

DÉLIBÉRATION N°2024-116

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juin 2024 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet d'avenant au contrat d'achat entre les sociétés EDF et Albioma Le Moule pour la prolongation et la conversion à la biomasse solide de l'installation de production d'électricité Albioma Le Moule 2 en Guadeloupe

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX 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 18 novembre 2021, d'un projet d'avenant au contrat d'achat de l'électricité produite par la centrale Albioma Le Moule (ALM), conclu entre la société EDF et la société Albioma Le Moule (ci-après le « Producteur ») filiale à 100 % de la société Albioma.

Cet avenant vise à couvrir les coûts induits par le projet de modification de la centrale ALM, qui consiste d'une part, à convertir à la biomasse solide l'unité n°2 d'ALM, dite ALM2 et à en prolonger la durée d'exploitation de 14 ans et, d'autre part, à arrêter le fonctionnement au charbon de l'unité n°1 d'ALM, dite ALM1, qui ne fonctionnerait alors qu'à la bagasse durant les campagnes sucrières et serait mise « sous cocon » le reste du temps.

L'objectif de la présente délibération est d'évaluer le coût normal et complet de ce projet et d'établir la compensation relative au projet d'avenant qui découlera de cette saisine.

1. Contexte, compétences et saisine de la CRE

1.1. Contexte réglementaire

En application des articles L. 121-6 et L. 121-7 du code de l'énergie, en matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public compensées par l'Etat dans les zones non interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain continental comprennent notamment :

« a) Les surcoûts de production qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ou par les éventuels plafonds de prix prévus à l'article L. 337-1 [...]

c) Les surcoûts d'achats d'électricité, hors ceux mentionnés au a, qui, en raison des particularités des sources d'approvisionnement considérées, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité. Ces surcoûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter » (Article L. 121-7)

A cet effet, le II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie prévoit que « *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 du ministre chargé de l'énergie (...) 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* ».

Dans un souci de transparence et pour faciliter l'instruction des projets, la CRE a adopté le 17 décembre 2020¹ une méthodologie (ci-après « la méthodologie production ») visant à préciser, dans le respect du cadre législatif et réglementaire en vigueur, les modalités de saisine, d'examen, de calcul du coût normal et complet, de compensation et plus largement, de régulation des moyens de production d'électricité situés dans les ZNI et portés par les fournisseurs historiques, ou faisant l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI, Électricité de Mayotte (EDM) ou Electricité et Eau de Wallis et Futuna (EEWF).

La CRE applique cette méthodologie production à chaque projet de contrat, projet de protocole interne ou projet d'avenant faisant l'objet d'une délibération portant évaluation du coût normal et complet à compter de sa date de publication.

En application de l'arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage pilotés par le gestionnaire de réseau dans les ZNI, la CRE a, par une délibération du 30 mai 2024², proposé aux ministres chargés de l'énergie et du budget, une prime de 10 points de base pour ces projets, en raison notamment du retour d'expérience acquis par Albioma grâce aux conversions déjà réalisées sur ses autres centrales.

L'arrêté du 3 juin 2024 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour la prolongation et la conversion à la biomasse solide de l'installation de production d'électricité Albioma Le Moule 2 en Guadeloupe fixe à 9,15 % le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans les investissements afférents au présent avenant.

1.2. Saisine de la CRE et objet du projet d'avenant

La centrale ALM, implantée en Guadeloupe, est une installation fonctionnant au charbon et à la bagasse d'une puissance électrique active nette de 88 MW. La centrale ALM est constituée de 3 unités :

- Les unités n°1 et 2 – dites ALM-1 et ALM-2 – d'une puissance nette totale de 57 MW (29 et 28 MW respectivement) ont été mises en service en 1998. Le contrat d'achat d'électricité a été conclu entre le Producteur et EDF SEI le 15 mars 2004 pour une exploitation jusqu'au 31 décembre 2033. Depuis lors, le contrat a été modifié par plusieurs avenants successifs.
- L'unité ALM-3, anciennement dénommée Albioma Caraïbe, d'une puissance nette de 34 MW a été mise en service en 2011 et son contrat s'étend jusqu'à 2040. Depuis lors, le contrat a été modifié par plusieurs avenants successifs, notamment pour acter sa conversion à la biomasse en 2018³. Le contrat d'achat de l'électricité produite par ALM-3 n'est pas concerné par l'avenant qui fait l'objet de la présente délibération.

La CRE a été saisie par EDF SEI, le 18 novembre 2021, d'un projet d'avenant au contrat d'achat, conclu entre la société EDF et la société Albioma Le Moule, relatif au contrat d'achat de l'électricité produite par les unités ALM-1 et ALM-2 qui vise à couvrir les coûts relatifs à la modification du fonctionnement de ces deux unités. Cette modification est différente pour les deux unités :

¹ Délibération n°2020-319 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.

² Délibération n° 2024-93 du 30 mai 2024 portant proposition au ministre chargé de l'énergie et du budget de la prime pour la fixation du taux de rémunération du capital immobilisé pour la prolongation et la conversion à la biomasse solide de l'installation de production d'électricité Albioma Le Moule 2 en Guadeloupe.

³ Délibération de la CRE du 8 novembre 2018 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet d'avenant au contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Guadeloupe) et la société Albioma le Moule pour la conversion à la biomasse de l'installation de production d'électricité Albioma Caraïbes en Guadeloupe.

Délibération n° 2024-116

13 juin 2024

- Pour ALM-2, il s'agit de convertir cette unité à la biomasse solide et à en prolonger la durée d'exploitation de 14 ans. Cela conduira à prolonger le contrat jusqu'au 31 octobre 2047, le contrat initial prévoyant l'arrêt des deux unités au 31 décembre 2033.
- Pour ALM-1, il s'agit d'arrêter le fonctionnement au charbon à partir de la remise en service d'ALM-2 en 2026. Cette unité ne fonctionnerait alors qu'à la bagasse durant les campagnes sucrières et serait mise « sous cocon » le reste du temps. La durée de vie de l'unité ALM-1 ne sera pas prolongée et son arrêt complet interviendra au 31 décembre 2033, comme le prévoit le contrat initial.

1.3. Conformité à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Le décret n° 2017-570 du 19 avril 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Guadeloupe fixe un objectif de puissance de production électrique à partir de biomasse de 66 MW en 2023. La conversion à la biomasse de l'unité ALM-3 ayant contribué à cet objectif à hauteur de 34 MW, il reste 32 MW pour atteindre l'objectif fixé.

De plus, la Région a acté un projet de révision de la PPE de Guadeloupe le 25 octobre 2023⁴ couvrant la période 2024-2033. Ce projet de révision de la PPE fait état d'un objectif de puissance électrique à partie de biomasse de 300 MW en 2028, soit 266 MW de plus que les 34 MW actuellement installés.

La CRE constate donc que le projet de conversion d'ALM-2 porté par la société Albioma, d'une puissance de 26 MW, est bien compatible avec la PPE actuellement en vigueur, couvrant la période 2019-2023, ainsi qu'avec le projet de révision de cette PPE, couvrant la période 2024-2033 et peut donc en finaliser l'instruction et adopter la présente délibération.

2. Analyse de la CRE

L'analyse du projet d'avenant a été menée en application de la méthodologie production susmentionnée.

2.1. Investissement et charges de capital

La CRE s'est assurée de la pertinence des investissements et que le Producteur a bien mené des procédures de mise en concurrence pour la fourniture et la construction des différents équipements nécessaires.

Les primes ont été évaluées en application de la méthodologie du 17 décembre 2020 susmentionnée et permettent l'amortissement et la rémunération à un taux de 9,15 % des capitaux immobilisés pour les travaux de conversion et de prolongation ainsi que la couverture des coûts fixes d'exploitation et de maintenance supplémentaires.

Les travaux de conversion et de prolongation des installations à la biomasse n'étant pas encore réalisés, les différentes primes seront définitivement établies selon les modalités prévues par la méthodologie de la CRE concernant la révision de l'assiette d'investissement.

Investissements de conversion

Contrairement au charbon qui peut être stocké à l'air libre, la biomasse - très inflammable et biodégradable - doit être stockée en atmosphère inerte (azote) dans des dômes. De plus, l'utilisation de biomasse importée, dont le pouvoir calorifique est significativement plus faible que celui du charbon (rapport de 1,5) induit une augmentation du volume de combustible nécessaire pour alimenter la centrale, qui impacte le dimensionnement des infrastructures de manutention.

Au port, un dôme de stockage a déjà été construit pour la gestion des pellets de bois lors de la conversion d'ALM-3 à la biomasse solide. Les travaux consistent donc à ajouter un dôme adjacent à celui existant, avec les systèmes de manutention afférents.

Pour la centrale, le stockage des pellets requiert également la construction d'un dôme avec les systèmes de manutention associés. Il est également nécessaire d'adapter la chaudière (systèmes d'injection, grille) ainsi que les systèmes de traitement des fumées au fonctionnement avec ce nouveau combustible.

⁴ Délibération de l'assemblée plénière du conseil régional de Guadeloupe n° ap/23-27 du mercredi 25 octobre 2023.

D'autre part, l'exploitation de biomasse locale autre que la bagasse nécessite des investissements spécifiques au niveau de la centrale tels qu'un stockage et des installations de réception-manutention dédiées en raison de ses caractéristiques physiques qui ne sont pas aussi standardisées que celles de la biomasse importée.

Les travaux étant réalisés selon des calendriers différents sur chaque tranche, les primes fixes prévues dans les contrats actuels seront complétées de trois primes fixes dites « Conversion », « Port » et « Biomasse locale » pour couvrir les frais de capital et les coûts fixes afférents respectivement à la conversion de l'unité ALM-2 et son fonctionnement à la biomasse, aux nouvelles infrastructures portuaires et à la valorisation de biomasse locale.

Investissements de prolongation

Dans le cadre de ce projet de conversion, la prolongation de l'unités ALM-2 au-delà de 2033 apparaît nécessaire afin de pérenniser la production d'énergie renouvelable et d'allonger la durée d'amortissement des investissements de conversion. La prolongation de la durée de vie de l'unité ALM-2 nécessite la réalisation d'investissements conséquents de renouvellement ou de gros entretien. L'unité ALM-2, exploitée de 1999 à 2047, atteindra une durée de vie de 48 ans. Les travaux de pérennisation seront réalisés en deux campagnes, en 2025 et en 2033 lors des arrêts annuels, afin de réduire la durée de l'arrêt en 2030 – préjudiciables pour l'équilibre du système électrique – et les coûts de mobilisation de personnels et matériels en mutualisant la logistique des travaux de conversion et de prolongation en 2025.

Les primes fixes définies dans chacun des contrats initiaux seront prolongées jusqu'en 2047 pour couvrir la durée de vie de l'installation. Ces primes fixes seront toutefois révisées afin de tenir compte :

- de la fin de l'amortissement et de la rémunération des investissements – réalisés dans le cadre du contrat existant et de ses avenants – à partir de 2033 ;
- de la prolongation au-delà de 2033 des coûts fixes d'exploitation couverts par le contrat existant et ses avenants avec un retraitement correspondant aux activités d'ALM-1, qui ne seront pas prolongées (salaire et maintenance) ;
- de l'amortissement et de la rémunération des investissements nécessaires au prolongement des installations en 2026 et en 2033, qui sont considérés comme des coûts de Gros Entretien et Renouvellement (GER) ;
- du démantèlement des équipements rendus obsolètes par la conversion à la biomasse à partir de 2024. La valeur résiduelle de ces équipements est compensée à l'euro-l'euro à la mise en service de l'installation convertie. L'amortissement de cette valeur résiduelle et sa rémunération sont donc retranchés de la prime fixe, à l'instar de ce qui a été fait pour la conversion des autres centrales d'Albioma.

Rémunération des immobilisations en cours (IEC)

En application de l'article 2 de l'arrêté du 6 avril 2020 qui prévoit que les « immobilisations en cours supportées en phase de construction sont rémunérées à hauteur de 30 % du taux de rémunération défini à l'article 1^{er}. Cette rémunération est versée au porteur de projet après la mise en service de l'installation », les immobilisations en cours (IEC) supportées par le porteur de projet sont rémunérées sur une base annuelle selon les modalités définies en annexe. Comme précisé dans l'arrêté, la totalité de la rémunération est versée en une fois lors de la première facturation intervenant après la remise en service de chacune des installations.

2.2. Coûts variables d'exploitation

Approvisionnement en biomasse

Afin de répondre aux prescriptions et préconisations environnementales de la PPE de privilégier une biomasse locale ou à défaut une biomasse importée certifiée, le Producteur prévoit la valorisation dans la centrale ALM-2 de l'ensemble de la biomasse locale disponible (bois forestier, bois d'élagage, emballage, etc.) et de la bagasse durant la période sucrière, complétée par des granulés de bois importés.

Délibération n° 2024-116

13 juin 2024

Pour une année de fonctionnement normal d'ALM-2, en l'absence de fonctionnement d'ALM-1, les proportions d'énergie produite à partir de biomasse locale, de bagasse et de granulés de bois importé s'établissent respectivement à 1%, 26% et 73%

Afin de garantir le caractère durable de la ressource ainsi que sa traçabilité sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement, la biomasse importée utilisée par le Producteur sera certifiée (certifications SBP et/ou FSC⁵).

Prix proportionnel

Le passage d'un fonctionnement charbon à un fonctionnement à partir de biomasse induit une augmentation des charges variables d'exploitation liée notamment à une augmentation du coût du combustible et des consommables (urée, azote), mais également des coûts de logistique combustible car la densité énergétique de la biomasse, plus faible que celle du charbon, ainsi que sa forte inflammabilité, imposent des trajets plus nombreux dans des conditions plus contrôlées. Ces augmentations sont en partie compensées par une baisse des charges liées à la gestion des sous-produits solides (cendres et résidus de traitement des fumées). D'autre part, le passage à la biomasse permet d'éviter les coûts d'achat des certificats de CO₂, nécessaires dans le cadre de la combustion de combustible fossile.

2.3. Puissance

Unité ALM-1

Pour l'unité ALM-1, l'arrêt du fonctionnement au charbon à la fin des travaux de conversion d'ALM-2 puis le déclassement de l'intégralité de l'unité se traduit par l'évolution suivante de sa puissance maximale :

Type de combustible	Charbon ou Biomasse	Bagasse (en période sucrière)
Jusqu'au 30/11/2025	28,2 MW	28,1 MW
Entre le 01/12/2025 et le 31/12/2033	0 MW	
A partir du 31/12/2033		0 MW

Unité ALM-2

Pour l'unité ALM-2, l'augmentation de la puissance autoconsommée liée aux nouveaux équipements installés entraînera une baisse de la puissance nette, qui est donc réajustée comme suit :

Mode de fonctionnement	Charbon ou Biomasse	Bagasse (en période sucrière)
Jusqu'au 30/11/2025	28,8 MW	28,2 MW
A partir du 01/12/2025	26,5 MW	25,9 MW

En conséquence, les prix de modulation et de démarrage ont été réévalués par la CRE (cf. annexe).

D'autre part, le fonctionnement à partir de biomasse nécessite de rehausser la puissance minimale de fonctionnement de l'unité ALM-2 de 10 MW à 12 MW. Cette puissance minimale sera définitivement déterminée une fois les phases de réglage effectuées en fonction notamment de la compatibilité de ces seuils avec le respect des valeurs limites d'émissions applicables.

Quasi-effacement

La pénétration des énergies renouvelables intermittentes induit une hausse de la volatilité de la demande résiduelle qui doit être adressée par les moyens pilotables. Afin de répondre à ce besoin de flexibilité croissant, le Producteur a étudié la possibilité de faire fonctionner l'installation en mode de quasi-effacement (ou « Mode QE ») en dehors des périodes sucrières.

⁵ Sustainable Biomass Partnership (SBP), Forest Stewardship Council (FSC).

Le Mode QE correspond à une puissance de fonctionnement de l'installation au minimum technique absolu de la chaudière – estimé de manière prévisionnelle à 6 MW – sans possibilité de modulation autour de cette puissance de fonctionnement. Cette puissance est inférieure à la puissance minimale de fonctionnement continu, définie par le contrat à environ 12MW, ce qui offre un levier de flexibilité supplémentaire pour le gestionnaire de réseau.

Compte tenu du caractère innovant du Mode QE, les Parties conviennent que le Producteur procédera à des tests permettant d'en valider la faisabilité au cours de la première année de fonctionnement à la biomasse. Dans le cas où la faisabilité du mode QE serait validée par le Producteur à l'issue de cette période, les Parties se rencontreront pour discuter de la prolongation du service de quasi-effacement, et des adaptations éventuelles à apporter. Dans le cas contraire, le Mode QE cessera d'être applicable.

2.4. Prolongation de la durée de vie d'ALM-2

Calendrier des travaux

Les travaux de conversion auront lieu entre le second semestre 2024 et la fin de l'année 2025 avec une mise en service estimée en décembre 2025.

Afin de tenir compte de l'indisponibilité d'ALM-2 pendant la réalisation des travaux de conversion et de prolongation, le projet d'avenant prévoit des objectifs de disponibilité spécifiques pour les années 2024, 2025 et 2033.

Les seuls travaux supplémentaires de gros entretien et renouvellement (GER) induits par la conversion des installations à la biomasse sont liés à l'augmentation de la fréquence de remplacement du tapis de grille de la chaudière d'ALM-2 en raison des plus fortes sollicitations thermiques auxquelles elle sera soumise. Ce remplacement rallonge les arrêts programmés d'une semaine tous les 3 ans.

Objectif de disponibilité

Afin de tenir compte de l'augmentation des travaux de GER, l'objectif de disponibilité moyen sur les années 2026 et 2033 a été corrigé.

A compter de l'année 2043, ALM-2 dépassera les 45 ans de fonctionnement. Une bande de tolérance est donc introduite à partir du 1^{er} janvier 2043 entre la disponibilité contractuelle et une disponibilité ajustée à la baisse afin de tenir compte de l'augmentation des indisponibilités dues au vieillissement des installations. Afin d'éviter tout effet d'aubaine lié à la réduction de l'objectif de disponibilité contractuel, aucun bonus-malus ne sera facturé au sein de cette bande de tolérance.

Les indicateurs contractuels de performances sont également révisés durant les phases de redémarrage des installations, pour tenir compte de l'augmentation du nombre d'occurrences d'événements perturbateurs lors de ces opérations.

Mécanisme de bonus-malus

La prime « base » et la prime fixe « conversion » sont déterminées sur la base des objectifs de productible annuels définis dans le contrat initial et révisés dans le projet d'avenant. Ces objectifs de disponibilité sont utilisés comme référence pour définir un mécanisme de bonus-malus visant à inciter le Producteur à atteindre son objectif de productible en maximisant la disponibilité et les performances de son installation.

La prime fixe « biomasse locale » – établie sur la base des investissements et des coûts fixes liés à la valorisation de biomasse locale – fait l'objet d'un système de bonus-malus particulier, détaillé en annexe, visant à inciter le producteur à valoriser un maximum de biomasse locale à moindre coût, tout en évitant de faire supporter aux charges de SPE le risque de financer des investissements qui ne seraient pas utilisés en l'absence d'un développement d'une filière d'approvisionnement locale.

La prime fixe « port » n'est pas assortie d'un mécanisme de bonus-malus.

3. Analyse de l'impact économique et environnemental

Les incidences économiques et environnementales de ce projet ont été évaluées sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel de la centrale du Moule conforme à l'objectif contractuel de disponibilité, assorti d'un taux d'appel de 90 %.

Après la conversion à la biomasse de l'unité ALM-2, effective à la fin de l'année 2025, la centrale du Moule qui regroupe les deux unités ALM 1 et 2 pourra produire environ 220 GWh d'électricité par an, soit environ 170 GWh à partir de biomasse dans l'unité ALM-2 et environ 50 GWh à partir de bagasse, principalement dans l'unité ALM-1. A partir de 2034 l'unité ALM-1 sera déclassée et ne pourra donc plus valoriser de bagasse. L'énergie produite par la centrale de Moule proviendra uniquement de l'unité ALM-2 et baissera donc à environ 180 GWh, soit 130 GWh à partir de biomasse afin de pouvoir continuer à valoriser 50 GWh à partir de bagasse. Le volume annuel de biomasse importée sur le territoire représente environ 160 kt jusqu'en 2033 puis 130 kt à partir de 2034.

3.1. Impact économique sur les charges de SPE

L'impact économique de la mise en œuvre d'un contrat de gré à gré est en principe calculé comme la différence entre les charges de SPE exposées dans la situation où le contrat est exécuté et celles exposées dans la situation contrefactuelle dans laquelle il n'est pas exécuté.

Au périmètre du présent avenant, la situation contrefactuelle revient à considérer que l'unité ALM-2 n'est ni convertie, ni prolongée. Elle fonctionne donc au charbon jusqu'à son déclassement en 2033. Pour l'analyse de l'impact sur les charges de SPE, il est donc nécessaire de distinguer deux périodes qui diffèrent par la situation contrefactuelle considérée :

- la période 2026 – 2033, pour laquelle le projet de conversion modifie la centrale ALM-2. Le contrefactuel pris en compte est alors un fonctionnement de la centrale au charbon ;
- la période 2034 – 2047, pour laquelle le projet de prolongation rend disponible un moyen de production qui aurait sinon été déclassé. Le contrefactuel pris en compte est donc une situation où ALM-2 ne fonctionne plus ; la production énergétique correspondante est alors assurée par la centrale thermique de pointe Jarry - hypothèse faite qu'elle fonctionne au bioliquide à l'horizon 2033.

Pour la période de 8 ans entre 2026 et 2033, l'impact du projet sur les charges de SPE est égal au surcoût par rapport au fonctionnement au charbon de la centrale existante, de l'ordre de 140 M€, soit en moyenne 17 M€/an en prenant en compte un coût des émissions de CO₂ évitées de 90 €/t⁶ mais sans inclure les recettes liées à la vente de l'énergie, qui sont déjà prises en compte dans les prévisions de fonctionnement au charbon de la centrale jusqu'en 2033.

En 2033, les travaux de prolongation liés à l'exécution du présent avenant permettront à l'unité ALM-2 de ne pas être déclassée et de continuer à produire jusqu'en 2047.

Pour la période de 14 ans entre 2034 et 2047, l'impact économique pour les CSPE doit donc intégrer le fait que la production d'énergie d'ALM-2 - fonctionnant à la biomasse solide - se substitue à celle de la centrale de Pointe Jarry – hypothèse faite qu'elle fonctionne au bioliquide à l'horizon 2033. L'évaluation économique de l'impact de ce projet pour les charges de SPE sur la période 2034-2047 doit donc prendre en compte le coût variable évité par la substitution de l'énergie produite à partir de bioliquide par de l'énergie produite à partir de biomasse solide. Il en résulte une hausse des charges de SPE d'environ 100 M€ entre 2034 et 2047, soit une hausse annuelle de l'ordre de 7,5 M€ en moyenne.

L'impact économique total pour les charges de SPE de ce projet s'établit donc à 240 M€ sur une période de 22 ans, par rapport à un scénario contrefactuel dans lequel ce projet ne se réaliserait pas.

3.2. Impact environnemental

La substitution du charbon par de la biomasse devrait permettre de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 84 % par rapport au fonctionnement actuel au charbon, soit une réduction de plus de 110 000 tonnes équivalent CO₂ par an sur les 8 premières années.

⁶ En prenant en compte une inflation de 2% par an.

Délibération n° 2024-116

13 juin 2024

Sur la période postérieure à 2034, le fonctionnement d'ALM-2 à la biomasse ne réalise pas d'économie de CO₂ étant donné que la production à partir de biomasse se substituera à de la production à partir de biodiesel qui est lui-même décarboné.

Proposition de la CRE

En application des articles L. 121-7 et R 121-28 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie a été saisie le 9 avril 2021, par EDF SEI, pour l'évaluation de la compensation au titre des charges de service public de l'énergie liées à un projet d'avenant au contrat d'achat conclu avec la société Albioma Le Moule. Cet avenant vise à encadrer les modalités techniques et financières afférentes, d'une part, à la conversion à la biomasse solide l'unité n°2 d'ALM, dite ALM-2, et à la prolongation de sa durée d'exploitation de 14 ans et, d'autre part, à arrêter le fonctionnement au charbon de l'unité n°1 d'ALM, dite ALM1, qui ne fonctionnerait alors qu'à la bagasse durant les campagnes sucrières et serait mise « sous cocon » le reste du temps.

En application de l'arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique situées dans les ZNI, après transmission par la CRE de sa proposition de prime par une délibération du 30 mai 2024, la ministre en charge de l'énergie a fixé, par un arrêté du 3 juin 2024, le taux de rémunération pour ce projet à 9,15 %.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par le Producteur pour réévaluer les prix d'achat contractuels afin de tenir compte des investissements et des surcoûts d'exploitation induits par la conversion à la biomasse de l'unité ALM-2 et par sa prolongation jusqu'en octobre 2047.

L'impact sur les charges de service public de l'énergie de la conversion à la biomasse et la prolongation d'ALM-2 est estimé, en moyenne sur la durée restante du contrat (soit jusqu'en 2047) à :

- un surcoût de 17 M€ courants par an par rapport au fonctionnement au charbon entre 2025 et 2033, en considérant un coût des émissions de CO₂ évitées égal au prix de marché constaté en 2021 de 90 €/t et tenant compte d'une inflation à 2% ;
- un surcoût de 100 M€ soit 7,5M€ par an en comparaison d'une solution à base de bioliquide sur la période 2034-2047.

La substitution du charbon par de la biomasse devrait permettre de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 84 % par rapport au fonctionnement actuel au charbon, soit une réduction de plus de 110 000 tonnes équivalent CO₂ par an jusqu'en 2033 et d'assurer une production décarbonée entre 2034 et 2047.

Sous réserve de la prise en compte de l'ensemble des points évoqués dans la présente délibération et de la conformité du contrat aux montants et modalités définis dans l'annexe confidentielle, les charges de service public supportées par EDF au titre de ce contrat seront compensées.

Une copie des contrats signés sera transmise à la CRE.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE, hors annexe confidentielle, et sera notifiée aux parties contractuelles, EDF SEI et la société Albioma, ainsi qu'au Préfet de Guadeloupe. Elle sera transmise aux ministres chargés de l'énergie et des outre-mer.

Délibéré à Paris, le 13 juin 2024.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON