

Délibération

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 septembre 2014 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

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Pierre SOTURA et Michel THIOILLIERE, commissaires.

Contexte réglementaire

Le caractère insulaire de la plupart des zones non interconnectées (ZNI), leurs caractéristiques géographiques (régions montagneuses et volcaniques notamment) et l'insuffisance relative de certaines de leurs infrastructures portuaires et routières justifient de recourir dans ces zones à des solutions technologiques adaptées, qui sont généralement différentes de celles développées en France métropolitaine. Elles sont à l'origine de surcoûts de production d'électricité, de sorte que le prix de revient moyen du MWh produit dans les ZNI est supérieur au niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRV) garantis par la péréquation tarifaire pour les consommateurs d'électricité résidant dans ces territoires.

Le surcoût de production d'électricité généré est compensé par la contribution au service public de l'électricité (CSPE) en application du a) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie qui définit les charges imputables à la mission de service public spécifiques à la production d'électricité dans les ZNI comme « *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 ; (...)* »

Un décret en Conseil d'Etat précise les modalités d'application des a à d. (...) »

Les surcoûts de production d'électricité dans les ZNI comprennent (i) les surcoûts de production des fournisseurs historiques et (ii) les surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité conclus entre un producteur tiers et le fournisseur historique de la zone.

S'agissant des surcoûts de production supportés par les fournisseurs historiques pour l'électricité qu'ils produisent et vendent, les surcoûts de production sont calculés en application du 1° du V de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 comme l'écart entre le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone (CNC) et la part production du tarif réglementé de vente¹.

¹ Aux termes du 1° du V. de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 lorsque les surcoûts « *sont supportés par un producteur d'électricité pour l'électricité qu'il produit et vend à un consommateur final bénéficiant des tarifs réglementés de vente mentionnés à l'article L. 337-4 du code de l'énergie ou pour l'électricité qu'il produit et cède à un organisme de distribution électrique* », ils correspondent « *à la différence entre le coût de production normal et complet* »

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) évalue le CNC à partir des éléments utiles de la comptabilité des fournisseurs historiques communiqués à la CRE².

S'agissant des surcoûts liés aux contrats d'achat, les surcoûts de production sont calculés en application du 3° du V de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 comme l'écart entre le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat et la part production du tarif réglementé de vente³. La référence du prix d'acquisition dépend de la nature du contrat conclu entre le fournisseur historique et un producteur tiers et correspond :

- dans le cas des contrats d'obligation d'achat conclus dans le cadre des arrêtés tarifaires aux tarifs prévus par lesdits arrêtés ;
- dans le cas des contrats conclus à l'issue d'appels d'offres aux prix proposés dans les offres ;
- dans le cas des contrats de gré-à-gré au CNC évalué *ex ante* par la CRE.

En ce qui concerne plus précisément les contrats de gré-à-gré, le V bis de l'article 4 du décret n° 2004-90 susmentionné dispose que « *le projet de contrat d'achat d'électricité [entre le producteur tiers et le fournisseur historique] est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie, assorti des éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation [sous-entendu ici le prix d'acquisition]. (...) 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 la Commission de régulation de l'énergie, par arrêté⁴ du ministre chargé de l'énergie en application de l'article L. 121-7 du code 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.* »

Objet de la délibération

La méthodologie d'évaluation du CNC, tant pour les moyens de production appartenant aux fournisseurs historiques que pour ceux appartenant aux producteurs tiers et faisant l'objet de contrats de gré-à-gré, est un élément primordial pour le calcul du surcoût de production. Jusqu'à présent, le CNC était évalué par la CRE (i) *ex post* sur la base des éléments de la comptabilité des fournisseurs historiques pour les moyens de production dont ils disposent, et (ii) *ex ante* pour les moyens de production faisant l'objet d'un contrat de gré-à-gré.

S'agissant de l'évaluation du CNC de nouveaux projets d'investissement dans des moyens de production d'électricité appartenant aux fournisseurs historiques, la CRE peut décider de ne pas compenser une partie des coûts du fournisseur en considérant qu'ils ne peuvent être qualifiés de coûts « normaux ». Afin de sécuriser l'équilibre financier de leurs projets, les fournisseurs historiques ont demandé que le niveau de compensation du CNC de ces projets soit approuvé *ex ante*. La démarche demandée se rapproche de celle que la CRE adopte pour analyser le CNC des projets d'investissement portés par des producteurs tiers.

pour le type d'installation de production considéré dans cette zone et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif réglementé de vente, pour la part relative à la production ».

Le 2° du V du même article vise l'électricité produite par un fournisseur historique et vendue à un consommateur final d'électricité qui ne bénéficie pas des tarifs réglementés de vente. En absence de ce type des consommateurs dans les ZNI, les dispositions de ce point n'ont pas lieu à s'appliquer.

² Aux termes du b) du V bis. de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 : « *dans les cas mentionnés aux 1° et 2° du V, le producteur communique les éléments utiles de sa comptabilité à la Commission de régulation de l'énergie, qui procède à l'évaluation de la compensation.* »

³ Aux termes du 3° du V. de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 lorsque les surcoûts « *sont supportés par un fournisseur d'électricité pour l'électricité qu'il achète et revend à un consommateur final bénéficiant des tarifs réglementés de vente mentionnés à l'article L. 337-4 du code de l'énergie* », ils correspondent « *à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif réglementé de vente, pour la part relative à la production* ».

Le 4° du V du même article vise l'électricité acquise par un fournisseur historique et revendue à un consommateur final d'électricité qui ne bénéficie pas des tarifs réglementés de vente. En absence de ce type des consommateurs dans les ZNI, les dispositions de ce point n'ont pas lieu à s'appliquer.

⁴ Arrêté du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées.

Par ailleurs, depuis 2011, la fréquence de saisine de la CRE sur des projets de contrats de gré-à-gré ou sur des projets d'avenants à des contrats existants relatifs à une révision des conditions d'achat initiales a considérablement augmenté.

Dans ce contexte, la présente délibération a pour objet d'assurer l'homogénéité des méthodologies d'analyse des coûts des projets d'investissement dans les moyens de production d'électricité dans les ZNI portés par les fournisseurs historiques et les producteurs tiers, leur transparence et leur prévisibilité pour les acteurs du secteur de l'énergie. Elle expose la méthodologie d'appréciation des coûts d'investissement et d'exploitation des moyens de production d'électricité situés dans ces zones ainsi que les éléments à fournir dans le dossier de saisine de la CRE.

La présente délibération constitue pour la Commission de régulation de l'énergie une directive opposable aux opérateurs concernés. La CRE appliquera cette méthodologie chaque fois qu'elle examinera une opération, sous réserve qu'aucune circonstance particulière à cette opération ou aucune considération d'intérêt général ne justifient qu'il y soit dérogé. Cette méthodologie est susceptible d'être mise à jour, au fur et à mesure de la pratique décisionnelle de la CRE.

Fait à Paris, le 9 septembre 2014

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le président,

Philippe de LADOUCKETTE

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 en vue d'en déterminer le niveau de compensation

Le présent document a pour objet d'exposer la méthodologie que la Commission de régulation de l'énergie (CRE) applique à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation d'un moyen de production d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI) en vue d'établir son « coût de production normal et complet » en application des dispositions de l'article 4 du décret n° 2004-90 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité.

La méthodologie s'applique :

- à tout nouveau projet d'investissement dans un moyen de production d'électricité dans les zones non interconnectées dont le montant de la compensation n'a pas encore fait l'objet d'une évaluation par la CRE à la date de publication de la délibération ;
- à l'occasion d'une demande de révision de la compensation de toute installation ayant déjà fait l'objet d'une évaluation par la CRE.

Elle s'applique aussi bien aux fournisseurs historiques qu'aux producteurs tiers.

Dans chacun des cas susmentionnés, le fournisseur historique saisit la CRE d'un dossier dont les modalités de transmission, le format, le contenu et les spécificités sont précisés dans le paragraphe 2 du présent document. Pour être considéré comme complet, ce dossier doit respecter les indications du présent document.

Glossaire

Contrat de gré-à-gré	Contrat signé entre un fournisseur historique et un producteur tiers relatif à une installation de production d'électricité. Ce contrat fixe le prix d'acquisition par le fournisseur historique de l'électricité produite par le producteur tiers. Ce contrat précise aussi les modalités de fonctionnement de l'installation.
CRE	Commission de régulation de l'énergie.
CNC	Coût de production normal et complet.
CSPE	Contribution au service public de l'électricité.
EOD	Equilibre entre l'offre et la demande d'électricité.
PTF	Proposition Technique et Financière pour le raccordement d'une installation de production d'électricité.
ZNI	Zones non interconnectées, à savoir : la Corse, la Guadeloupe, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, la Réunion, la Martinique, la Guyane, Saint-Pierre et Miquelon, Mayotte et les îles bretonnes des Glénan, Ouessant, Molène et Sein ainsi que l'île de Chausey.

Fournisseur historique	EDF systèmes électriques insulaires (EDF SEI) et Electricité de Mayotte (EDM), gestionnaires des réseaux électriques locaux et des installations de leur propre parc de production et acheteurs de l'électricité produite par les installations des producteurs tiers.
Producteur tiers	Société ou groupement de sociétés souhaitant vendre à EDF SEI ou EDM, dans le cadre d'un contrat de gré-à-gré, l'électricité produite à partir d'une installation située en ZNI qu'il a financée et qu'il exploite (ou dont il a délégué l'exploitation à un tiers).
Porteur de projet	Producteur tiers ou fournisseur historique qui envisage de réaliser un investissement dans une unité de production d'électricité en ZNI.
Producteur	Producteur tiers ou fournisseur historique qui exploite une unité de production d'électricité en ZNI.
Compensation	<p>Montant du CNC évalué par la CRE en application de la méthodologie décrite dans la présente délibération (principalement la somme des parts fixe et variable).</p> <p><u>Dans le cas d'un investissement porté par un producteur tiers</u> : ce montant déterminera le prix d'acquisition payé par le fournisseur historique au producteur tiers dans le cadre d'un contrat de gré-à-gré.</p> <p><u>Dans le cas d'un investissement porté par un fournisseur historique</u> : ce montant déterminera le montant de charges au titre de l'installation considérée que le fournisseur historique devra faire figurer dans sa comptabilité appropriée.</p>
Durée de vie de référence de l'installation	<p><u>Dans le cas des producteurs tiers</u> : durée du contrat d'achat.</p> <p>La durée de vie de référence, soit la durée du contrat d'achat, peut être inférieure à la durée de vie de l'installation.</p> <p><u>Dans le cas des fournisseurs historiques</u> : la durée de vie de l'installation.</p>
Dossier de saisine	Dossier transmis par le fournisseur historique à la CRE comportant tous les éléments précisés dans le paragraphe 2.3.

1. Méthodologie

Pour chacun des cas d'application de la méthodologie objet du présent document (cf. préambule), la CRE établit le CNC mentionné dans le décret n°2004-90 du 28 janvier 2004. Celui-ci correspond aux coûts de construction et d'exploitation d'une installation de production permettant :

- d'apporter la solution la plus économique pour satisfaire le besoin du système électrique identifié dans le bilan prévisionnel du gestionnaire de réseau de la zone considérée ;
- ou de répondre à un objectif de politique énergétique prévu par la programmation pluriannuelle des investissements.

Le CNC prend en compte certaines spécificités dont la qualification et l'appréciation relèvent des caractéristiques propres à la zone⁵.

Dans le cas particulier d'une installation déjà mise en service, la révision de la compensation s'accompagnera d'une analyse des coûts de l'installation.

La compensation est déterminée directement à partir du CNC. Elle comporte généralement :

- une part fixe, couvrant les charges de capital⁶ et les charges fixes d'exploitation ;
- une part proportionnelle à l'électricité produite, couvrant les charges variables d'exploitation.

Pour les producteurs tiers, le montant de la compensation est accompagné par ailleurs⁷ :

- de clauses d'ajustement et de révision du prix d'acquisition notamment destinées à inciter le porteur de projet à négocier au mieux ses contrats de sous-traitance. Ces clauses font l'objet d'une analyse de la CRE, qui peut y apporter des modifications.
- d'un régime de « Bonus-Malus » et de pénalités, incitant le producteur à se conformer aux objectifs contractuels en termes de disponibilité de l'installation.

Pour les fournisseurs historiques, un dispositif similaire s'applique en cas d'indisponibilité de leurs moyens de production (cf. paragraphe 1.7).

Les paragraphes 1.1 à 1.9 définissent les principes d'analyse et de calcul du CNC.

1.1 Détermination de la part fixe

La part fixe de la compensation⁸ comporte cinq composantes : la rémunération des capitaux investis, l'amortissement du capital, la rémunération du besoin en fonds de roulement, les coûts fixes d'exploitation – différenciés entre coûts fixes de personnel et hors personnel – et les dépenses de Gros Entretien Renouvellement (GER).

⁵ Il peut s'agir notamment de la densité du réseau électrique ou de l'éloignement des centres économiques.

⁶ Les charges du capital couvrent la rémunération du capital immobilisé avec un taux fixé par l'arrêté du 23 mars 2006 à 11 % nominal avant impôt ainsi que les amortissements.

⁷ Des clauses spécifiques liées aux particularités des installations pourront être prévues. Elles seront examinées au cas par cas par la CRE.

⁸ Le détail de la part fixe de la compensation et son mode d'indexation est exposé en annexe 3.

1.1.1 Rémunération des capitaux investis

Assiette d'investissement donnant lieu à rémunération

L'assiette d'investissement qui donne lieu à rémunération est :

- nette de la provision pour aléas⁹ car le taux de rémunération fixé à 11 % des capitaux immobilisés rémunère l'ensemble des risques des porteurs de projet ;
- nette du coût des emprunts¹⁰ ;
- minorée des avantages fiscaux et des subventions dont le projet pourrait bénéficier.

L'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération est déterminée comme la somme des coûts d'investissement, raccordement compris, actualisés à l'année précédant celle de la mise en service industrielle de l'installation (MSI), nette de la somme algébrique des aides perçues.

Le taux utilisé pour l'actualisation est fixé à la moyenne observée sur les cinq années précédant la saisine de la CRE du taux des OAT¹¹ de maturité cinq ans.

La rémunération ne s'applique qu'à compter de l'année de la MSI.

Révision de l'assiette d'investissement

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.

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).

Le coût d'investissement (hors raccordement) et le coût de raccordement retenus dans l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération se définissent alors 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

⁹ Dans le cas des offres de fourniture de l'installation clé en main, il est admis que le porteur de projet ne peut pas présenter des coûts d'investissement nets d'aléas. Il est de la responsabilité du producteur de s'assurer que le contrat clé en main signé comporte bien des clauses de pénalité en cas de retard ou de défaillance du sous-traitant.

¹⁰ Les intérêts intercalaires ne sont pas compensés et ne font pas partie de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération.

¹¹ Obligations Assimilables du Trésor Français.

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

Dans le cas où le coût de raccordement réel excéderait 1,15 fois le coût de raccordement prévisionnel, le surcoût, dû à une mauvaise estimation du gestionnaire de réseau (GRD), restera à la charge de ce dernier.

Si les éventuels surcoûts relèvent d'une clause de revoyure (cf. paragraphe 1.9), ils peuvent donner lieu à une révision de l'assiette d'investissement.

Le montant des aides prévisionnelles est revu dès que le porteur de projet a connaissance des aides qui lui seront effectivement versées, et au plus tard cinq ans après la date de MSI.

Le montant réel des aides, défini comme la somme algébrique des aides réellement perçues, est comparé au montant prévisionnel.

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. 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.

Si le montant des aides réellement perçu est connu à l'issue de la révision de l'assiette d'investissement initial, une correction rétroactive de la part fixe de la compensation est appliquée. Le cumul des corrections annuelles est ajouté ou retranché du montant de la compensation versée au titre de l'année de la révision.

Taux de rémunération applicable

Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les départements d'outre-mer¹², dans les collectivités d'outre-mer avec régime d'identité législative¹³ et en Corse est fixé à 11 % par l'arrêté du 23 mars 2006¹⁴.

1.1.2 Amortissement du capital

L'amortissement du capital est calculé de telle sorte qu'à la fin de la durée de vie de référence de l'installation la valeur du capital résiduel soit nulle. Cet amortissement est linéaire.

¹² Mayotte, Guyane, Réunion, Guadeloupe et Martinique

¹³ Saint Martin, saint Barthelemy, Saint-Pierre-et-Miquelon

¹⁴ Aucun taux de rémunération n'a été fixé pour les investissements réalisés dans les îles bretonnes des Glénan, Ouessant, Molène et Sein et dans l'île de Chausey. Pour ces îles, le taux de 7,25% utilisé pour la rémunération des capitaux immobilisés avant la publication de l'arrêté du 23 mars 2006 continue à s'appliquer. Dans la suite de la délibération, il est sous-entendu que le taux de rémunération de ces îles est fixé à 7,25%. Pour les investissements réalisés dans les ZNI avant la publication de l'arrêté du 23 mars 2006, le taux de rémunération applicable au moment de l'analyse du projet continue à s'appliquer. Dans la suite de la délibération, cette modalité est sous-entendue.

1.1.3 Rémunération du besoin en fonds de roulement

Seule la partie du besoin en fonds de roulement (BFR) correspondant aux stocks stratégiques de combustible, de pièces de rechanges et de consommables est éligible à rémunération. La valeur du stock stratégique est évaluée par la CRE au cas par cas, en fonction des spécificités de l'installation.

Le taux de rémunération est celui retenu pour le capital immobilisé, soit 11% en application de l'arrêté du 23 mars 2006. Il s'applique pendant toute la durée de vie de référence de l'installation.

Le BFR est indexé chaque année sur la base de l'évolution d'un panier d'indices reflétant la nature des coûts de ses composantes.

1.1.4 Coûts fixes d'exploitation

Les coûts fixes d'exploitation sont compensés sur la base de leur évaluation *ex ante*.

Coûts fixes d'exploitation hors personnel

La composante de la part fixe se rapportant aux coûts fixes d'exploitation hors personnel est indexée sur l'indice INSEE du prix de la production de l'industrie française pour le marché français¹⁵.

Coûts fixes de personnel

La composante de la part fixe se rapportant aux coûts fixes de personnel est indexée sur l'indice INSEE du coût horaire du travail révisé¹⁶.

1.1.5 Dépenses de gros entretien et renouvellement

Ces dépenses sont actualisées au taux de référence de 11%. Leur somme est lissée sur toute la durée de vie de référence de l'installation. Les montants annuels sont constants en euros courants.

1.2 Détermination de la part variable

La part variable de la compensation comprend les charges liées à l'achat des combustibles ainsi que les divers frais d'exploitation proportionnels au volume d'électricité produite. Elle est compensée par le prix proportionnel au MWh d'électricité produite, défini sur la base d'évaluation *ex ante* de ses composantes, indexé sur un panier d'indices INSEE et d'autres paramètres dépendant de la nature de l'installation.

1.3 Prise en compte des recettes

Les recettes accessoires à la production d'électricité viennent en déduction de la compensation. Elles seront prises en compte au cas par cas au moment de l'analyse du projet d'investissement par la CRE.

1.4 Provisions pour démantèlement

Les provisions pour démantèlement ne sont pas prises en compte dans l'évaluation de la compensation.

Au moment de l'examen du projet, les provisions pour démantèlement seront lissées sur la durée de vie de référence de l'installation et exposées à titre informel.

¹⁵ Indice FM0ABE0000 (« Indice de prix de la production de l'industrie française pour le marché français - Prix départ usine - A10 BE - Ensemble de l'industrie »).

¹⁶ Indice ICHTrev-TS (« Salaires, revenus et charges sociales - Coût du travail - Indices du coût horaire du travail révisé - Tous salariés - Indices mensuels - Salaires et charges - Industries mécaniques et électriques (NAF 25-30 32-33) »).

Au moment où il est décidé de démanteler l'installation, le fournisseur historique saisit la CRE d'un dossier composé d'un plan de démantèlement et des coûts associés (cf. paragraphe 2). Si l'installation fait l'objet d'un contrat de gré-à-gré, le dossier est accompagné d'un projet d'avenant.

Sur la base des éléments présentés, le montant de la compensation sera évalué. Ce montant sera versé lors de la dernière année de la durée de vie de référence de l'installation.

1.5 Analyse quinquennale des coûts d'exploitation

En application des dispositions des articles L121-9¹⁷ et L134-18¹⁸ du code de l'énergie, la CRE procède, tous les cinq ans, à une analyse des coûts réels d'exploitation sur la base de laquelle la compensation pourra, le cas échéant, être ajustée, selon les modalités suivantes.

Si les coûts fixes (respectivement variables) d'exploitation réels sont inférieurs à la part de la compensation fixe (respectivement variable) qui les rémunère, cette dernière est revue à la baisse. Dans le cas contraire, les surcoûts restent à la charge du producteur.

1.6 Révision des indices

Si l'un des indices retenus dans les formules d'indexation de la part fixe et de la part variable venait à disparaître ou ne pouvait plus être calculé et n'était pas remplacé par un indice de substitution légal :

- le fournisseur historique propose un nouvel indice, le plus proche possible de l'indice utilisé antérieurement ;
- dans le cas d'un contrat de gré-à-gré, le fournisseur historique et le producteur tiers choisissent d'un commun accord un nouvel indice, le plus proche possible de l'indice utilisé antérieurement.

Cette information est transmise à la CRE dans les meilleurs délais.

1.7 Bonus, malus et pénalités

Dans le cas des investissements portés par les producteurs tiers, le montant de la compensation (part fixe et variable) est accompagné par des mécanismes incitatifs portant sur la disponibilité de l'installation et de sa production, prenant la forme :

- (i) d'un régime de bonus-malus incitant les producteurs à respecter leur objectif de disponibilité ;
- (ii) de pénalités destinées à assurer l'existence de la production quand le système en a besoin.

Le montant total des sanctions financières appliquées sur une année (somme du malus et des pénalités) est plafonné à une fraction de la part fixe, établie en fonction de l'impact de l'indisponibilité de l'installation considérée sur le réseau. La CRE prendra en compte ce montant sous réserve de la justification du plafond transmise.

¹⁷ L'article L121-9 dispose que « les charges imputables aux missions de service public définies aux articles L. 121-7 et L. 121-8 sont calculées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent. Cette comptabilité, établie selon des règles établies par la Commission de régulation de l'énergie, est contrôlée aux frais des opérateurs qui supportent ces charges par leur commissaire aux comptes ou, pour les régies, par leur comptable public. La Commission de régulation de l'énergie peut, aux frais de l'opérateur, faire contrôler cette comptabilité par un organisme indépendant qu'elle choisit. »

¹⁸ L'article L.134-18 dispose que « pour l'accomplissement des missions qui lui sont confiées, la Commission de régulation de l'énergie recueille toutes les informations nécessaires auprès [...] des entreprises intervenant sur le marché de l'électricité ou du gaz naturel [...]. Elle peut également entendre toute personne dont l'audition lui paraît susceptible de contribuer à son information. »

Pour les fournisseurs historiques, la CRE contrôle *ex post* la disponibilité des installations et la bonne application du critère de présence économique pour déterminer leur fonctionnement selon un modèle normatif. Les écarts éventuellement constatés sont valorisés sur les bases des coûts qui auraient pu être évités ; leur valorisation vient en déduction des charges constatées.

1.8 Dispositions applicables pendant la phase de mise en service

Seule la part variable de la compensation sera payée au producteur pour l'électricité produite pendant la période d'essais¹⁹.

Pendant la période de marche probatoire²⁰, la compensation s'applique sous réserve d'un abattement de 50% sur la part fixe.

Après la mise en service industrielle, le producteur pourra réaliser des essais suite à des opérations de maintenance lourde. Seule la part variable de la compensation sera payée au producteur pour l'électricité produite pendant ces périodes.

Pendant les périodes d'essais et de marche probatoire, ni le système de bonus-malus ni le système de pénalités ne sont mis en œuvre pour les producteurs tiers.

1.9 Clauses de revoyure

L'examen des projets repose sur leurs coûts prévisionnels, qui sont susceptibles d'évolution tout au long des phases de construction et d'exploitation.

Dans le cas où surviendrait un évènement indépendant de la volonté du porteur de projet²¹, qui ne pouvait pas faire l'objet d'une couverture, notamment par un contrat d'assurance, tout ou partie du surcoût engendré peut donner lieu à une révision du niveau de la compensation. Les conditions de survenance de ces événements, qualifiés de « sujétions techniques imprévues » ou de « force majeure », sont décrites ci-après.

1.9.1 Sujétions techniques imprévues

Cette rubrique couvre le cas des aléas techniques survenant en phase de construction ou en cours d'exploitation de l'installation, et nécessitant des dépenses supplémentaires imprévues à l'origine.

Le porteur du projet pourra demander la mise en place d'une indemnisation pour sujétions techniques imprévues dès lors que les trois conditions ci-après seront cumulativement réalisées :

- les difficultés matérielles rencontrées présentent un caractère exceptionnel ;
- elles sont imprévisibles lors de la conclusion du contrat ;
- leur cause est extérieure aux parties.

¹⁹ La période d'essais est la période pendant laquelle le porteur de projet peut effectuer les essais nécessaires au bon fonctionnement de son installation sur le long terme.

²⁰ La période de marche probatoire vise à vérifier pour certains types d'installations la capacité de l'installation à fonctionner en régime continu sans défaut et sans perturber le système électrique.

²¹ Une mauvaise gestion du moyen de production n'est pas considérée comme un évènement indépendant de la volonté du producteur.

Ces stipulations couvriront tout ou partie des coûts liés aux difficultés techniques rencontrées et feront le cas échéant l'objet d'une révision de la compensation et, le cas échéant, de la signature d'un avenant au contrat.

1.9.2 Force majeure

Pour être qualifié de force majeure, un événement doit cumuler les trois conditions suivantes :

- Il est extérieur aux parties ;
- Il est imprévisible dans sa survenance ;
- Il est irrésistible dans ses effets.

En cas d'évènement qualifié de force majeure affectant un moyen de production appartenant à un fournisseur historique, ce dernier évaluera les conséquences financières et les fera explicitement apparaître dans sa comptabilité appropriée, accompagnées d'éléments justificatifs.

En cas d'évènement qualifié de force majeure affectant les moyens de production des producteurs tiers, le fournisseur historique et le producteur tiers peuvent se réunir pour étudier les modalités à prendre pour rendre à nouveau possible l'exécution du contrat. Le cas échéant, un avenant au contrat initial est soumis à l'évaluation de la CRE.

Par ailleurs, les dispositions évoquées au 1.7 (contrôle de la disponibilité) pourront ne pas trouver à s'appliquer.

2. Procédures applicables pour la saisine de la CRE

Il est rappelé, à titre liminaire, que pour faire l'objet d'une instruction par la CRE, tout dossier de saisine doit être complet et respecter les dispositions du présent document, notamment s'agissant de l'ensemble des pièces à fournir.

Au cours de la phase d'instruction, la CRE pourra, le cas échéant, demander des éléments complémentaires.

2.1 Modalités générales

S'agissant d'un nouveau projet d'investissement dans un moyen de production d'électricité dans les ZNI n'ayant pas encore fait l'objet d'une évaluation par la CRE

Le dossier est préparé par le porteur du projet. La note produite par le gestionnaire de réseau de la zone (cf. paragraphe 2.4) est transmise à la CRE par le fournisseur historique. Elle fait l'objet d'un envoi séparé par ce dernier.

Le fournisseur historique saisit la CRE d'un dossier dont le format et le contenu sont précisés au paragraphe 2.3 du présent document lui permettant d'en évaluer le CNC. Toutes les pièces de [1] à [8] sont exigées.

Si le projet est porté par un producteur tiers, le dossier est accompagné d'un projet de contrat.

Le producteur tiers peut, s'il le juge nécessaire, transmettre directement à la CRE les éléments qu'il juge sensibles au regard de leur contenu économique ou technologique.

S'agissant d'une demande de révision du prix de l'électricité produite (par exemple, dans le cadre d'une mise aux normes de l'installation en application d'une clause de revoyure)

Le dossier est préparé par le porteur du projet. Le dossier justifie la demande de révision du prix de l'électricité produite (justification de l'activation d'une clause de revoyure, transmission des textes réglementaires imposant une mise aux normes, etc.). Le dossier est accompagné en cas de besoin d'une note produite par le gestionnaire de réseau de la zone mentionnée au paragraphe 2.4.

Le fournisseur historique saisit la CRE d'un dossier dont le format et le contenu sont précisés au paragraphe 2.3 du présent document lui permettant d'en évaluer le CNC. Seules les pièces [1], [6], [7] et [8] sont exigées.

Si le projet est porté par un producteur tiers, le dossier est accompagné d'un projet d'avenant au contrat initial.

Le producteur tiers peut, s'il le juge nécessaire, transmettre directement à la CRE les éléments qu'il juge sensibles au regard de leur contenu économique ou technologique.

S'agissant du dossier de révision de l'assiette d'investissement

Le dossier est préparé par le porteur du projet.

Le fournisseur historique saisit la CRE d'un dossier dont le format et le contenu sont précisés au paragraphe 2.3 du présent document lui permettant d'en évaluer le CNC. Seules les pièces [1] et [7] sont exigées.

Si le projet est porté par un producteur tiers, le dossier est accompagné, le cas échéant, d'un projet d'avenant au contrat initial.

Le producteur tiers peut, s'il le juge nécessaire, transmettre directement à la CRE les éléments qu'il juge sensibles au regard de leur contenu économique ou technologique.

S'agissant d'une demande de prise en compte des coûts de démantèlement

Le dossier est préparé par le porteur du projet.

Le fournisseur historique saisit la CRE d'un dossier dont le format et le contenu sont précisés au paragraphe 2.3 du présent document lui permettant d'en évaluer le CNC. Seules les pièces [1], [6], [7] et [8] sont exigées.

Si le projet est porté par un producteur tiers, le dossier est accompagné d'un projet d'avenant au contrat initial.

Le producteur tiers peut, s'il le juge nécessaire, transmettre directement à la CRE les éléments qu'il juge sensibles au regard de leur contenu économique ou technologique.

2.2 Format du dossier

Toutes les pièces demandées doivent impérativement respecter le format et les conditions explicitées ci-après. Dans le cas contraire, le dossier est déclaré incomplet et n'est pas instruit.

Les documents transmis sont rédigés en français. Les documents spécifiques, de type devis ou proposition commerciale, sont transmis dans leur langue d'origine. Ils seront le cas échéant traduits à la demande de la CRE.

Les pièces demandées au paragraphe 2.3 et le projet de contrat ou d'avenant sont fournis en version papier au format A4, à l'exception des cartes, plans et documents assimilés de dimension supérieure.

Le dossier et le projet de contrat ou d'avenant sont également fournis par voie électronique (par CD ou clef USB) et respectent les conditions et formats suivants :

- les pièces demandées au paragraphe 2.3 sont fournies au format « Word » ou « PDF » ;
- le plan d'affaire prévisionnel est fourni au format « Excel » avec liens et formules apparents pour les données de calcul. Il ne comporte aucun mot de passe, ni feuille, cellule, colonne ou ligne cachées ;
- pour les producteurs tiers, le projet de contrat ou d'avenant est fourni au format « Word ».

Le porteur du projet est informé qu'il n'aura droit à aucune indemnité pour les frais qu'il aura pu exposer au titre de l'élaboration de son dossier.

2.3 Pièces à fournir dans le dossier

Le dossier se décompose en huit parties, comportant, dans l'ordre de leur énoncé, les pièces précisées dans les paragraphes ci-dessous.

En complément des éléments listés ci-après, le porteur du projet peut joindre, en annexe de son dossier, tout document qu'il juge utile à l'évaluation de son projet.

[1] Données clés du projet

Chaque dossier doit débiter par les :

- Renseignements administratifs (cf. annexe 2)
- Caractéristiques principales du projet (cf. annexe 2)

[2] Présentation générale du projet et description technique succincte

Le porteur du projet joint une note de présentation générale comportant les éléments ci-après :

- technologie, puissance nominale (brute et nette), nombre de tranches ;
- justification du choix technologique et économique du projet au regard des particularités locales et du besoin à satisfaire ;
- cohérence du projet avec les objectifs prévus par la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) ;
- modalité de fonctionnement de l'installation (base, semi-base, pointe) ;
- nombre d'heures prévisionnel de fonctionnement par an en équivalent pleine puissance et rendement global estimé (en détaillant les étapes du calcul et toutes les hypothèses qui s'y rapportent) ;
- nature du combustible utilisé, provenance et filière d'approvisionnement permettant d'en garantir la disponibilité en toutes circonstances ;
- contrat d'approvisionnement pour le combustible envisagé, ou engagement commercial ;
- caractéristiques des liaisons électriques au sein de l'installation jusqu'au(x) poste(s) électrique(s) de livraison, et conditions particulières d'implantation de ces liaisons ;
- caractéristiques du (des) poste(s) électrique(s) de livraison ;
- courbe de charge prévisionnelle de production ;
- date de mise en service envisagée et calendrier prévisionnel des procédures administratives nécessaires à la construction et à l'exploitation de l'installation, des étapes de réalisation et de mise en service de l'installation.

[3] Site d'implantation envisagé

Le porteur du projet joint une note de description du site d'implantation envisagé précisant les éléments suivants :

- localisation géographique ;
- emplacement prévu ;
- critères de choix du site envisagé ;
- description des aménagements particuliers ;
- document attestant de la maîtrise foncière du terrain ou du bâtiment visé pour l'installation, pendant la durée de vie de référence de l'installation (titre de propriété ou de location, promesse de vente ou promesse de bail ou tout autre document justifiant de la maîtrise foncière).

[4] Intégration locale

Le porteur du projet joint une note précisant les éléments suivants :

- liste et description succincte des activités préexistantes et futures (humaines ou industrielles) présentes dans la zone d’implantation envisagée ou susceptibles d’interagir avec la construction ou l’exploitation de l’installation ;
- manière dont le porteur du projet envisage de prendre en compte les enjeux liés à ces activités ;
- documents obtenus auprès des autorités et organismes locaux attestant l’absence de conflits d’usage potentiels (notamment pour le terrain et pour le combustible visé par l’installation) ;
- en cas de conflits d’usage présents ou potentiels, méthodologie et démarches de mitigation envisagées ;
- lettres d’intérêt des autorités et organismes locaux confirmant le soutien local et l’intérêt général du projet.

[5] Expérience technique et programme industriel

Le porteur du projet joint une note sur l’organisation de son projet. Il identifie les principaux fournisseurs de produits et de services impliqués. Il décrit les accords de partenariats industriels ou commerciaux conclus. Il fournit une description synthétique de son expérience.

La note est accompagnée d’accords ou de protocoles d’accord, de devis, de propositions commerciales ou de tout autre document équivalent, permettant de constater la fermeté des engagements réciproques des parties, relatifs aux charges principales liées à la construction et l’exploitation de l’installation.

Le porteur du projet présente le plan de gestion des risques (techniques, logistiques, organisationnels, administratifs, financiers, humains, etc.) susceptibles de remettre en cause la réalisation de l’installation ou la date de mise en service et, séparément, le plan de gestion des risques pendant l’exploitation de l’installation. Il présente notamment les différents événements redoutés et les dispositions prévues visant à réduire la probabilité d’occurrence de ces événements ou à en réduire les effets lorsqu’ils ne peuvent être évités.

[6] Plan d’affaires et montage financier

Le porteur du projet fournit une note de description de la structure qui développera le projet et assurera la livraison de l’électricité. Cette description comporte la structure juridique, la composition de l’actionnariat, la liste des partenaires impliqués, leurs rôles et la nature de leurs liens avec le porteur du projet.

Les éléments du montage financier du projet doivent être précisés : fonds propres, endettement, etc.

Le porteur du projet fournit le plan d’affaire exhaustif, sur la durée de vie de référence de l’installation, mettant en évidence les flux de trésorerie annuels prévisionnels et la rentabilité attendue. Il détaille les montants prévisionnels des coûts de construction, des coûts d’exploitation fixes et variables, éventuellement des coûts de combustible, l’évolution du chiffre d’affaire et des flux de trésorerie du projet avant impôts. Il produit des simulations illustrant la sensibilité du plan d’affaire.

Les principales hypothèses du plan d’affaire sont :

- les dates clé du projet, notamment la date de mise en service industrielle de l’installation, la date du closing financier, la date de référence pour le calcul de la valeur actualisée nette (VAN) ;
- la date d’ancrage doit être unique pour l’ensemble des valeurs de référence ;

- les valeurs nominales sont calculées à partir des valeurs de référence en appliquant les hypothèses d'inflation depuis la date de référence. Le porteur du projet explicitera ses hypothèses d'évolution des indices d'inflation et de construction ;
- toutes les valeurs monétaires sont exprimées en milliers d'euros courants, avec deux chiffres significatifs.

[7] Coûts d'investissement

Le porteur du projet fournit une note détaillant les différents postes d'investissement du projet accompagnée d'un tableau de synthèse. Dans cette note sont précisés les montants qui constituent des engagements fermes en lien avec les éléments fournis dans la pièce [5]. Le projet d'investissement présenté à la CRE doit être à un stade suffisamment avancé de développement pour que la majorité des coûts soit établie sur la base de propositions commerciales ou de devis, et que les autres coûts soient au minimum identifiés.

Les éléments suivants doivent être précisés dans la note :

- montant de l'investissement détaillé (la décomposition retenue par le porteur du projet devra couvrir l'ensemble des dépenses d'investissement du projet) : études, génie civil, frais de maîtrise d'ouvrage, frais de maîtrise d'œuvre, achat des machines et composants, installation, raccordement au réseau électrique (accompagné par une PTF), sous-traitance (nature et coûts), frais de mise en service, etc. ;
- montant de subvention ;
- coûts qui ne peuvent pas être identifiés *ex ante* avec précision. Ces coûts devront être dûment détaillés et justifiés, et regroupés sous le poste « divers » ;
- chronique prévisionnelle de décaissement des investissements ;
- régime fiscal et niveau d'imposition (défiscalisation, etc.), montant des taxes et leur ventilation par grandes postes ;
- coût d'acquisition du terrain sur lequel l'installation est prévue d'être construite. Si le terrain est loué, les charges afférentes sont indiquées comme des charges fixes d'exploitation ;
- assurances prévues pour le projet pendant la phase de construction.

Dans le cas d'un dossier de révision de l'assiette d'investissement

Le dossier contient un fichier Excel qui présente :

- la puissance nette effectivement installée ;
- la comparaison par grands postes de coûts des montants d'investissement projetés et des montants d'investissement réellement engagés ;
- les chroniques de décaissement des investissements projetées et réelles ;
- les écarts constatés.

Les coûts projetés et réellement engagés doivent être rapportés à la même date économique. L'actualisation à retenir le cas échéant est précisée dans le dossier et tient compte des éventuelles spécificités des contrats de sous-traitance.

Le dossier contient une note précisant les faits marquants survenus au cours de la construction et expliquant les écarts constatés.

Le dossier contient les justificatifs des montants des aides réellement accordés et, dans le cas contraire, les preuves témoignant des démarches que le porteur du projet a menées auprès des organismes concernés pour obtenir le montant prévisionnel des aides.

Lors de l'analyse, la CRE pourra, le cas échéant, demander des éléments complémentaires.

[8] Coûts d'exploitation

Le porteur du projet fournit une note détaillant les différents postes des coûts d'exploitation de l'installation et les hypothèses permettant de les évaluer, en précisant :

- les dépenses d'exploitation avec une décomposition entre coûts fixes et coûts variables, et leur ventilation par grandes postes ;
- les emplois directs et indirects (en Equivalents Temps Plein annuels) en précisant la ventilation fonctionnelle et l'application du statut IEG (Industries Électriques et Gazières) ;
- les coûts de la location du terrain le cas échéant ;
- le détail du plan d'exploitation et de maintenance (moyens mis en œuvre, principes et modalités d'intervention, dépenses) ;
- le détail du plan de gros entretien et renouvellement (moyens mis en œuvre, principes et modalités d'intervention) ;
- le besoin en fonds de roulements dans la limite d'un stock stratégique de combustible, pièces de rechange et consommables ;
- les recettes complémentaires prévisionnelles (vente de la chaleur issue d'une cogénération à un réseau de chaleur, valorisation des cendres, etc.).

Les provisions pour démantèlement sont à préciser dans une note spécifique.

Dans le cas d'un dossier de prise en compte des dépenses de démantèlement

- présentation du plan de démantèlement et de remise en état du site. Ce plan devra prévoir un retour du site à un état comparable à l'état initial, et compatible avec la pratique des activités existantes avant la construction de l'installation ;
- coût des différentes étapes du démantèlement et de la remise en état du site ;
- composants recyclables et hypothèses de calcul du produit issu de leur vente ;
- sources utilisées pour l'établissement des hypothèses d'évaluation des coûts de démantèlement et justifications des choix effectués.

2.4 Analyse du gestionnaire du réseau

Le gestionnaire du réseau fournit une note précisant :

- la cohérence du projet au regard du besoin du système électrique identifié ;
- la justification du choix technologique et économique du mode de raccordement choisi qui détermine le prix fourni dans la PTF ;
- les particularités d'intégration et l'impact de l'installation sur le système électrique considéré ;
- l'estimation des éventuels coûts évités de construction et de renouvellement du réseau grâce à la réalisation du projet étudié.

Le gestionnaire du réseau joint tout élément complémentaire qu'il juge nécessaire à l'analyse de la CRE.

Annexe 1 EXTRAITS DES TEXTES APPLICABLES²²

Code de l'énergie

Article L. 121-1 du code de l'énergie :

Le service public de l'électricité a pour objet de garantir, dans le respect de l'intérêt général, l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national.

Dans le cadre de la politique énergétique, il contribue à l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la maîtrise de la demande d'énergie, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir, comme à l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Il concourt à la cohésion sociale, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique.

Matérialisant le droit de tous à l'électricité, produit de première nécessité, le service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique.

Article L. 121-7 du code de l'énergie :

En matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public comprennent :

1° Les surcoûts qui résultent, le cas échéant, de la mise en œuvre des dispositions des articles L. 311-10 et L. 314-1 par rapport aux coûts évités à Electricité de France ou, le cas échéant, à ceux évités aux entreprises locales de distribution qui seraient concernées. Les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité sauf, pour les entreprises locales de distribution, pour les quantités acquises au titre des articles L. 311-10 et L. 314-1 se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession mentionnés à l'article L. 337-1, par référence à ces tarifs. Les mêmes valeurs de coûts évités servent de références pour déterminer les surcoûts compensés lorsque les installations concernées sont exploitées par Electricité de France ou par une entreprise locale de distribution. Lorsque l'objet des contrats est l'achat de l'électricité produite par une installation de production implantée dans une zone non interconnectée au réseau métropolitain continental, les surcoûts sont calculés par rapport à la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ;

2° Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental :

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 ;

b) Les coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ;

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

²² En vigueur à la date de publication de la présente méthodologie

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 ;

d) Les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et diminués des recettes éventuellement perçues à travers ces actions. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter.

Les conditions de rémunération du capital immobilisé dans les moyens de production, de stockage d'électricité ou nécessaires aux actions de maîtrise de la demande définis aux a, b et d du présent 2° utilisées pour calculer la compensation des charges à ce titre sont définies par arrêté du ministre chargé de l'énergie afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Un décret en Conseil d'Etat précise les modalités d'application des a à d.

3° La rémunération versée par Electricité de France aux installations de cogénération dans le cadre des contrats transitoires, en application de l'article L. 314-1-1.

Article L. 121-9 du code de l'énergie :

Le ministre chargé de l'énergie arrête chaque année le montant des charges, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. A défaut d'un arrêté fixant le montant des charges avant le 31 décembre de l'année précédente, le montant proposé par la Commission de régulation de l'énergie entre en vigueur le 1^{er} janvier.

Les charges imputables aux missions de service public définies aux articles L. 121-7 et L. 121-8 sont calculées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent.

Cette comptabilité, établie selon des règles établies par la Commission de régulation de l'énergie, est contrôlée aux frais des opérateurs qui supportent ces charges par leur commissaire aux comptes ou, pour les régies, par leur comptable public. La Commission de régulation de l'énergie peut, aux frais de l'opérateur, faire contrôler cette comptabilité par un organisme indépendant qu'elle choisit.

Article L.134-18 du code de l'énergie :

Pour l'accomplissement des missions qui lui sont confiées, la Commission de régulation de l'énergie recueille toutes les informations nécessaires auprès des ministres chargés de l'économie, de l'environnement et de l'énergie, auprès des gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, des opérateurs des ouvrages de transport ou de distribution de gaz naturel et des exploitants des installations de gaz naturel liquéfié, des fournisseurs de consommateurs finals sur le territoire métropolitain continental bénéficiant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique mentionné à l'article L. 336-1, des exploitants de réseaux de transport et de stockage géologique de dioxyde de carbone ainsi qu'auprès des autres entreprises intervenant sur le marché de l'électricité ou du gaz naturel ou du captage, transport et stockage géologique de dioxyde de carbone. Elle peut également entendre toute personne dont l'audition lui paraît susceptible de contribuer à son information.

Article L.362-4 du code de l'énergie :

Le taux de rémunération du capital immobilisé dans des moyens de production d'électricité, mentionné à l'article L. 121-7, est déterminé de façon à favoriser le développement du système électrique.

Les tarifs de vente de l'électricité sont identiques à ceux pratiqués en métropole.

Décret n°2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité

Le V de l'article 4 :

V. - En dehors des cas définis du I au IV, les surcoûts de production dans une zone non interconnectée au réseau métropolitain continental correspondent, pour une année donnée :

1° Lorsqu'ils sont supportés par un producteur d'électricité pour l'électricité qu'il produit et vend à un consommateur final bénéficiant des tarifs réglementés de vente mentionnés à l'article L. 337-4 du code de l'énergie ou pour l'électricité qu'il produit et cède à un organisme de distribution électrique, à la différence entre le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif réglementé de vente, pour la part relative à la production ;

2° Lorsqu'ils sont supportés par un producteur d'électricité pour l'électricité qu'il produit et revend à un consommateur final ne bénéficiant pas des tarifs réglementés de vente mentionnés à l'article L. 337-4 du code de l'énergie, à la différence entre le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du plafond de prix prévu à l'article L. 337-1 du même code ;

3° Lorsqu'ils sont supportés par un fournisseur d'électricité pour l'électricité qu'il achète et revend à un consommateur final bénéficiant des tarifs réglementés de vente mentionnés à l'article L. 337-4 du code de l'énergie, à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif réglementé de vente, pour la part relative à la production ;

4° Lorsqu'ils sont supportés par un fournisseur d'électricité pour l'électricité qu'il achète et revend à un consommateur final ne bénéficiant pas des tarifs réglementés de vente mentionnés à l'article L. 337-4 du code de l'énergie, à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du plafond de prix prévu à l'article L. 337-1 du même code.

Titre V bis de l'article 4 :

V bis. - a) Dans les cas mentionnés aux 3° et 4° du V, 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.

Lorsque le contrat d'achat porte sur de l'électricité produite par une installation de production située sur le territoire d'une zone non interconnectée, 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 la Commission de régulation de l'énergie, par arrêté du ministre chargé de l'énergie en application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie.

Lorsque le contrat d'achat porte sur de l'électricité produite par une installation de production située hors du territoire français, la Commission de régulation de l'énergie évalue la différence entre le coût d'achat de l'électricité importée et le coût de production normal et complet évité dans la zone non interconnectée d'importation sur toute la durée du contrat. Les charges imputables aux missions de service public liées aux surcoûts d'achat ne peuvent pas excéder 80 % des surcoûts de production évités. L'acheteur communique à la Commission de régulation de l'énergie les éléments utiles pour procéder à l'évaluation du coût d'achat de l'électricité importée ;

b) Dans les cas mentionnés aux 1° et 2° du V, le producteur communique les éléments utiles de sa comptabilité à la Commission de régulation de l'énergie, qui procède à l'évaluation de la compensation.

Dans tous les cas ci-dessus, 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.

Arrêté du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées

En application des articles 56 et 76 de la loi du 13 juillet 2005 susvisée, le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans des investissements définis ci-dessous et réalisés dans la collectivité territoriale de Corse, dans les départements d'outre-mer, dans la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon et dans la collectivité départementale de Mayotte, utilisé pour calculer la compensation des charges mentionnées au 2° du a du I de l'article 5 de la loi du 10 février 2000 susvisée, est fixé à 11 %.

Ce taux s'applique à la rémunération du capital immobilisé dans les investissements suivants :

- création de moyens de production nouveaux ;
- augmentation de capacités de production existantes ;
- mise aux normes environnementales de capacités de production existantes ;
- rénovation de capacités de production existantes.

Annexe 2 DONNEES CLES DU PROJET

Renseignements administratifs :

Nom du producteur (personne physique)	
ou raison sociale (personne morale)	
Numéro SIREN ou SIRET*	
Adresse	
Nom du représentant légal (tel que désigné par les statuts)	
Titre du représentant légal	

* information à fournir uniquement par les personnes morales déjà constituées.

Interlocuteurs sur le dossier :

Contact n°1	
Nom du contact	
Fonction	
Téléphone	
E-mail	

Contact n°2	
Nom du contact	
Fonction	
Téléphone	
E-mail	

Les changements intervenant sur ces informations doivent être notifiés à la CRE.

Caractéristiques principales du projet :

Nom du projet	
Région	
Adresse du site de production	
Tension de livraison	
Technologie de production d'électricité	
Puissance électrique installée brute	MW
Puissance électrique installée nette	MW
Productible annuel prévu	MWh
Disponibilité annuelle (en équivalent pleine puissance)	% heures/an
Date de mise en service industrielle attendue (jj/mm/aaaa)	
Durée de vie de référence de l'installation	ans

Le tableau doit être rempli au format et dans les unités précisées, sans surcharge. Les arrondis sont admis. Dans ce cas, les valeurs sont données avec, au minimum, trois chiffres significatifs.

Annexe 3

PART FIXE DE LA COMPENSATION

La part fixe constitue la principale composante de la compensation du producteur. Elle compense les charges du capital et les charges fixes d'exploitation.

Etablissement de la valeur de référence de la part fixe de la compensation

La valeur de référence est déterminée sur la base des coûts d'investissement (y compris les coûts de raccordement) prévisionnels et des coûts fixes estimés par le porteur du projet. Elle est calculée de façon à assurer un taux de rémunération des capitaux immobilisés de 11% conformément à l'arrêté du 23 mars 2006.

Part fixe de référence de la rémunération:

$$PF_0 = I \times 11\% + A + CF + P + GER + BFR \times 11\%$$

où

I – investissements ;

N – nombre total d'années d'amortissement considéré ;

$A = \frac{I}{N}$ - amortissements ;

P – coûts fixes du personnel ;

CF – coûts fixes autres que personnel ;

GER – coûts de gros entretien et renouvellement ;

BFR – Besoin en Fonds de Roulement.

Etablissement du système d'Indexation de la part fixe de la compensation

Afin de prendre en compte l'évolution des composants de la part fixe de la compensation, une formule d'indexation est prise en compte. Elle reflète :

- la décroissance dans le temps de l'investissement rémunéré à 11 % ;
- l'amortissement linéaire de l'investissement initial ;
- la répartition des coûts fixes entre coûts de personnel et autres coûts fixes ;
- les provisions lissées constantes du gros entretien et renouvellement ;
- le besoin en fonds de roulement rémunéré à 11%.

La formule d'indexation est la suivante :

$$PF_{nm} = \frac{PF_0}{12} \times \left(a \times \left(1 - \frac{x}{N} \right) + b + c \times \frac{FM0ABE0000_n}{FM0ABE0000_0} + d \times \frac{ICHTrev - TS_n}{ICHTrev - TS_0} + e \times \frac{Ind_n}{Ind_0} \right)$$

PF ₀	part fixe de référence de la rémunération
PF _{nm}	part fixe de la rémunération le mois m de l'année n
n	représente l'année civile (1 ^{er} janvier – 31 décembre)

m	représente le mois m de l'année n
x	représente l'année d'amortissement considérée (correspondant à l'année calendaire qui commence le mois entier de la date anniversaire de mise en service industrielle et se termine douze mois plus tard) x=0 à l'année de mise en service de l'installation
N	nombre total d'années d'amortissement considérées
a	coefficient économique : $a = \frac{I \times 11\%}{PF_0}$
b	coefficient économique : $b = \frac{A + GER}{PF_0}$
c	coefficient économique : $c = \frac{CF}{PF_0}$
d	coefficient économique : $d = \frac{P}{PF_0}$
e	coefficient économique : $e = \frac{BFR \times 11\%}{PF_0}$
ICTrev-TS _n	dernière valeur définitive connue au 1 ^{er} janvier de l'année n de l'indice ICTrev-TS
ICTrev-TS ₀	dernière valeur définitive connue de l'indice ICTrev-TS à la date de signature du contrat
FMOABE0000 _n	dernière valeur définitive connue au 1 ^{er} janvier de l'année n de l'indice FMOABE0000
FMOABE0000 ₀	dernière valeur définitive connue de l'indice FMOABE0000 à la date de signature du contrat
Ind _n	dernière valeur définitive connue au 1 ^{er} janvier de l'année n de la moyenne pondérée des indices reflétant l'évolution des composantes du BFR
Ind ₀	valeur de la moyenne pondérée des indices reflétant l'évolution des composantes du BFR de référence

Les valeurs de la part fixe de référence PF_0 et des indices a, b, c, d et e seront ajustées grâce aux valeurs constatées I_r et R_r (cf. paragraphe 1.1.1).

Pour le premier mois pendant lequel l'installation fonctionne, la valeur mensuelle de la part fixe sera intégralement considérée et versée au producteur quel que soit le jour de la mise en service industrielle à l'intérieur du mois.

Pour le dernier mois pendant lequel l'installation fonctionne, aucune part fixe ne sera versée.

Le montant annuel de la part fixe correspond à la somme des parts fixes mensuelles :

$$PF_n = \sum_{m=1}^{12} PF_{nm}$$

Etablissement de la formule :

Part Fixe de référence :

$$PF_0 = I \times 11\% + A + CF + P + GER + BFR \times 11\%$$

Part Fixe de l'année considérée « n » :

$$PF_n = I \cdot 11\% \cdot \left(1 - \frac{x}{N}\right) + A + CF \cdot \frac{FM0AB0000_n}{FM0AB0000_0} + P \cdot \frac{ICHTrev - TS_n}{ICHTrev - TS_0} + GER + BFR \cdot 11\% \cdot \frac{Ind_n}{Ind_0}$$

On multiplie et on divise par PF_0 :

$$PF_n = \frac{PF_0 \cdot \left(I \cdot 11\% \cdot \left(1 - \frac{x}{N}\right) + A + CF \cdot \frac{FM0AB0000_n}{FM0AB0000_0} + P \cdot \frac{ICHTrev - TS_n}{ICHTrev - TS_0} + GER + BFR \cdot 11\% \cdot \frac{Ind_n}{Ind_0} \right)}{PF_0} =$$

$$= PF_0 \cdot \left(\frac{I \cdot 11\%}{PF_0} \cdot \left(1 - \frac{x}{N}\right) + \frac{A}{PF_0} + \frac{CF}{PF_0} \cdot \frac{FM0AB0000_n}{FM0AB0000_0} + \frac{P}{PF_0} \cdot \frac{ICHTrev - TS_n}{ICHTrev - TS_0} + \frac{GER}{PF_0} + \frac{BFR \cdot 11\%}{PF_0} \cdot \frac{Ind_n}{Ind_0} \right) =$$

$$= PF_0 \cdot \left(a \cdot \left(1 - \frac{x}{N}\right) + b + c \cdot \frac{FM0AB0000_n}{FM0AB0000_0} + d \cdot \frac{ICHTrev - TS_n}{ICHTrev - TS_0} + e \cdot \frac{Ind_n}{Ind_0} \right)$$

D'où les coefficients :

$$a = \frac{I \cdot 11\%}{PF_0}; \quad b = \frac{A + GER}{PF_0}; \quad c = \frac{CF}{PF_0}; \quad d = \frac{P}{PF_0}; \quad e = \frac{BFR \times 11\%}{PF_0}$$