



DELIBERATION N° 2017-091

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 20 avril 2017 portant décision sur le projet de contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Guyane) et la société Biomasse Energie de Montsinéry (BEM) pour une installation de production d'électricité située sur la commune de Montsinéry-Tonnégrande en Guyane

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 7 septembre 2015, d'un projet de contrat d'achat conclu entre la société EDF et la société Biomasse Energie de Montsinéry (BEM), relatif à l'électricité produite par une installation de production d'électricité située sur la commune de Montsinéry-Tonnégrande en Guyane. La société BEM (ci-après le « Producteur ») est une filiale d'Albioma.

Les pièces constituant le dossier de saisine initiale s'étant avérées insuffisantes, la CRE a demandé à EDF SEI et au Producteur, et ce à plusieurs reprises, les éléments complémentaires nécessaires à son analyse. Les derniers éléments lui ont été fournis le 6 avril 2017 à l'occasion d'une audition du Producteur par le collège de la CRE.

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.

Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production électrique situées en Guyane 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 de contrat

Le projet de centrale de BEM sur la commune de Montsinéry-Tonnégrande en Guyane, objet du projet de contrat, est une installation fonctionnant à la biomasse (bois-énergie) d'une puissance électrique active nette de 5,3 MW. Le projet de contrat d'achat d'électricité conclu entre le Producteur et EDF SEI prévoit une durée d'exploitation de 25 ans.

La rémunération du Producteur – définie par le projet de contrat – comprend une prime de puissance garantie (PPG) et un prix proportionnel de l'énergie (PPE). La PPG rémunère les capitaux immobilisés à un taux de 11 %, et compense les amortissements et les coûts fixes d'exploitation. C'est la principale composante de la rémunération du Producteur. D'autre part, le PPE couvre les coûts variables d'exploitation liés à l'approvisionnement en biomasse, à la gestion des cendres issues de la combustion du bois, aux consommables et aux frais de maintenance variable.

1.3 Protocole d'accord du 2 avril 2017 entre la Ministre des Outre-mer et le Président de l'interprobois Guyane

Le 2 avril dernier, dans le contexte de la mobilisation sociale en Guyane, un protocole d'accord a été signé entre la Ministre des Outre-mer et le président de l'interprobois Guyane en réponse aux revendications de cette dernière. Ce protocole d'accord – qui comprend un volet relatif aux projets de centrales biomasse dont la CRE a été saisie – indique notamment que « *l'Etat s'engage à établir une médiation [...] afin de défendre et garantir un tarif de 55 €/t pour les plaquettes broyées issues de connexes de scierie et de 90 €/t pour les plaquettes forestières broyées et livrées issues de l'exploitation forestière* ». Par ailleurs, ce protocole d'accord indique que « *le premier audit annuel de la CRE sera effectué à compter de la fin de la première année d'exploitation effective des centrales de biomasse* ».

2. ANALYSE DE LA CRE

2.1 Pertinence de l'investissement

La filière biomasse constitue un enjeu important pour le développement économique de la Guyane et la réussite de sa transition énergétique, auxquels la CRE porte une attention toute particulière. La Programmation pluriannuelle de l'énergie de Guyane, dont le décret d'approbation a été signé le 17 mars dernier, prévoit ainsi 40 MW de biomasse installée sur le territoire en 2023. Le projet biomasse de BEM contribuera à l'atteinte de ces objectifs de politique énergétique.

En outre, ce projet contribuera à répondre au besoin de production de base identifié à l'horizon 2020 dans le bilan prévisionnel d'EDF SEI relatif à l'équilibre offre-demande d'électricité en Guyane. Ce besoin est notamment dû au déclassement de la centrale de Dégrad des Cannes prévu à l'horizon 2020, ainsi qu'à l'augmentation attendue de la consommation d'électricité.

2.2 Remarques relatives à l'installation de production d'électricité

En octobre 2016, le Producteur a fait état de nouveaux surcoûts induits par une mauvaise estimation initiale de sept postes de dépenses d'exploitation (OPEX) de la centrale pour une augmentation de près de 40 %. Les différents postes ayant fait l'objet de variations sont précisés ci-dessous.

2.2.1 Charges de personnel

Le Producteur a fait état d'une augmentation des charges de personnel de la centrale de près de 30 %, résultant d'une mauvaise estimation initiale. Ces surcoûts seront retenus dans l'évaluation de la compensation. Toutefois, les livres de paie du Producteur devront être transmis à l'occasion des audits de la CRE relatifs aux dépenses d'exploitation du Producteur (paragraphe 2.4.1).

2.2.2 Gardiennage, nettoyage, espaces verts, formations

Le Producteur a fait état de surcoûts de près de 279 % sur le poste comprenant le gardiennage, le nettoyage de la centrale, l'entretien des espaces verts et la formation du personnel. Cette révision – qui résulterait d'une mauvaise estimation initiale – a été justifiée par le Producteur à partir des coûts constatés sur la centrale d'Albioma Caraïbes (34 MWe nets) située en Guadeloupe, sans mise à l'échelle probante et sans justification du plus haut degré de pertinence de cette estimation par rapport à celle faite initialement.

En conséquence, ces surcoûts ne seront pas retenus dans l'évaluation de la compensation.

2.2.3 Consommables (hors électricité)

Le Producteur a fait état de surcoûts de près de 216 % s'agissant des consommables utilisés dans la centrale (eau et réactifs d'eau de chaudière). Cette révision – qui résulterait d'une mauvaise estimation initiale – a été justifiée par le Producteur à partir des coûts prévisionnels du projet de centrale de Galion 2 (d'une puissance de

34 MWe nets) situé en Martinique, sans justifier le plus haut degré de pertinence de cette estimation par rapport à celle faite initialement.

En conséquence, ces surcoûts ne seront pas retenus dans l'évaluation de la compensation.

2.2.4 Pièces de rechange (BFR)

Le Producteur a fait état de surcoûts de près de 51 % sur le montant de pièces de rechanges pris en compte dans le besoin en fonds de roulement (BFR). Cette révision a été justifiée par le Producteur sur la base d'une estimation forfaitaire, sans en justifier le plus haut degré de pertinence par rapport à l'évaluation précise du constructeur de la centrale qui a été fournie initialement.

En conséquence, ces surcoûts ne seront pas retenus dans l'estimation de la compensation.

2.2.5 Autres postes

Les évolutions relatives aux autres postes (impôts et taxes, assurances, fonctions support) n'appellent pas de commentaires.

2.3 Remarques relatives à l'approvisionnement en biomasse

2.3.1 Remarques relatives au plan d'approvisionnement

2.3.1.1 Plan d'approvisionnement envisagé par le Producteur

Le Producteur envisage un approvisionnement en bois-énergie issu :

1. de l'exploitation forestière de bois-énergie dans un massif pauvre en bois d'œuvre (pour environ deux tiers du volume total de biomasse utilisée) ;
2. de défriche agricole (pour environ un tiers du volume total de biomasse utilisée).

2.3.1.2 Evolution du plan d'approvisionnement

Compte tenu des incertitudes relatives à l'évolution du plan d'approvisionnement, le contrat passé entre le Producteur et EDF SEI devra prévoir sa réévaluation *a minima* tous les 5 ans, en tenant compte de l'ensemble des consultations et validations nécessaires à l'échelle locale, en particulier l'avis de la cellule biomasse ou son équivalent, s'agissant notamment des éventuels conflits d'usage. Ainsi, le Producteur et EDF SEI établiront un avenant la 4^{ème} année de chaque période quinquennale, assorti des éléments justifiant l'éventuelle modification du plan d'approvisionnement pour la période suivante, son impact sur les coûts prévisionnels de combustible, ainsi que sur le PPE et la PPG applicables pour la période quinquennale à venir.

2.3.1.3 Prise en compte des recettes issues de la valorisation du bois d'œuvre

Il est apparu en cours d'instruction que le Producteur envisageait de valoriser le bois d'œuvre exploité en parallèle du bois-énergie, sans en exposer les recettes à la CRE. Le contrat passé entre EDF SEI et le Producteur devra prévoir que les recettes nettes tirées de la valorisation du bois d'œuvre viendront en déduction de la rémunération versée au Producteur.

2.3.2 Coûts d'approvisionnement en biomasse

2.3.2.1 Analyse du coût de la biomasse exposé par le Producteur

Les éléments dont dispose la CRE indiquent que la rémunération à la tonne demandée par les exploitants forestiers pour l'exploitation du bois-énergie – constitué de bois de mauvaise qualité et de rebuts de l'exploitation du bois d'œuvre – est égale à celle qu'ils perçoivent pour l'exploitation du seul bois d'œuvre. Il semblerait donc que les coûts de la biomasse présentés par le Producteur sous-estiment de manière significative les synergies possibles entre l'exploitation du bois d'œuvre et du bois-énergie.

2.3.2.2 Coûts de la biomasse retenus pour l'évaluation de la compensation

Dans l'attente de l'établissement des références de prix de la biomasse qu'elle a appelé de ses vœux dans son rapport de mission en Guyane¹, et dans le contexte du protocole d'accord signé le 2 avril 2017 entre la Ministre des Outre-mer et le président de l'interprobois Guyane, la CRE prendra en compte – pour l'évaluation de la compensation – les prix de la biomasse tels qu'ils lui ont été exposés par le Producteur, et ce en dépit des éléments d'analyse présentés ci-dessus.

Il convient toutefois de noter que les tarifs d'achat du bois-énergie définis par le protocole d'accord du 2 avril doivent être conformes aux règles communautaires en matière d'aides d'Etat et notifiés à la Commission européenne, en vue de leur approbation préalable à toute entrée en vigueur. A défaut, les autorités communautaires

¹ Rapport de mission de la CRE en Guyane, février 2017.

pourraient être amenées à demander aux entreprises qui en auraient bénéficié le remboursement des aides versées.

2.3.2.3 Rémunération de la filiale d'Albioma en charge de la gestion de l'approvisionnement

Au-delà des coûts de la biomasse que la CRE retient intégralement, le Producteur a exposé les coûts relatifs à une société en charge de la gestion de l'approvisionnement – filiale d'Albioma au même titre que le Producteur – qui répond en grande partie à une logique de minimisation des risques liés à l'approvisionnement. Par conséquent, les coûts exposés ne seront que partiellement retenus dans l'évaluation de la compensation. De plus, les livres de paie de la société d'approvisionnement devront être transmis à l'occasion des audits de la CRE relatifs aux OPEX du Producteur.

2.4 Modalités contractuelles

2.4.1 Audits des OPEX

Compte tenu des incertitudes relatives au coût de l'approvisionnement, et en cohérence avec le protocole d'accord du 2 avril, le contrat passé entre le Producteur et EDF SEI devra prévoir la possibilité d'audits des coûts supportés par le Producteur – en particulier des coûts d'approvisionnement – au terme de la première année d'exploitation de la centrale. Les résultats de ces audits pourront donner lieu à une révision de la compensation à la baisse ou à la hausse à la condition de respecter les conditions d'activation de la clause de revoyure définies par la CRE à l'article 1.9 de sa méthodologie. Par ailleurs, les contrats passés avec les sous-traitants en charge de l'approvisionnement en biomasse ne devront pas faire obstacle à la transmission de l'ensemble des données permettant l'analyse des coûts qu'ils supportent.

2.4.2 Mécanisme de partage des gains sur le PPE

Un mécanisme de partage sur les économies réalisées sur les coûts variables d'exploitation – et plus généralement sur l'ensemble des OPEX – ne pourra être mis en œuvre que sous réserve d'une connaissance détaillée des coûts de référence, qui ne sera disponible qu'à l'issue du premier audit des coûts par la CRE.

2.4.3 Ajustement annuel de la part variable de la rémunération

Dans l'attente de la mise en place d'un tel mécanisme de partage, le Producteur fournira chaque année à EDF SEI un calcul du PPE réalisé accompagné des éléments justificatifs (factures notamment) relatifs au coût d'approvisionnement en biomasse et aux autres composantes du prix proportionnel (coût de gestion des cendres, coût des consommables, coût de la maintenance variable) sur l'année civile écoulée.

Dans le cas où le PPE réalisé est supérieur au PPE prévisionnel, le PPE prévisionnel sera retenu pour le calcul de la compensation. Dans le cas contraire, le PPE réalisé sera retenu pour le calcul de la compensation.

2.4.4 Mécanisme de bonus/malus incitant à la disponibilité de l'installation

Le contrat prévoit que dans le cas où la disponibilité de l'installation du Producteur est supérieure à celle prévue par son engagement contractuel, la PPG annuelle est affectée d'un bonus. Dans le cas contraire, elle est affectée d'un malus.

Afin d'inciter le Producteur à se rendre disponible jusqu'au terme du contrat, ce bonus/malus annuel devra être calculé sur la base de :

- la PPG annuelle jusqu'à la mi-contrat ;
- la PPG de l'année de mi-contrat pour les années suivantes.

2.4.5 Autres clauses contractuelles

Certaines clauses contractuelles que le Producteur et/ou EDF SEI ont souhaité introduire sont susceptibles de remettre en question la disponibilité de l'installation. Dès lors, l'approbation par la CRE de la compensation associée au projet de contrat est conditionnée à la suppression de ces clauses, précisées au 1 de l'annexe confidentielle.

3. DECISION DE LA CRE

Comme elle l'avait annoncé dans son courrier du 6 avril dernier à la ministre des outre-mer et à la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, la CRE – dans l'attente de l'établissement des références de prix de la biomasse qu'elle a appelé de ses vœux dans son rapport de mission en Guyane, et dans le contexte du protocole d'accord signé le 2 avril 2017 entre la ministre des outre-mer et le président de l'interprobois Guyane – a retenu les coûts de la biomasse tels qu'ils lui ont été exposés par le Producteur pour l'évaluation de la compensation afférente au projet de contrat d'achat conclu avec EDF SEI.

En tout état de cause, au regard de l'incertitude relative aux coûts cette filière naissante, la CRE réalisera des audits réguliers, en particulier sur les coûts de l'approvisionnement des installations. Le principe de ces audits, l'accès aux comptes des fournisseurs et la transmission des éléments justificatifs à échéances périodiques doivent dès lors être prévus par les documents contractuels.

Sous réserve de la prise en compte de l'ensemble des modifications demandées dans la présente délibération et de la conformité du contrat aux montants définis dans l'annexe confidentielle, les charges de service public supportées par EDF SEI au titre du contrat d'achat conclu avec le Producteur seront compensées.

Une copie du contrat signé sera transmise à la CRE.

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

Délibéré à Paris, le 20 avril 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO