



DELIBERATION N° 2019-263

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 4 décembre 2019 portant décision relative à des projets d'avenant aux contrats d'achat conclus entre la société EDF et la société EDF PEI pour ses installations de production d'électricité situées en Guadeloupe, en Martinique et en Corse

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, 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 27 mars et le 19 juillet 2018, de trois projets d'avenants aux contrats d'achat, conclus entre EDF SEI et la société EDF Production Electrique Insulaire (ci-après « EDF PEI »), elle-même filiale à 100 % de la société EDF, pour ses installations de production d'électricité situées en Guadeloupe (centrale de Pointe Jarry), en Martinique (centrale de Bellefontaine) et en Corse (centrale de Lucciana). EDF PEI est dénommée ci-après le « Producteur ».

1. CONTEXTE ET SAISINE DE LA CRE

1.1 Objet des projets d'avenant

Les centrales de Pointe Jarry, de Bellefontaine et de Lucciana ont été construites en remplacement des centrales préexistantes d'EDF SEI respectivement en Guadeloupe, en Martinique et en Corse. Les deux premières centrales sont d'une puissance électrique de 211 MW chacune et utilisent comme combustible le fioul lourd à très basse teneur en soufre. La centrale de Lucciana, de 118 MW, fonctionne quant à elle au fioul léger et est convertible au gaz naturel.

Pour chacune de ces centrales, un contrat d'achat d'électricité a été conclu entre EDF SEI et la société EDF PEI pour une durée d'exploitation de 25 ans¹. Dans sa délibération du 20 février 2008 pour les centrales de Pointe Jarry et de Bellefontaine et dans sa délibération du 16 décembre 2010 pour la centrale de Lucciana, la CRE avait évalué le coût de production normal et complet de ces nouvelles installations sur la base des éléments de coûts prévisionnels transmis par le Producteur. Depuis lors, ces contrats ont été modifiés par plusieurs avenants successifs.

Les centrales ont été mises en service progressivement sur une période allant de 2013 à 2015².

Le Producteur s'est rapproché d'EDF SEI afin d'établir de nouvelles primes fixes de disponibilité qui prennent en compte les montants d'investissement effectivement dépensés. Le Producteur sollicite cette évolution en application des stipulations de deux articles des contrats d'achat :

- l'article 8 relatif à l'établissement de la valeur de référence de la prime fixe de disponibilité qui prévoit que « la Prime Fixe sera définitivement établie une fois la mise en service effectuée pour prendre en compte les coûts d'investissements et de raccordement retenus selon les modalités [définies par le même article] ».

¹ Les contrats d'achat ont été signés en mars 2008 pour les centrales de Pointe Jarry et de Bellefontaine et en janvier 2011 pour la centrale de Lucciana.

² La centrale de Bellefontaine a été mise progressivement en service entre août 2013 et juin 2014, celle de Lucciana entre janvier et juillet 2014 et celle de Pointe Jarry entre septembre 2014 et avril 2015.

- l'article 25 relatif à la clause de sauvegarde qui 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 (...)* ».

En conséquence, EDF SEI a saisi la CRE pour qu'elle procède à une nouvelle évaluation du montant de sa compensation au titre des charges de service public pour ces trois centrales.

1.2 Cas de la centrale de Port Est à La Réunion

Dans le même temps, EDF PEI a également construit et mis en service une installation de production d'électricité à Port Est à La Réunion en remplacement de la centrale existante d'EDF SEI. Cette installation est semblable aux nouvelles installations d'EDF PEI en Guadeloupe et en Martinique : la puissance installée est de 211 MW et le combustible utilisé est le fioul lourd à très basse teneur en soufre.

À la suite de la délibération de la CRE du 20 février 2008 dans laquelle la CRE évaluait le coût normal et complet de production, EDF PEI et EDF SEI ont signé le contrat d'achat pour la nouvelle centrale de Port Est en avril 2008 pour une durée d'exploitation de 25 ans. La centrale a été mise en service progressivement entre décembre 2012 et octobre 2013.

En application de l'article 8 du contrat d'achat, EDF SEI a saisi la CRE en avril 2015 d'un projet d'avenant. Le Producteur demandait l'établissement d'une nouvelle prime fixe de disponibilité afin que cette dernière prenne en compte le montant d'investissement effectivement dépensé. En application de la clause de sauvegarde du contrat, le Producteur demandait aussi une révision de la prime fixe de disponibilité sur la base d'un montant réévalué à la hausse du Besoin en Fonds de Roulement (BFR).

Après analyse des éléments qui lui ont été transmis, la CRE a constaté que pour la centrale de Port Est à La Réunion :

- le montant d'investissement réel entrant dans l'assiette d'investissement ouvrant droit à une rémunération était inférieur au montant prévisionnel ;
- la prise en compte des retards survenus pendant la réalisation des travaux avait déjà donné lieu à un avenant au contrat d'achat signé en mars 2013 qui avait notamment allongé d'un an la durée du contrat ;
- la sous-évaluation initiale du BFR n'entraînait pas une modification substantielle de l'équilibre économique du contrat.

La CRE a décidé dans sa délibération du 20 avril 2017³ de maintenir la prime fixe de disponibilité à son niveau évalué au moment de la conclusion du contrat.

2. ANALYSE DE LA CRE

Les demandes de réévaluation de la prime fixe de disponibilité pour les trois centrales d'EDF PEI en Guadeloupe, en Martinique et en Corse ont été étudiées selon les mêmes principes que ceux appliqués lors de l'instruction du dossier de la centrale de Port Est, aux premiers rangs desquels le calcul de la rémunération selon une méthode économique et la dissociation des effets temporels et des effets liés aux éventuels surcoûts sur la rentabilité des projets.

2.1 Sur les montants d'investissement effectivement dépensés

Au moment de l'examen des projets de contrat, les plans d'affaires fournis à la CRE présentaient une répartition des montants prévisionnels d'investissement en deux postes principaux de dépense :

- les investissements dans la construction de la centrale ;
- les investissements dans le raccordement, correspondant au coût de la proposition technique et financière évalué par EDF SEI en tant que gestionnaire du réseau de distribution.

Dans le cadre des présents projets d'avenant, le Producteur a fourni des éléments de justification des principales variations entre les coûts initialement prévus et les montants effectivement dépensés. Le Producteur a par ailleurs exposé les pénalités facturées au constructeur de la centrale de Bellefontaine au titre des retards pris par ce dernier. Ces montants sont à déduire du montant effectif des investissements pour la centrale en question.

Lors de l'instruction du projet d'avenant pour la centrale de Port Est, l'examen de l'éligibilité des coûts entrant dans l'assiette d'investissement ouvrant droit à rémunération avait conduit à ne pas retenir les coûts liés à la phase de

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 20 avril 2017 portant décision d'un projet d'avenant au contrat d'achat conclu entre la société EDF (centre EDF île de la Réunion) et la société EDF PEI Port Est pour l'installation de production d'électricité de Port Est située à la Réunion

pré-exploitation⁴. Pour les trois projets d'avenant dont la CRE a été saisie en 2018, le Producteur a bien exclu ces coûts.

Les modalités de révision du montant d'investissement à prendre en compte pour l'évaluation de la prime fixe de disponibilité au regard des montants effectivement dépensés sont définies à l'article 8 des contrats d'achat. Elles prévoient notamment que le coût d'investissement dans la construction de la centrale à retenir est plafonné par son montant prévisionnel.

Eu égard aux surcoûts d'investissement constatés sur les trois centrales, le Producteur a sollicité l'activation de la clause de sauvegarde (article 25 des contrats) qui 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 (...)* ».

2.2 Sur la recevabilité de la mise en œuvre de la clause de sauvegarde

L'équilibre économique d'un contrat d'achat d'électricité en gré-à-gré peut être remis en cause par deux types de facteurs : les aléas temporels comme les retards de construction et les aléas financiers comme les surcoûts d'investissement.

Pour les trois centrales du Producteur en Guadeloupe, en Martinique et en Corse, les aléas temporels survenus lors de la phase de construction ont déjà fait l'objet d'une prise en compte qui avait donné lieu en 2013 à un prolongement de la durée du contrat pour la centrale de Pointe Jarry⁵ afin de prendre en compte l'effet des retards indépendants de la volonté du Producteur⁶.

Par conséquent, seuls les effets économiques, à savoir les surcoûts d'investissement qui ne relèvent pas de la responsabilité du Producteur, doivent être pris en compte pour analyser l'impact des circonstances non prévues au moment de la conclusion des contrats sur leur équilibre économique.

Pour chaque centrale, de manière à exclure les effets temporels, la CRE a défini un scénario de référence à partir du plan d'affaires de référence⁷, de la durée du contrat retenue (éventuellement allongée par avenant) et du montant total d'investissement prévisionnel temporellement affecté selon la chronique réelle des décaissements⁸.

A partir de ce scénario, la prime fixe de disponibilité permettant d'atteindre le niveau de rentabilité cible⁹ est calculée.

L'impact des aléas financiers sur la rentabilité des projets est alors évalué en remplaçant dans ce scénario le montant d'investissement prévisionnel par le montant d'investissement exposé par le Producteur. Le détail de l'analyse figure dans l'annexe confidentielle.

Pour les trois centrales de Pointe Jarry, de Bellefontaine et de Lucciana, la CRE considère que – même en prenant en compte l'ensemble des coûts réels d'investissements présentés par le Producteur comme relevant de causes extérieures et indépendantes de sa volonté et sans analyser plus avant si ceux-ci relèvent bien de telles causes – ces dépassements budgétaires n'affectent pas de façon significative l'équilibre économique des contrats.

De ce fait, la CRE estime qu'il n'y a pas lieu d'activer la clause de sauvegarde.

2.3 Sur la réévaluation de la prime fixe de disponibilité

En l'absence d'éléments justifiant l'activation de la clause de sauvegarde (cf. § 2.2), les modalités de l'article 8 des contrats d'achat (cf. § 2.1) s'appliquent afin d'évaluer la prime fixe de disponibilité au regard des montants d'investissement effectivement dépensés.

En application de cet article, le montant d'investissement à retenir pour la réévaluation de la prime fixe de disponibilité est égal au montant d'investissement prévisionnel si le montant réel excède ce dernier et que cette condition est remplie pour les trois installations. En conséquence, la CRE maintient les primes fixes de ces trois contrats d'achat à leur niveau évalué au moment de la conclusion des contrats et ajusté par les avenants signés.

⁴ En effet, les modalités de compensation du Producteur pendant la phase de pré-exploitation sont déterminées par le protocole de mise en service conclu entre le Producteur et EDF SEI. Les coûts correspondants ne peuvent dès lors pas être intégrés une seconde fois dans le montant d'investissement.

⁵ Avenant conclu entre la société EDF SEI et la société EDF PEI en mars 2013 faisant l'objet de la délibération de la CRE du 24 janvier 2013 relative aux projets d'avenants aux contrats d'achat de l'électricité produite par des installations construites par EDF PEI en Guadeloupe, en Martinique, en Corse et à la Réunion

⁶ Les durées des contrats n'avaient pas été allongées pour les installations de Bellefontaine et de Lucciana.

⁷ Le plan d'affaires de référence correspond au plan d'affaires prévisionnel élaboré au moment de la signature du contrat et ajusté lors de la signature des avenants ultérieurs.

⁸ Cette chronique des décaissements inclut le coût d'achat des actifs dont le transfert a été considéré par la CRE comme justifié.

⁹ Les primes fixes de disponibilité associées aux quatre contrats d'EDF PEI (Port Est, Pointe Jarry, Bellefontaine et Lucciana) ont été déterminées par la CRE avant la publication de sa méthodologie du 23 avril 2015. La méthodologie alors employée était une méthode économique qui définissait une prime fixe constante sur la durée du contrat permettant d'obtenir un TRI (taux de rentabilité interne) égal au taux de rémunération du capital fixé par arrêté. Le taux de rémunération en vigueur était de 11 % (arrêté du 23 mars 2006).

DECISION DE LA CRE

Postérieurement à la mise en service des centrales de Pointe Jarry en Guadeloupe, de Bellefontaine en Martinique et de Lucciana en Corse, et en application des dispositions contractuelles, le Producteur EDF PEI s'est rapproché d'EDF SEI afin de faire évoluer les contrats d'achat d'électricité et d'établir de nouvelles primes fixes de disponibilité au regard des montants d'investissement effectivement dépensés. EDF SEI a donc saisi la CRE le 27 mars et le 19 juillet 2018 de trois projets d'avenant aux contrats.

Sur la base des éléments fournis par les parties et des analyses exposées ci-dessus (cf. § 2.1 à 2.3), la CRE constate que :

- la prise en compte des retards survenus pendant la réalisation des travaux a déjà fait l'objet d'une analyse de la CRE qui a donné lieu en 2013 à un avenant au contrat d'achat pour la centrale de Pointe Jarry allongeant de deux ans la durée du contrat ;
- les surcoûts d'investissement par rapport aux budgets prévisionnels (en excluant les effets temporels déjà traités en 2013) n'entraînent pas de modification substantielle de l'équilibre économique des contrats d'achat des trois centrales.

Au vu de ce qui précède, la CRE considère qu'il n'y a pas lieu d'activer la clause de sauvegarde et maintient les primes fixes de disponibilité à leur niveau évalué au moment de la conclusion des contrats et ajusté par avenants. Les charges de service public de l'énergie supportées par la société EDF au titre des contrats d'achat conclus avec la société EDF PEI pour les centrales de Pointe Jarry, de Bellefontaine et de Lucciana seront compensées sous réserve du respect des stipulations contractuelles en vigueur.

Par ailleurs, dans le cadre du projet de conversion de la centrale de Lucciana au gaz naturel, EDF SEI pourra saisir la CRE d'un projet d'avenant relatif à la compensation des coûts induits par cette conversion. Ces coûts, sous réserve de leur justification, seront compensés selon les dispositions en vigueur (taux de rémunération du capital immobilisé et méthodologie de la CRE d'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés en ZNI) sans que le Producteur ait besoin de demander l'activation de la clause de sauvegarde.

La présente délibération est notifiée aux parties co-contractantes, EDF SEI et EDF PEI, et transmise à la ministre de la Transition écologique et solidaire. La délibération, hors annexe confidentielle, est publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 4 décembre 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO