

## **DELIBERATION N° 2023-310**

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 octobre 2023 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet d'avenant au contrat d'achat entre la société EDF (EDF Guyane) et la société Voltalia Biomasse Amazone Investissement pour son installation de production d'électricité située sur la commune de Cacao en Guyane

Participaient à la séance Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, 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 12 avril 2022, d'un projet d'avenant au contrat d'achat, conclu entre EDF SEI et la société Voltalia Biomasse Amazone Investissement (ci-après le « Producteur » ou « VBAI »), relatif à l'électricité produite par une installation de production d'électricité située sur la commune de Cacao en Guyane. Le Producteur est une filiale à 100 % de la société Voltalia Guyane, elle-même détenue à 80 % par Voltalia SA et à 20 % par la Caisse des dépôts et consignations.

Ce projet d'avenant porte sur la révision de la prime fixe de disponibilité et du prix proportionnel de l'énergie et inclut une demande de révision du niveau de ces primes au titre de la clause de sauvegarde du contrat d'achat.

### **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 ».

S'agissant de la révision de la prime fixe de disponibilité, l'analyse de la CRE, portant sur la révision postérieure à la mise en service de l'installation de l'une des composantes de la part fixe de la compensation, à savoir la rémunération du capital immobilisé, s'appuie sur la délibération du 23 avril 2015<sup>1</sup>.

Son paragraphe 1.1.1 prévoit, en effet que :

*« L'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération fait l'objet d'une révision au cours de l'année de MSI. Avant la fin de cette année, le porteur de projet transmet à la CRE la chronique prévisionnelle de décaissement des investissements, leur chronique réelle, ainsi que les éléments justifiant les écarts constatés. »*

<sup>1</sup> Délibération de la CRE 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.

*La CRE effectue une comparaison entre la somme des décaissements actualisés à l'année précédant celle de la MSI des investissements réels hors raccordement, notée  $I_r$ , (respectivement des décaissements réels de raccordement, notée  $R_r$ ) et la somme des décaissements actualisés à l'année précédant celle de la MSI des investissements prévisionnels hors raccordement, notée  $I_p$ , (respectivement des décaissements prévisionnels de raccordement, notée  $R_p$ ) ».*

La méthodologie 2015 a été remplacée par la méthodologie du 17 décembre 2020<sup>2</sup>, publiée par la CRE le 25 janvier 2021. La CRE applique en particulier cette méthodologie à l'occasion « d'une demande de révision de la compensation portant sur de nouveaux coûts ou recettes ou sur de nouvelles dispositions contractuelles de toute installation ayant déjà fait l'objet d'une délibération de la CRE ».

S'agissant de la mise en œuvre de la clause de sauvegarde par le Producteur, les coûts exposés dans la demande de révision du niveau de la prime étant « nouveaux », l'analyse du projet d'avenant relatif à ces coûts nouveaux a été menée en application de cette dernière méthodologie.

## **1.2 Objet du projet d'avenant au contrat d'achat**

VBAI exploite une installation de production d'électricité à partir de biomasse d'une puissance active nette de 5,1 MW, située sur la commune de Cacao en Guyane.

Le contrat d'achat d'électricité a été conclu entre EDF SEI et le Producteur pour une durée d'exploitation de 25 ans, après délibération de la CRE du 20 avril 2017<sup>3</sup>. La CRE avait évalué le coût de production normal et complet de cette installation sur la base des éléments de coûts prévisionnels transmis par le Producteur.

La centrale de Cacao a été mise en service le 21 avril 2021, 15 mois après la date prévisionnelle indiquée dans le contrat d'achat.

Le Producteur fait état de surcoûts d'investissements et d'exploitation et demande la prise en compte d'une partie de ces coûts, en application des stipulations des trois articles suivants :

- l'article 9.1.2 relatif à la révision de la Prime de Puissance Garantie (« PPG ») après la mise en service industrielle de l'installation (ou prime fixe) prévoit que « *la PPG<sub>0</sub> sera révisée par un avenant qui sera signé dans les douze mois suivant la date de Mise en Service Industriel de l'Installation, après validation par la Commission de Régulation de l'Énergie des montants constatés  $I_r$ ,  $I_r'$ ,  $I_p$ ,  $S_r$  et  $R_r$  (...) » ;*
- l'article 16.1 relatif à la compensation du surcoût lié à l'aléa géotechnique ;
- l'article 28 relatif à la clause de sauvegarde qui prévoit que « *les Parties s'engagent à négocier une révision du présent contrat afin de maintenir son équilibre économique en cas de survenance d'un événement ou de circonstances indépendantes de la volonté du Producteur, affectant de manière durable et significative dans un sens ou dans l'autre l'exécution du présent contrat et ne pouvant pas faire l'objet d'une couverture (...) ».*

En conséquence, EDF SEI a saisi la CRE le 12 avril 2022 pour qu'elle procède à une nouvelle évaluation du montant de sa compensation au titre des charges de service public pour cette centrale.

Des éléments complémentaires concernant notamment la justification des surcoûts d'investissements exposés et les montants des aides obtenus, ont été demandés par la CRE au cours de son analyse. Les derniers éléments lui ont été fournis le 19 octobre 2023.

## **2. ANALYSE DE LA CRE**

### **2.1 Surcoût lié aux aléas géotechniques**

La délibération de la CRE du 20 avril 2017 prévoyait que les surcoûts résultant de la prise en compte des aléas géotechniques seraient retenus dans l'évaluation de la compensation une fois connus et dans la limite d'un montant prévisionnel, et ne donneraient pas lieu à rémunération.

L'analyse des éléments transmis par VBAI dans le dossier de saisine et les échanges complémentaires ont confirmé la nécessité de réaliser des fondations profondes et les surcoûts associés, qui s'avèrent inférieurs au montant prévisionnel.

<sup>2</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 décembre 2020 portant communication relative à la méthodologie applicable 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, EDM ou EEWf ou qui font l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI, EDM ou EEWf.

<sup>3</sup> 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 Voltalia Biomasse Amazone Investissement (VBAI) pour une installation de production d'électricité située sur la commune de Cacao en Guyane

Conformément à la délibération de la CRE du 20 avril 2017 et à l'article 16.1 du contrat d'achat, le montant du surcoût géotechnique, dont la valeur est précisée dans l'annexe confidentielle, peut être compensé à l'euro-l'euro.

**2.2 Révision de l'assiette d'investissement**

Conformément à la délibération de la CRE du 23 avril 2015 et aux dispositions contractuelles, l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération est soumise à révision selon les dispositions de l'article 1.1.1 de la méthodologie 2015, rappelées ci-dessus.

Les coûts d'investissement et de raccordement sont donc mis à jour selon les modalités suivantes :

Coût réel d'investissement	Coût d'investissement retenu
$I_r < 95\% * I_p$	$I_r$
$95\% * I_p \leq I_r < I_p$	$\left( 0,95 + \left[ 0,05^2 - \left( \frac{I_r}{I_p} - 1 \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \right) \times I_p$
$I_r \geq I_p$	$I_p$

$I_p$  représente la somme des décaissements actualisés à l'année précédant celle de la MSI des investissements prévisionnels hors raccordement, tandis que  $I_r$  représente la somme des décaissements actualisés à l'année précédant celle de la MSI des investissements réels hors raccordement.

Coût réel de raccordement	Coût de raccordement retenu
$R_r \leq 115\% * R_p$	$R_r$
$R_r > 115\% * R_p$	$115\% * R_p$

$R_p$  représente la somme des décaissements prévisionnels de raccordement actualisés à l'année précédant celle de la MSI, tandis que  $R_r$  représente la somme des décaissements réels de raccordement actualisés à l'année précédant celle de la MSI.

Cet article de la méthodologie 2015 précise par ailleurs que : « Si les éventuels surcoûts relèvent d'une clause de revoyure [...] ils peuvent donner lieu à une révision de l'assiette d'investissement ». L'assiette d'investissement révisée à la hausse ou à la baisse servira de base au calcul d'une nouvelle prime fixe de disponibilité.

Le coût réel du raccordement étant inférieur au montant d'investissement prévisionnel de raccordement, le montant réel est retenu en application de la méthodologie 2015.

S'agissant des aides perçues par le Producteur et dont les montants prévisionnels ont été pris en compte lors de la détermination de la compensation initiale du projet, subvention et crédit d'impôts dans le cas présent, la méthodologie 2015 prévoit que « si le montant des aides finalement accordées s'avère plus important que le montant prévisionnel, le surplus est déduit de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération » et que « dans le cas contraire, cette dernière est augmentée à due concurrence de la différence entre prévisionnel et constaté, sous réserve que le porteur de projet fournisse à la CRE les preuves témoignant des démarches qu'il a menées auprès des organismes concernés pour obtenir le montant prévisionnel ».

Le montant réel de la subvention perçue est égal au montant prévisionnel. Le montant réel du crédit d'impôts dont bénéficie le projet est supérieur au montant prévisionnel en raison des surcoûts supportés par le Producteur. En application de la méthodologie, la CRE a réévalué le montant de la compensation afin de tenir compte de la perception de ce crédit d'impôt. Le détail de la compensation du producteur figure dans l'annexe confidentielle.

**2.3 Mise en œuvre de la clause de sauvegarde**

Le Producteur fait état de surcoûts d'investissement et d'exploitation et demande la prise en compte d'une partie de ces surcoûts afin de maintenir l'équilibre économique de son contrat, en application de la clause de sauvegarde prévue dans la méthodologie de la CRE et à l'article 28 de son contrat. Les circonstances invoquées par le Producteur sont les suivantes :

- la publication de l'arrêté du 3 août 2018<sup>4</sup> qui modifie les limites d'émission de certains polluants dans l'atmosphère de la centrale ;
- les évolutions des exigences techniques de l'assureur en matière d'équipements de prévention et de protection contre les risques d'incendie et d'explosion ;

<sup>4</sup> Arrêté du 3 août 2018 relatif aux installations de combustion d'une puissance thermique nominale totale inférieure à 50 MW soumises à autorisation au titre des rubriques 2910, 2931 ou 3110



- les conséquences de la pandémie de Covid-19 ;
- la publication de nouvelles prescriptions techniques demandées par le gestionnaire de réseau ;
- les dispositions contractuelles relatives à la compensation lors des périodes d'essai ;
- l'insuffisance du forage permettant d'approvisionner la centrale en eau brute.

La CRE a procédé à une analyse des différentes circonstances invoquées par le Producteur pour confirmer ou non leur éligibilité à la clause de sauvegarde et la prise en compte ou non des surcoûts associés exposés en application de sa méthodologie.

### 2.3.1 Modification des limites d'émission de certains polluants

L'arrêté du 3 août 2018 susmentionné modifie à la baisse les valeurs limites d'émission de certains polluants (NOx, SO2 et poussières) par rapport à l'arrêté du 26 août 2013<sup>5</sup> en vigueur lors de la signature du contrat. Cet arrêté transpose la directive 2015/2193 du 25 novembre 2015<sup>6</sup> relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des installations de combustion moyennes, entrée en vigueur préalablement à la signature du contrat d'achat.

Les dispositions de l'article 6 de la directive susvisée prévoient que « [...] *les valeurs limites d'émission énoncées à l'annexe II ne s'appliquent pas aux installations de combustion moyennes situées dans [...] les départements français d'outre-mer. Les États membres concernés fixent des valeurs limites d'émission pour ces installations en vue de réduire leurs émissions atmosphériques et les risques que celles-ci sont susceptibles de présenter pour la santé humaine et l'environnement* ».

Au regard de ces dispositions, il est établi que lors de la signature du contrat le Producteur ne pouvait anticiper les valeurs limites d'émission prévues par l'arrêté transposant la directive. L'absence de possibilité de couverture de la modification est reconnue. Par ailleurs, les modifications apportées à la réglementation en vigueur sont bien extérieures à la volonté du Producteur dès lors que celles-ci résultent d'une décision des autorités investies du pouvoir réglementaire ou normatif en application des dispositions de la clause de sauvegarde.

La CRE s'est assurée que les coûts exposés, surcoûts d'investissement et d'exploitation liés notamment à l'intégration des équipements permettant le traitement des fumées, étaient bien des conséquences des modifications introduites par l'arrêté du 3 août 2018 et que les montants exposés étaient correctement justifiés.

### 2.3.2 Evolutions des exigences techniques de l'assureur

Le Producteur indique que le marché assurantiel a évolué après la conclusion du contrat d'achat, entre la signature du contrat d'assurance et la mise en service avec une préoccupation accrue des assureurs au risque de propagation de feu aux équipements de manutention et stockage de la biomasse et aux équipements de production de la centrale. En conséquence, le Producteur a réalisé des modifications de son installation en ajoutant notamment des dispositifs de détection et de protection contre les incendies pour se mettre en conformité avec les exigences de son assureur. Le Producteur souhaite que les surcoûts d'investissements, les coûts d'exploitation et les GER associés soient pris en compte dans la compensation.

La CRE considère que ces circonstances ne relèvent pas de l'application de la clause de sauvegarde dans la mesure où la modification des conditions contractuelles des assureurs ou de tout autre partenaire du producteur constitue un risque inhérent à tout projet. La couverture de ce risque relève des conditions du contrat de droit privé conclu entre le Producteur et ses partenaires. La CRE rappelle que cet aléa a vocation à être couvert par le taux de rémunération, tout comme un certain nombre d'aléas en phase de construction ou d'exploitation de l'installation.

### 2.3.3 Conséquences de la pandémie de Covid-19

La phase de construction de la centrale, débutée en 2018, a été affectée par les conséquences de la pandémie de la Covid-19. Les différents confinements, à l'échelle nationale et locale en Guyane, les restrictions de déplacements et les temps d'isolation imposés pour les personnes arrivant en Guyane ont entraîné des retards importants sur le chantier de construction. Les surcoûts exposés par le Producteur comportent principalement des coûts de prolongation du chantier.

Les conséquences de la pandémie ne pouvaient pas être anticipées par le Producteur au moment de la signature du contrat initial qui ne pouvait par conséquent assurer une couverture de l'évènement. Celui-ci est par ailleurs bien extérieur à la volonté du Producteur s'agissant d'une épidémie mondiale.

<sup>5</sup> 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

<sup>6</sup> Directive (UE) 2015/2193 du Parlement européen et du Conseil du 25 novembre 2015 relative à la limitation de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des installations de combustion moyennes

La CRE a exigé que les surcoûts exposés soient dûment justifiés avec un chiffrage détaillé des différents postes de coûts. Le Producteur a également apporté des justifications sur le fait que les conséquences de la Covid-19 avait effectivement eu pour effet de ralentir le rythme du chantier et la mise en service de l'installation.

La CRE considère cependant qu'il est légitime qu'une partie de ces surcoûts soit laissée à la charge du porteur de projet compte tenu des incertitudes liées à l'appréciation de la conduite optimale du chantier et à d'éventuels retards, inhérents à tout chantier de cette ampleur, engendrés par d'autres événements que ceux liés à la Covid-19. En conséquence, seule une part de ces surcoûts sera prise en compte dans la compensation. Au regard notamment de la nature des surcoûts exposés, la CRE n'intègre pas le montant retenu à l'assiette de rémunération. Ce montant est compensé à l'euro l'euro.

### 2.3.4 Publication de nouvelles prescriptions techniques par le gestionnaire de réseau

La documentation technique de référence (DTR) du gestionnaire de réseau de distribution (GRD) a été mise à jour en 2018, introduisant notamment de nouvelles modalités de régulation en tension. Le Producteur a réalisé en conséquence des modifications mineures de son installation pour s'adapter aux diverses demandes du GRD, bien que celui-ci n'y soit pas soumis.

Bien que ces modifications soient bénéfiques pour le système électrique, la CRE considère que ces circonstances ne relèvent pas de l'application de la clause de sauvegarde dans la mesure où le producteur a lui-même accepté de se conformer aux différentes demandes du GRD. L'évènement ne peut donc être considéré comme indépendant de la volonté du Producteur.

### 2.3.5 Compensation prévue en période d'essai

Le contrat prévoit un versement du prix proportionnel de l'énergie (« PPE ») en période d'essai. Le Producteur considère qu'il a supporté d'autres coûts d'exploitation lors de cette phase, qui sont pris en compte dans les coûts fixes du contrat d'achat (PPG). La PPG n'étant pas versée en période d'essai, il sollicite une compensation des montants d'exploitation non couverts au titre de la clause de sauvegarde.

La CRE considère que ces circonstances ne relèvent pas de l'application de la clause de sauvegarde dans la mesure où le Producteur avait connaissance de ces dispositions lors de la signature du contrat. Celles-ci ne sont donc pas indépendantes de la volonté du Producteur et ne peuvent être considérées comme affectant de manière durable et significative l'exécution du contrat.

En revanche, certains surcoûts relatifs à l'incapacité de la scierie d'approvisionner la centrale pendant la période d'essai en raison de la Covid-19 et qui ont nécessité un recours à un approvisionnement en biomasse plus onéreux, sont pris en compte en tant que conséquences de la pandémie de Covid-19 et intégrés dans les coûts présentés au 2.3.3 de la présente délibération et compensés selon les modalités précisées dans ce même paragraphe.

### 2.3.6 Insuffisance du forage

Lors des essais de la chaudière de la centrale, le Producteur a constaté une insuffisance du forage qui devait approvisionner la centrale afin notamment de produire l'eau brute nécessaire au fonctionnement de l'installation. Dans l'attente de la mise en œuvre d'une solution d'approvisionnement alternative définitive, des approvisionnements par camions ont été réalisés de manière temporaire. Le Producteur demande la prise en compte des surcoûts associés à la solution alternative définitive et de ceux liés à l'approvisionnement temporaire par camions.

La CRE considère que ces circonstances ne relèvent pas de l'application de la clause de sauvegarde dans la mesure où le Producteur aurait pu anticiper, malgré des tests préliminaires concluants, que le forage ne serait pas suffisant sous un régime de solution élevé et lors des années sèches. Dès lors cet événement ne peut être considéré comme indépendant de la volonté du Producteur.

### **Conclusion clause de sauvegarde et modalités de compensation**

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 circonstances éligibles à la clause de sauvegarde (surcoûts liés à la modification des limites d'émission de certains polluants et partie des surcoûts liés aux conséquences de la pandémie de Covid-19).

Cette évaluation fait apparaître que ces éléments ont un effet pouvant être considéré comme significatif sur l'équilibre économique du contrat. En conséquence, certains paramètres du contrat doivent être révisés.

Les surcoûts d'investissement liés aux modifications des limites d'émission sont intégrés à l'assiette d'investissement et ceux liés aux conséquences de la pandémie de Covid-19 sont compensés à l'euro l'euro après signature de l'avenant. Les surcoûts d'exploitation, de besoin en fonds de roulement et de gros entretien et renouvellement liés aux modifications des limites d'émission sont intégrés à la compensation.

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.

## **2.4 Analyse de l'impact de la révision sur les charges de service public de l'énergie**

Le surcoût d'achat, supporté par EDF SEI pour l'électricité produite par la centrale de Cacao, induit par ce projet d'avenant, et ainsi imputable aux charges de service public de l'énergie devrait représenter un montant de 5,6 M€ sur la durée de vie restante du contrat établi à 23 ans, soit en moyenne 0,24 M€/an.

**DECISION DE LA CRE**

Par courrier du 12 avril 2022, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a été saisie par EDF SEI, d'un projet d'avenant au contrat d'achat, conclu entre EDF SEI et la société Voltalia Biomasse Amazone Investissement (VBAI) afin de réviser la compensation à la suite de la mise en service de son installation de production d'électricité à partir de biomasse située sur la commune de Cacao en Guyane et afin d'obtenir une compensation pour les surcoûts supportés en conséquences de diverses circonstances.

Sur la base des éléments fournis par les parties et des analyses exposées ci-dessus (cf. § 2.1 à 2.4), la CRE décide que :

- le surcoût réel lié à l'aléa géotechnique est compensé à l'euro – l'euro conformément à la délibération du 20 avril 2017 et aux dispositions contractuelles ;
- la compensation du producteur sera mise à jour afin de tenir compte du montant réel du coût de raccordement, inférieur au montant prévisionnel, et du montant réel du crédit d'impôts perçu, supérieur au montant prévisionnel ;
- seuls les surcoûts liés à la publication de l'arrêté du 3 août 2018 et une partie des surcoûts liés aux conséquences de la Covid-19 font l'objet d'une compensation au titre de la clause sauvegarde.

Sous réserve de la prise en compte de la présente délibération de la CRE et de la conformité du contrat aux montants définis dans l'annexe confidentielle, les charges de service public de l'énergie supportées par la société EDF liées à la mise en œuvre de l'avenant au contrat d'achat conclu avec la société VBAI, seront compensées.

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

La présente délibération sera notifiée aux parties co-contractantes, EDF SEI et VBA. Elle sera transmise à la ministre de la transition énergétique, au ministre de l'intérieur et des Outre-mer ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique.

La délibération, hors annexe confidentielle, sera publiée sur le site internet de la CRE.

**Délibéré à Paris, le 26 octobre 2023.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**La présidente,**

**Emmanuelle WARGON**