octobre 2010 et du 12 décembre 2014 susvisés induit des coûts variables d'exploitation supplémentaires.

Toutefois, sur la base d'une analyse prospective menée avec les éléments fournis par le Producteur et EDF SEI, la modification de l'équilibre économique des contrats ne peut être considérée comme substantielle au sens du paragraphe 1.9 de la méthodologie du 23 avril 2015.

En outre, au regard des démarches que le Producteur a engagées - préparation de l'ouverture de ces propres centres de stockage de déchets, recherche de voies de valorisation alternative des SPC - l'impact sur le TRI pourrait être largement amoindri, voire évité, ce qui indique que ces surcoûts ne sont pas inévitables.

Au regard de l'ensemble de ces éléments, les charges que la société EDF SEI pourrait supporter au titre des projets d'avenants exposés ne seront pas compensées.

Le Producteur est invité à poursuivre ses démarches d'optimisation de gestion des SPC.

Fait à Paris, le 24 septembre 2015

Pour la Commission de régulation de l'énergie
Un commissaire,

Jean Pierre SOTURA

³ Les contrats d'achat pour les installations ALG-A, ALG-B, ABR1, ABR2 et AC arrivent à échéance respectivement en 2030, 2030, 2027, 2038 et 2040.