



DELIBERATION N° 2020-219

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 septembre 2020 portant décision sur le projet de contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Corse) et la société Tenesa pour un parc éolien en Corse

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Jean-Laurent LASTELLE et Ivan FAUCHEUX, commissaires.

1. CONTEXTE ET SAISINE DE LA CRE

1.1 Contexte

En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, en matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public intégralement compensées par l'Etat comprennent notamment, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental « 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 ».

A cet effet, le 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 ».

Dans un souci de transparence et pour faciliter l'instruction des projets, la Commission de régulation de l'énergie (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 (ZNI) 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 prévoit de réviser cette méthodologie et a mené à cette fin une consultation publique du 7 mai 2020 au 1^{er} juillet 2020¹.

Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production d'électricité situées dans les ZNI, dont fait partie la Corse, est désormais défini par l'arrêté du 6 avril 2020². En application de cet arrêté, la CRE a proposé à la ministre en charge de l'énergie, par sa délibération du 20 mai 2020³, une prime

¹ Consultation publique n° 2020-09 du 7 mai 2020 relative à la révision de la méthodologie d'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production situés dans les zones non interconnectées

² 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 piloté par le gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 20 mai 2020 portant proposition à la ministre chargée de l'énergie de la prime pour la fixation du taux de rémunération du capital immobilisé pour une installation de production électrique à partir de l'énergie mécanique du vent située en Corse

de 0 point de base liée à la nature du projet. Le 9 juillet 2020, la ministre a arrêté le taux de rémunération applicable au projet éolien de Tenesa à 7 %⁴.

1.2 Saisine de la CRE et objet du projet de contrat

En application des dispositions des articles L. 121-7 et R. 121-28 du code de l'énergie, la CRE a été saisie par la direction Systèmes Energétiques Insulaires de la société EDF (ci-après « EDF SEI »), le 6 novembre 2018, d'un projet de contrat d'achat conclu entre EDF SEI et la société Tenesa, société projet d'EDF Renouvelables (ci-après « le Producteur »), relatif à l'électricité produite par un parc éolien situé sur les communes d'Ersa et Rogliano en Corse.

Ce projet de contrat concerne un parc éolien situé au nord du Cap Corse, constitué de 13 éoliennes d'une puissance unitaire de 900 kW, soit une puissance installée totale de 11,7 MW. Ce projet remplace les deux parcs éoliens d'Ersa et de Rogliano (20 éoliennes au total pour une puissance globale de 12 MW) mis en service en 2000 et exploités par EDF Renouvelables jusqu'en 2018. L'obsolescence et la vétusté du matériel ne permettant pas de maintenir l'exploitation des deux parcs existants, le Producteur les a mis à l'arrêt en septembre 2018 et les a démantelés à l'automne 2019.

Le contrat d'achat d'électricité envisagé entre le Producteur et EDF SEI pour la nouvelle installation sera conclu pour une durée de 20 ans.

2. ANALYSE DE LA CRE

L'analyse du projet de contrat a été menée en application de la méthodologie précitée d'évaluation des coûts d'investissement et d'exploitation des moyens de production d'électricité dans les ZNI.

2.1 Cohérence de l'investissement avec la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

Le projet de parc éolien de Tenesa, consistant au maintien d'un moyen de production existant à partir d'énergie renouvelable, est cohérent avec la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie de la Corse, adoptée par le décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015, laquelle prévoit 12 MW supplémentaires d'éolien sans stockage à l'horizon 2023.

2.1 Analyse des coûts

La méthodologie de la CRE du 23 avril 2015 prévoit que la rémunération du Producteur peut comprendre une part fixe, la prime de puissance garantie (ci-après la « PPG »), et une part variable, le prix proportionnel de l'énergie (ci-après le « PPE »).

La PPG rémunère les capitaux immobilisés au taux de rémunération fixé par arrêté et compense les amortissements et les coûts fixes d'exploitation. Elle est versée en fonction de l'atteinte d'un objectif de production. Le PPE couvre quant à lui les coûts variables d'exploitation. Pour un parc éolien, les coûts d'exploitation sont considérés comme étant fixes et ne dépendant pas de la quantité d'électricité produite. Le PPE pour le projet éolien de Tenesa est donc nul et le projet de contrat définit par conséquent uniquement une PPG ainsi qu'un objectif de production.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par le Producteur pour justifier l'investissement et les coûts d'exploitation exposés.

2.1.1 Coûts d'investissement

La CRE s'est assurée que les prestataires et fournisseurs du porteur de projet pour la construction du parc avaient été sélectionnés sur la base d'une mise en concurrence.

La CRE constate que les coûts d'investissements exposés par le porteur de projet dans son dossier de saisine sont significativement supérieurs aux coûts observés aujourd'hui en métropole. Cependant, plusieurs raisons expliquent l'essentiel des écarts constatés dont les principales sont :

- le choix technologique d'éoliennes de petit gabarit pour répondre aux contraintes techniques du site et à l'acceptabilité locale ;
- le coût élevé du béton puisque le projet, de faible puissance, ne permet pas la mobilisation complète d'une centrale à béton et que celle-ci est éloignée du site ;
- la présence de zones amiantifères nécessitant l'intervention d'entreprises spécialisées ;
- l'insularité du territoire augmentant, entre autres, le coût d'intervention des experts techniques.

Bien que ce projet de renouvellement présente une puissance totale installée similaire à celle des deux parcs pré-existants (projet de 11,7 MW contre 12 MW préalablement), peu d'équipements et d'infrastructures sont

⁴ Arrêté du 9 juillet 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour une installation de production électrique à partir de l'énergie mécanique du vent située en Corse

réutilisables. En effet, l'augmentation de la puissance unitaire des éoliennes nécessite de modifier l'emplacement des machines. Ainsi, les fondations et le réseau électrique interne ne peuvent par exemple pas être réemployés. Seuls les pistes principales et le poste de livraison⁵ peuvent être réutilisés.

2.1.2 Coûts d'exploitation

La CRE s'est assurée de la justification de tous les coûts d'exploitation exposés et ceux-ci n'appellent pas de remarques particulières.

* * *

Les coûts d'investissement et d'exploitation retenus ainsi que la PPG sont définis dans l'annexe confidentielle.

2.2 Productible et objectif de production

Afin d'éviter des coûts de renforcement importants du réseau HTA, le gestionnaire du réseau, EDF SEI, et le Producteur ont fait le choix de limiter la production injectée sur le réseau à 8 MW du 1^{er} juin au 30 septembre de chaque année. Ce choix est pertinent puisqu'il permet une économie significative du coût de raccordement et que la perte de production d'électricité est inférieure à 2 %.

L'objectif de production retenu est défini dans l'annexe confidentielle. Il est à noter que ce projet de « repowering » contribue positivement au verdissement du mix électrique corse puisque le productible du nouveau parc – d'une puissance équivalente – devrait augmenter de plus de 20 % par rapport à celui constaté sur les installations précédentes.

2.3 Modalités contractuelles particulières

2.3.1 Mécanisme de bonus-malus

La PPG est déterminée pour une production contractuelle annuelle (objectif de production en heures équivalent pleine puissance). Lorsque la production annuelle s'écarte de cette valeur, un mécanisme de bonus-malus est mis en place, incitant le producteur à atteindre son objectif de production en maximisant la disponibilité et les performances de son installation.

Pour prendre en compte les aléas climatiques qui affectent la ressource en vent, une bande de tolérance autour de l'objectif de production est définie. Si la production annuelle réelle est incluse dans cette bande, aucun bonus ni malus n'est facturé.

Par contre, si la production annuelle réelle se trouve en-dehors de cette bande de tolérance, un bonus (respectivement un malus) proportionnel à la PPG et à l'écart entre la production réelle et la borne supérieure de la bande de tolérance (respectivement entre la production réelle et la borne inférieure de la bande de tolérance) est facturé.

En outre, au-delà d'une certaine production annuelle, l'électricité injectée sur le réseau est rémunérée à un tarif fixe plus faible.

Les valeurs de la bande de tolérance, du plafond annuel de production et du tarif au-delà de ce plafond sont définies dans l'annexe confidentielle.

2.3.2 Clause de révision de l'objectif de production

Afin de limiter le risque de sous-calage de l'objectif de production et par conséquent le versement de bonus injustifiés et des charges de service public supplémentaires, il importe qu'une clause permettant de réviser à la hausse l'objectif de production s'il est constaté que la production réelle est régulièrement au-dessus de l'objectif initial soit introduite dans le contrat.

3. IMPACT SUR LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE

Les charges prévisionnelles de service public de l'énergie, liées à l'entrée en vigueur du projet de contrat examiné, ont été évaluées sur la base d'une hypothèse de productible de 1 935 hepp. Le différentiel entre le coût d'achat de l'électricité produite par le parc éolien et la part des tarifs réglementés de vente affectée à la production, supporté par EDF SEI, devrait représenter un montant de l'ordre de 40 M€ sur la durée du contrat.

La production d'électricité de ce parc éolien devrait se substituer à de la production thermique, émettrice de CO₂, et ainsi permettre une baisse des émissions de gaz à effet de serre de l'ordre de 16 000 tonnes équivalent CO₂ par an, au périmètre de la production électrique.

⁵ Le poste de livraison doit tout de même être agrandi pour prendre en compte des demandes spécifiques liées à l'évolution des technologies.

DECISION DE LA CRE

En application des articles L. 121-7 et R. 121-28 du code de l'énergie, la CRE a été saisie le 6 novembre 2018 par EDF SEI pour l'évaluation de la compensation au titre des charges de service public de l'énergie liée à un projet de contrat d'achat avec la société Tenesa, société projet d'EDF Renouvelables, pour la construction et l'exploitation d'un parc éolien de 11,7 MW en Corse. Ce projet, qui remplace les deux parcs éoliens d'Ersa et de Rogliano exploités de 2000 à 2018, présente une puissance comparable mais devrait permettre une augmentation du productible de plus de 20 %.

En application de l'arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération dans les ZNI et après transmission par la CRE de sa proposition de prime par une délibération du 20 mai 2020, la ministre en charge de l'énergie a fixé, par un arrêté du 9 juillet 2020, le taux de rémunération pour ce projet 7 %. La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par les parties pour évaluer le coût de production normal et complet du projet.

Sous réserve de la conformité du contrat aux modalités prévues 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 la transition écologique ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la relance. La délibération, hors annexe confidentielle, sera publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 3 septembre 2020.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO