

## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Yann PADOVA et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

Le caractère insulaire de certaines zones non interconnectées (ZNI), leurs contraintes géographiques, la relative faiblesse de leurs infrastructures portuaires et routières, etc., imposent le recours pour ces zones à des solutions technologiques différentes de celles développées en métropole continentale, à l'origine d'importants surcoûts de production d'électricité : le prix de revient moyen du MWh produit est sensiblement supérieur aux tarifs réglementés de vente (TRV) garantis par la péréquation tarifaire. Ce surcoût est financé par la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

Les charges de service public dans les ZNI, donnant lieu à compensation, comprennent :

- les surcoûts de production des fournisseurs historiques ou les surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité signés entre un producteur tiers et le fournisseur historique, pour des installations situées en ZNI ;
- les charges dues à l'application des dispositifs sociaux ;
- les coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique ;
- les surcoûts d'achat d'électricité produite par des installations situées dans des pays tiers, et importée dans les ZNI ;
- 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 (MDE).

### **Contexte réglementaire s'appliquant aux projets de MDE réalisés dans les ZNI**

Les trois derniers postes de coûts susmentionnés relèvent de l'article 60 de la loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 qui, par modification de l'article L.121-7 du code de l'énergie, a étendu le périmètre des projets considérés comme relevant des charges de service public de l'électricité.

Le V quater de l'article 4 du décret n°2004-90 du 28 janvier 2004 précise que dans les ZNI « *le dossier des actions de maîtrise de la demande d'électricité entreprises par un fournisseur ou par un tiers avec lequel il contracte est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie. Lorsque l'action est portée par un tiers, le dossier est accompagné d'un projet de contrat. Ce dossier contient les éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation ainsi que ceux qui justifient que la solution technique envisagée pour l'action de maîtrise de la demande considérée soit parmi les meilleures techniques disponibles au regard à la fois du nombre de kilowattheures (kWh) évités, du coût par kilowattheure (kWh) évité et de la durée de l'action envisagée.* »

Ce décret est complété par l'arrêté du 27 mars 2015 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de stockage d'électricité et pour les actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les zones non interconnectées. Celui-ci prévoit que la CRE évalue le coût normal et complet (CNC) d'un projet d'action de MDE en appliquant, par défaut, un taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé de 11 %. La CRE peut modifier ce taux dans la fourchette 6 % - 16 % à partir de

l'analyse de l'étude de risques fournie par le porteur de projet, qui justifie et « *quantifie, en points de base, les conséquences de chaque risque identifié sur le taux par défaut susmentionné.* ».

La compensation du projet est calculée par la CRE sur la base du CNC diminué des recettes et subventions éventuellement perçues au titre de cette action de MDE. En application de l'article 4 du décret n°2004-90 du 28 janvier 2004 modifié par le décret n°2014-864 du 1<sup>er</sup> août 2014, la compensation ne peut excéder 80 % des surcoûts de production évités du fait de l'action sur l'ensemble de sa durée.

En application du V quinquies de l'article 4 du décret susmentionné, le plafond de 80 % « *s'impose à la somme des coûts calculés, pour une action donnée, sur la durée du contrat et actualisés selon un taux de référence ; il est déterminé par rapport à la somme des surcoûts de production évités sur la durée du contrat et actualisés selon un taux d'actualisation de référence majoré destiné à tenir compte des incertitudes sur les surcoûts de production évités futurs.* »

Selon l'arrêté du 27 mars 2015 susmentionné, le taux d'actualisation de référence mentionné dans l'article précité est différencié selon la durée de vie de l'action. Il est fixé à :

- 8 % lorsque la durée de vie de l'action est inférieure ou égale à 5 ans ;
- 4 % lorsque la durée de vie de l'action est supérieure ou égale à 15 ans ;
- entre 5 et 15 ans, le taux est obtenu par interpolation linéaire.

Dans les cas où la CRE estime que les incertitudes sur les surcoûts de production évités futurs sont particulièrement importantes, elle applique à ce taux d'actualisation de référence une majoration pouvant atteindre 50 %.

En vertu de ce qui précède, les coûts des projets seront examinés au regard de l'inégalité ci-dessous où :

- $CNC_i$  désigne le coût du projet au titre de l'année  $i$  donnant droit à compensation,  $i$ e le CNC net des subventions éventuelles pour l'année  $i$  ;
- $Contrôle_i$  désigne le coût des contrôles à mettre en œuvre au titre de l'année  $i$  ;
- $R_i$  désigne, le cas échéant, les recettes perçues par le porteur de projet au titre de l'année  $i$  ;
- $SP_i$  désigne le surcoût de production évité l'année  $i$  ;
- $Taux_n$  désigne le taux d'actualisation à appliquer en fonction de la durée de vie  $n$  du projet ;
- $M$  désigne le taux de majoration à appliquer au cas par cas.

$$\sum_{i=1}^{i=n} \frac{CNC_i + Contrôle_i - R_i}{(1 + Taux_n)^i} \leq 0,8 \cdot \sum_{i=1}^{i=n} \frac{SP_i}{(1 + Taux_n + M)^i}$$

Le V quater de l'article 4 du décret n°2004-90 du 28 janvier 2004 précise enfin que « *la commission notifie aux parties le résultat de son évaluation et les modalités de contrôle à mettre en œuvre dans un délai de quatre mois à compter de la réception du dossier complet.* »

### **Objet de la délibération**

La présente délibération détaille la méthodologie que la CRE applique à l'analyse des projets d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les ZNI, notamment leurs coûts et surcoûts de production évités, ainsi que les éléments à fournir dans le dossier de saisine de la CRE. Celle-ci a été établie en tenant compte des contributions des acteurs reçues à l'occasion de deux consultations publiques, lancées par la CRE les 24 septembre 2014 et 15 janvier 2015.

Elle s'applique exclusivement aux projets d'infrastructure visant la MDE dans les ZNI qui remplissent cumulativement les deux conditions suivantes :

- Ils visent à réduire la consommation d'électricité dans les ZNI ;
- Ils développent une infrastructure nécessitant une dépense d'investissement d'au moins un million d'euros.

La présente délibération ne concerne donc pas, en particulier, les « petites » actions de MDE, comme par exemple le remplacement des ampoules par des ampoules basse consommation, ou le remplacement d'un parc de chauffe-eau électriques par des chauffe-eau solaires, etc. Celles-ci feront l'objet d'une délibération ultérieure portant communication.

Elle a pour objet :

- d'évaluer les surcoûts évités par le projet de MDE, sur sa durée de vie, à partir d'un parc de référence représentatif du parc électrique ;
- de mettre en place des mesures de suivi et de contrôle des kWh effectivement évités par le projet ;
- de maîtriser l'évolution des charges de CSPE en mettant en œuvre une compensation du porteur de projet sur la base des kWh effectivement évités chaque année ;
- de sélectionner les projets les plus performants au regard des économies de CSPE.

La CRE publiera, entre le 15 décembre et le 15 janvier de chaque année, pour chaque ZNI, les coûts marginaux de production à horizon de l'année de référence cible sur des journées type de l'année sur les postes tarifaires heures pleines et heures creuses. Ces coûts permettront aux porteurs de projet d'avoir une estimation du coût de production évité par leur projet. Ce coût n'est qu'approximatif et seule la CRE calculera le coût de production précis évité par le projet, une fois qu'elle aura été saisie.

La présente délibération constitue pour la CRE des lignes directrices opposables 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 justifie 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 10 juin 2015

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

Philippe de LADOUCKETTE

## **Méthodologie d'examen des projets d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées**

Le présent document expose la méthodologie que la Commission de régulation de l'énergie (CRE) applique à l'examen des projets d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées en application des dispositions de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité.

La méthodologie s'applique aux projets portés par les fournisseurs historiques et par les porteurs de projet tiers en vue d'une contractualisation avec le fournisseur historique de la ZNI concernée. Dans chacun de ces deux cas, 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. Un dossier est considéré comme complet dès lors qu'il en respecte les dispositions.

Dans toute la suite, et sauf mention contraire, « projet de MDE » désigne un projet d'infrastructure visant la MDE dans les ZNI.

## Glossaire

CRE	Commission de régulation de l'énergie.
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise 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 de l'électricité.
GRD	Gestionnaire du réseau de distribution d'électricité.
MSI	Mise en service industrielle.
MDE	Maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité.
Action de MDE	Action dont le but est la maîtrise de la demande portant sur les consommations 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.
Fournisseurs historiques	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 de producteurs tiers.
Porteur de projet	Acteur qui envisage de réaliser une action de MDE en ZNI.
Porteur de projet tiers	Porteur de projet qui n'est pas un fournisseur historique.
kWh	Kilowattheure électrique.
Taux de rémunération du capital	Taux de rémunération du capital immobilisé dans un projet de MDE.
Taux d'évolution des coûts	Taux appliqué pour le calcul de l'évolution des coûts. Il est fixé à 2 %, plafond du taux d'inflation de référence à moyen terme établi par la Banque centrale européenne.
Proposition de raccordement	Proposition financière pour le raccordement d'une installation au réseau du GRD.
Durée de vie de référence de l'installation	<u>Dans le cas des porteurs de projet tiers</u> : durée du contrat, susceptible d'être inférieure à la durée de vie de l'installation. <u>Dans le cas des fournisseurs historiques</u> : durée de vie de l'installation.
Dossier de saisine	Dossier transmis par le fournisseur historique à la CRE comportant tous les éléments précisés au paragraphe 2.3.

## 1. Méthodologie

Pour chacun des cas d'application de la méthodologie objet du présent document, la CRE établit le CNC mentionné dans le décret n°2004-90 du 28 janvier 2004.

Le paragraphe 1.1 en définit le principe d'analyse et de calcul, le paragraphe 1.2 traite des surcoûts évités, le paragraphe 1.3 des modalités de contrôle et le paragraphe 1.4 des modalités de compensation.

### 1.1 Détermination du CNC

#### 1.1.1 Détermination de la part fixe

La part fixe du CNC 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 autres coûts fixes – et les dépenses de Gros Entretien Renouvellement (GER).

##### 1.1.1.1 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 aléas<sup>1</sup>;
- nette du coût des emprunts<sup>2</sup> ;
- 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 OAT<sup>3</sup> de maturité cinq ans.

La rémunération s'applique 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 compare les sommes actualisées à l'année précédant celle de la MSI, respectivement des décaissements des investissements réels, notée  $I_r$ , et des investissements prévisionnels, notée  $I_p$ . Le coût d'investissement retenu dans l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération se définit alors selon les modalités suivantes :

---

<sup>1</sup> 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 porteur de projet 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.

<sup>2</sup> Les intérêts intercalaires ne sont pas compensés et ne font pas partie de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération.

<sup>3</sup> Obligations Assimilables du Trésor Français.

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

Si les surcoûts relèvent de l'application d'une clause de revoyure (cf. paragraphe 1.7), ils peuvent donner lieu à révision de l'assiette d'investissement.

Le montant des aides prévisionnelles est modifié dès que le porteur de projet a connaissance des montants qui lui seront effectivement versés, et au plus tard cinq ans après la date de MSI, selon les dispositions ci-après.

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 des démarches qu'il a conduites auprès des organismes concernés pour obtenir le montant prévisionnel.

Si le montant des aides réellement perçu est connu après la révision de l'assiette d'investissement initial, une correction rétroactive 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.

Dans tous les cas, l'assiette d'investissement est plafonnée de telle sorte que le niveau des coûts éligibles à compensation ne dépasse pas le plafond de 80 % des surcoûts de production évités (cf. paragraphe 1.2.).

### **Taux de rémunération du capital applicable**

L'article 4 du décret n°2004-90 du 28 janvier 2004 prévoit que, pour un projet d'action de MDE, la CRE évalue le CNC en appliquant un taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé compris dans la fourchette 6 % - 16 % prévue par l'arrêté du 27 mars 2015. Celui-ci est déterminé par la CRE sur le fondement de l'analyse de l'étude de risques que lui aura fournie le porteur de projet, et en particulier sur les éléments de justification et de quantification des risques spécifiques à l'action de MDE qui ne relèveraient pas de ceux d'ores et déjà couverts par le taux par défaut de 11 %. A cet égard, la CRE pourra, le cas échéant, faire appel à l'expertise de l'ADEME ou de tout autre organisme compétent.

#### **1.1.1.2 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'action de MDE la valeur du capital résiduel soit nulle. Cet amortissement est linéaire.

#### **1.1.1.3 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 du BFR est fixé à 11 %. Il s'applique pendant toute la durée de vie de référence de l'installation.

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

#### **1.1.1.4 Coûts fixes d'exploitation**

Les coûts fixes d'exploitation sont évalués *ex ante*.

Les coûts fixes d'exploitation hors personnel sont indexés sur l'indice INSEE du prix de la production de l'industrie française pour le marché français<sup>4</sup>.

Les coûts fixes de personnel sont indexés sur l'indice INSEE du coût horaire du travail révisé<sup>5</sup>.

#### **1.1.1.5 Dépenses de gros entretien et renouvellement**

Dans le cas général, la chronique des dépenses annuelles de GER fournie par le porteur de projet est lissée sur la durée de vie de référence de l'installation, de sorte que les montants annuels compensant les dépenses de GER soient constants en euros courants. La somme de ces montants lissés et actualisés au taux de rémunération du capital défini au paragraphe 1.1.1.1 est égale à la somme des dépenses annuelles de GER de la chronique fournie par le porteur de projet actualisées au même taux.

#### **1.1.2 Détermination de la part variable**

La part variable du CNC comprend les charges liées à l'achat des combustibles, des consommables ainsi que celles liées aux divers frais d'exploitation proportionnels au nombre d'heures de fonctionnement du moyen de MDE. Cette part est définie sur la base d'une évaluation *ex ante* de ses composantes qui sont indexées sur un panier d'indices INSEE et d'autres paramètres dépendant de la nature de l'installation.

#### **1.1.3 Prise en compte des recettes**

Les recettes perçues par le porteur de projet au titre de son projet de MDE sont déduites du CNC.

#### **1.1.4 Acquisition de Certificats d'Economie d'Energie (CEE)**

Pour les porteurs de projet éligibles dans le cadre du dispositif CEE et menant une action de MDE éligible à l'obtention de CEE, la recette supplémentaire correspondant à la vente des CEE obtenus au titre du projet est déduite du CNC. Cette recette est calculée comme le produit du volume de CEE auquel le projet est éligible par le prix moyen du marché des CEE observé sur les six mois précédant la saisine de la CRE.

#### **1.1.5 Provisions pour démantèlement**

Si le porteur de projet prévoit de démanteler son installation à la fin de sa durée de vie de référence, il expose le coût prévisionnel de démantèlement au moment de la saisine.

A la fin de la durée de vie de référence, 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, le dossier est accompagné d'un projet d'avenant. La dernière année d'exploitation de son moyen de MDE, le porteur de projet est compensé de ses coûts réels de démantèlement, dans la limite du coût prévisionnel qui avait été communiqué au moment de la saisine.

---

<sup>4</sup> Indice FMOABE0000 («Indice de prix de la production de l'industrie française pour le marché français - Prix départ usine - A10 BE - Ensemble de l'industrie »).

<sup>5</sup> 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) »).



### 1.1.6 Révision des indices

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

- Pour les projets de MDE portés par un fournisseur historique : le fournisseur historique propose un nouvel indice, le plus proche possible de l'indice utilisé antérieurement ;
- Pour les projets de MDE faisant l'objet d'un contrat entre un fournisseur historique et un porteur de projet tiers : le fournisseur historique et le porteur de projet 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.

## 1.2 Détermination du surcoût de production évité

Le surcoût de production évité est la différence entre deux termes :

- le coût de production évité par le moyen de MDE ;
- et la perte de recettes liée à l'absence de vente aux tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV), des volumes d'électricité évités par le moyen de MDE.

*Surcoût de production évité = Coût de production évité – Perte de recettes liée à l'absence de vente aux TRV*

### 1.2.1 Choix d'une année de référence cible pour le calcul du surcoût de production évité

Le surcoût de production évité est évalué pour une année de référence cible qui correspond à l'année de saisine de la CRE plus 15 ans.

Les hypothèses d'évolution du parc de production de chaque ZNI à cette échéance proviennent des bilans prévisionnels établis par les fournisseurs historiques et disponibles à la date de l'examen du projet par la CRE. Le scénario retenu pour la consommation d'électricité et la puissance à la pointe à horizon moyen et long terme correspond au « scénario de référence » défini par les fournisseurs historiques.

En cas de données manquantes, l'année de référence cible est ramenée à l'année la plus proche pour laquelle des informations suffisantes sont disponibles.

### 1.2.2 Calcul du coût de production évité

Le coût de production évité d'une année de référence cible correspond à la différence entre les coûts de production de deux configurations de parcs de production :

- l'une construite pour répondre, sans le projet de MDE, à la demande évaluée à l'année de référence cible ;
- l'autre pour répondre, la même année, à cette demande corrigée des effets du projet de MDE.

### Construction des parcs de production

Le parc de production utilisé pour le calcul du coût de production évité est construit comme une projection du parc actuel à l'horizon de l'année de référence cible ajustée à la demande d'électricité à cette échéance, sous contrainte du respect du critère de défaillance de trois heures par an en espérance. Il est composé :

- des centrales de production, hors centrales de production fatale, existantes au moment de la saisine et dont le démantèlement aura lieu après l'année de référence cible ;

- de toutes les centrales de production fatale et intermittente existantes au moment de la saisine ;
- de nouvelles centrales de production fatale et intermittente dont le rythme de développement correspond à la croissance prévisionnelle de la demande<sup>6</sup> ;
- des nouvelles centrales de production en cours de construction ainsi que des projets de centrales inscrits dans les bilans prévisionnels ou dans tout document de programmation pluriannuelle d'investissement de production d'électricité disponible.

Le parc respecte le critère de trois heures de défaillance par an en espérance, c'est-à-dire en moyenne sur un ensemble de scénarios établis à partir de chroniques horaires (demande, disponibilité, production fatale, etc.) représentatives des conditions auxquelles peut être confronté le système électrique.

L'ajustement du parc à la demande s'effectue avec des moyens de production correspondant à :

- des turbines à combustion (TAC) fonctionnant au fioul pour les besoins de « pointe » (fonctionnement inférieur à 2000 heures) ;
- des centrales diesel pour les besoins de « base ».

La puissance de ces moyens de production est déterminée à « epsilon près », c'est-à-dire de façon à ce que le critère de trois heures de défaillance par an en espérance soit exactement atteint. Dans le cas où le parc de production présente, avant ajustement, un nombre d'heures de défaillance inférieur à trois heures, il n'est pas ajusté à la baisse.

### *Outils de modélisation*

Chaque moyen de production est modélisé selon sa puissance installée, ses coûts de production et, pour les installations hydroélectriques, en tenant compte des contraintes s'appliquant sur les stocks d'eau.

La modélisation du fonctionnement du système électrique intègre les chroniques horaires suivantes :

- demande représentative de l'année de référence cible ;
- disponibilité de l'ensemble des moyens de production thermiques et hydrauliques (hors fil de l'eau) du parc de production ;
- production des moyens de production fatals et intermittents ;
- apports en eau des réservoirs des centrales hydroélectriques ;
- volumes évités (en kWh) par le moyen de MDE à l'année de référence cible.

Les chroniques de demande et de production des moyens fatals et intermittents sont générées à partir de modèles mathématiques détaillés en annexe 3A. Les méthodes d'élaboration des chroniques de disponibilité des moyens de production thermiques et hydrauliques sont présentées en annexe 3B. Les chroniques d'apport en eau des réservoirs des centrales hydroélectriques sont définies selon les caractéristiques spécifiques propres à chaque ZNI et à chaque centrale de production hydroélectrique. Les hypothèses spécifiques de modélisation utilisées pour les moyens de production fatals avec stockage sont détaillées en annexe 3C.

Le parc de production est construit de telle sorte qu'il permet :

- d'assurer l'équilibre physique offre demande à chaque heure de l'année, en respectant le critère de défaillance de trois heures par an en espérance<sup>7</sup> ;

<sup>6</sup> En cas de baisse de la demande à l'échéance, aucune centrale de production fatale et intermittente n'est ajoutée.

<sup>7</sup> La défaillance est modélisée par une centrale fictive de coût fixe nul et de coût variable très élevé.

- d'optimiser les coûts d'utilisation<sup>8</sup> et l'utilisation des stockages, notamment des réservoirs des centrales hydroélectriques<sup>9</sup>.

### *Méthode de calcul du coût de production annuel du parc*

Le calcul du coût de production annuel du parc correspond à la moyenne des coûts de production obtenus pour un ensemble de scénarios établis à partir de chroniques horaires (demande, disponibilité, production fatale, etc.) représentatives des conditions auxquelles peut être confronté le système électrique. C'est un coût de production annuel dit « en espérance ».

### *Coûts des moyens de production à horizon de l'année de référence cible*

Les coûts inhérents à chaque centrale de production sont décomposés comme suit.

#### **Charges de capital**

Les charges de capital sont représentées sous forme d'une annuité constante en euros courants sur la durée de vie du moyen de production, évaluée :

- soit à partir de la comptabilité appropriée pour les centrales des fournisseurs historiques ;
- soit à partir de la formule de la part fixe du coût d'achat figurant dans les contrats de gré-à-gré dans le cas de centrales appartenant aux producteurs tiers.

Pour les centrales qui n'existent pas au moment de la saisine, mais qui feront partie du parc ajusté à horizon de l'année de référence cible, l'annuité constante ramenée au kW installé de la nouvelle centrale est considérée comme égale, pour la ZNI considérée, à celle de la centrale du même type la plus récente en fonctionnement au moment de la saisine.

#### **Coûts fixes**

Les coûts fixes annuels sont estimés :

- soit à partir de la comptabilité appropriée pour les centrales des fournisseurs historiques ;
- soit à partir de la formule de la part fixe du coût d'achat figurant dans les contrats de gré-à-gré dans le cas des centrales appartenant aux producteurs tiers.

Pour les centrales qui n'existent pas au moment de la saisine mais qui feront partie du parc ajusté à horizon de l'année de référence cible, les coûts fixes annuels ramenés au kW installé de la nouvelle centrale, sont considérés comme égaux, pour la ZNI considérée, à ceux de la centrale du même type la plus récente en fonctionnement au moment de la saisine.

Les coûts fixes annuels évoluent selon le taux d'évolution des coûts jusqu'à l'année de référence cible.

#### **Coûts variables**

Les coûts variables sont constitués d'une part, (i) des coûts de combustible et de CO<sub>2</sub> et d'autre part, (ii) des coûts relatifs aux consommables et des frais divers d'exploitation proportionnels au nombre d'heures de fonctionnement du moyen de production.

---

<sup>8</sup> En règle générale, les moyens de production du parc sont appelés selon leur ordre de préséance économique (*merit order*).

<sup>9</sup> Les centrales de production hydroélectriques ont un coût variable de production quasiment nul mais un réservoir d'eau limité. L'objectif est d'utiliser au mieux la production hydroélectrique de façon à ce qu'elle limite au maximum l'utilisation des moyens de production dont le coût est élevé.

(i) Les coûts de combustible et de CO<sub>2</sub> sont évalués à partir des chroniques de prix publiées par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) dans son *World Energy Outlook* (WEO). Les prix correspondant à chaque combustible et au CO<sub>2</sub> sont calculés comme la moyenne des prix du *New Policies Scenario* des cinq derniers WEO à horizon de l'année de référence cible. Le taux de change euro/dollar sur la durée de vie du projet reste constant à sa valeur constatée au moment de la saisine de la CRE.

Pour les centrales qui n'existent pas au moment de la saisine mais qui feront partie du parc ajusté à horizon de l'année de référence cible, ces coûts sont estimés à partir de l'hypothèse qu'elles présentent le même taux de consommation spécifique de combustible et le même taux d'émission de CO<sub>2</sub> en t/MWh<sub>produit</sub> que la centrale du même type la plus récente en fonctionnement au moment de la saisine.

(ii) Les autres coûts variables annuels sont évalués :

- soit à partir de la comptabilité appropriée pour les centrales des fournisseurs historiques ;
- soit à partir des données figurant dans la formule de la part variable du coût d'achat indiquée dans les contrats de gré-à-gré dans le cas des centrales appartenant aux producteurs tiers.

Pour les centrales qui n'existent pas au moment de la saisine mais qui feront partie du parc ajusté à horizon de l'année de référence cible, ces coûts variables sont égaux, pour la ZNI considérée, à ceux de la centrale du même type la plus récente en fonctionnement au moment de la saisine.

Les autres coûts variables annuels évoluent selon le taux d'évolution des coûts jusqu'à l'année de référence cible.

### **1.2.3 Perte de recettes occasionnée par la réduction des volumes de vente aux tarifs réglementés du fait du moyen de MDE**

Pour chaque ZNI, les pertes de recettes correspondent au produit de la part production des tarifs réglementés de vente (PPTV) estimée à l'année de référence cible, par le nombre de kWh évités par le moyen de MDE cette même année. Le niveau de la PPTV à horizon de l'année de référence cible est obtenu en faisant évoluer la PPTV de la zone considérée au moment de la saisine selon le taux d'évolution des coûts.

### **1.2.4 Évaluation du surcoût de production évité chaque année de la durée de vie du projet**

Le surcoût de production évité de l'année de référence cible est calculé par soustraction de la perte de recettes, calculée selon les dispositions du 1.2.3, du coût de production évité, calculé selon les dispositions du 1.2.2.

Les composantes du surcoût de production évité sont ensuite extrapolées à toutes les années de la durée de vie du projet selon les principes suivants :

- les coûts fixes et variables calculés précédemment évoluent selon le taux d'évolution des coûts sur toute la durée de vie du projet ;
- les charges de capital restent constantes en euros courants ;
- la perte de recettes évolue selon le taux d'évolution des coûts sur toute la durée de vie du projet.

Enfin, pour chaque année n du projet, le surcoût de production évité est proratisé avec le volume de kWh évités l'année n.

### 1.2.5 Prise en compte des projets de MDE antérieurs

La CRE procède, pour chacun des projets dont elle est saisie, au calcul du surcoût de production spécifique que le projet permet d'éviter. Elle tient compte, dans ces calculs, des actions de MDE dont la date de mise en service est antérieure à celle prévue pour le projet d'infrastructure visant la MDE étudié, et qui seront encore en fonctionnement à l'année de référence cible.

## 1.3 Mesures de contrôle des kWh évités

La compensation versée étant dépendante du volume annuel de kWh effectivement évités par le projet de MDE, le porteur de projet doit pouvoir les mesurer.

### 1.3.1 Audits énergétiques

Le porteur de projet mandate un bureau d'étude compétent afin de réaliser les audits énergétiques de ses futurs sites clients, lesquels consistent à :

- définir la situation initiale des sites en identifiant notamment les usages d'électricité concernés par l'action de MDE ;
- évaluer précisément le volume de kWh évités par l'action de MDE ;
- définir la méthode la plus adaptée à la situation du site pour mesurer et contrôler les kWh évités sur toute la durée de vie du projet de MDE (déploiement de compteurs, audits ponctuels, calculs de grandeurs physiques nécessaires tels que le COP<sup>10</sup>, etc.).

Ces audits concernent :

- tous les sites de consommation qui, une fois classés par ordre de volume de kWh évités décroissants, totalisent au moins 40 % du volume total de kWh évités ;
- au moins un tiers des sites restants, totalisant 20 % supplémentaires de kWh évités.

Pour les sites qui ne font pas l'objet d'un audit, le porteur de projet transmet les éléments nécessaires à l'appréciation de la CRE s'agissant de la situation initiale du site, du volume de kWh évités et de la méthode de suivi la plus adaptée de ces volumes de kWh évités.

Le résultat des audits et les évaluations du porteur de projet sont transmis, pour avis, à l'ADEME et au gestionnaire de réseau de la ZNI concernée. Ces résultats et avis sont transmis à la CRE dans le dossier de saisine.

Les coûts des audits sont déclarés au titre des charges d'exploitation de la première année de fonctionnement du moyen de MDE et font l'objet d'une compensation.

Par ailleurs, en application des dispositions du V quater de l'article 4 du décret n°2004-90 du 28 janvier 2004, pour tous les sites, faisant ou non l'objet d'un audit, le porteur de projet fournit les éléments « *[qui justifient que la solution technique] envisagée pour l'action de maîtrise de la demande considérée soit parmi les meilleures techniques disponibles au regard à la fois du nombre de kilowattheures (kWh) évités, du coût par kilowattheure (kWh) évité et de la durée de l'action envisagée.* ».

---

<sup>10</sup> Coefficient de Performance.

### 1.3.2 Contrôle des kWh évités tout au long du projet

Le porteur de projet met en œuvre le déploiement de compteurs mesurant la consommation des sites et leur éventuelle facturation à une maille adéquate. Ces compteurs sont contrôlés et relevés tous les ans par un organisme indépendant. A partir de ces relevés, et de méthodes détaillées permettant d'en déduire les kWh évités, le porteur de projet transmet au fournisseur historique et à la CRE la chronique des kWh effectivement évités au niveau de ces sites à la fin de chaque année.

Dans le cas où la mesure et le contrôle des kWh évités ne peuvent être réalisés au moyen de compteurs, le porteur de projet met en œuvre les dispositions qu'il aura définies en amont du projet. Dans le cas d'audits ponctuels, le porteur de projet mandate un bureau d'étude pour effectuer, tous les deux ans, un audit énergétique permettant d'établir le niveau de consommation électrique des sites concernés et le volume de kWh évités par le projet de MDE. Cet audit tient compte de la coexistence éventuelle de plusieurs dispositifs de MDE afin de discriminer la contribution de chacun d'entre eux. Les résultats de ces audits sont transmis au fournisseur historique et à la CRE.

Les coûts liés aux dispositifs de comptage et aux prestations de contrôle, d'audit et de relève des compteurs font partie des coûts du projet et sont, à ce titre, exposés à la CRE dans le dossier de saisine.

## 1.4 Modalités de compensation

### 1.4.1 Méthode de calcul du montant de la compensation

Le montant de la compensation de l'année  $i$  ( $Compensation_i$ ) est calculé selon les modalités décrites ci-après.

La somme des coûts du projet, calculés en application de la méthodologie présentée au 1.1 et actualisés sur la durée de vie du projet au taux d'actualisation fixé par l'arrêté du 27 mars 2015 susmentionné, est établie selon la formule :

$$\sum_{i=1}^{i=n} \frac{CNC_i + Contr\hat{o}le_i - R_i}{(1 + Taux_n)^i} \quad (S1)$$

Celle-ci est comparée à la somme des surcoûts de production que le projet permet d'éviter, calculés en application de la méthodologie présentée au 1.2 et actualisés au même taux, éventuellement majoré, établie selon la formule :

$$\sum_{i=1}^{i=n} \frac{SP_i}{(1 + Taux_n + M)^i} \quad (S2)$$

Le taux de majoration, prévu par les dispositions de l'arrêté du 27 mars 2015, est déterminé par la CRE de manière à refléter les incertitudes pesant sur l'évaluation des surcoûts de production évité en raison des échéances considérées et des hypothèses de dimensionnement et de coûts du parc de production de référence.

Si  $S1$  est inférieure ou égale à 80 % de  $S2$ , les coûts éligibles du projet sont compensés selon la formule :

$$Compensation_i = CNC_i + Contr\hat{o}le_i - R_i$$

Dans le cas contraire, la compensation des coûts du projet est ajustée dans la limite de 80 % de  $S2$  selon la formule :

$$Compensation_i = [CNC_i + Contr\hat{o}le_i - R_i]_{ajust\acute{e}}$$

où  $[CNC_i + \text{Contrôle}_i - R_i]_{\text{ajusté}}$  est calculé de telle sorte que la somme des montants actualisés au taux prévu par l'arrêté du 27 mars 2015 soit égale à 80% de la somme des surcoûts de production évités actualisés au même taux éventuellement majoré :

$$\sum_{i=1}^{i=n} \frac{[CNC_i + \text{Contrôle}_i - R_i]_{\text{ajusté}}}{(1 + \text{Taux}_n)^i} = 0,8 \cdot \sum_{i=1}^{i=n} \frac{SP_i}{(1 + \text{Taux}_n + M)^i}$$

#### 1.4.2 Modalités de versement de la compensation

La compensation effective dépend du niveau des recettes du projet par rapport à ses coûts.

Si, au titre d'une année, les recettes sont inférieures aux coûts, le porteur de projet bénéficie d'une compensation sur le fondement des kWh effectivement évités, en application des modalités détaillées au paragraphe 1.4.2.1.

Dans le cas contraire, le porteur de projet reverse la recette nette des coûts, en application des modalités détaillées au paragraphe 1.4.2.2.

##### 1.4.2.1 Cas des années où les coûts du projet excèdent ses recettes

La compensation versée au titre d'une année est égale à la compensation prévisionnelle de cette année multipliée par le nombre de kWh effectivement évités par l'action de MDE au cours de cette année, dans la limite du nombre de kWh évités prévisionnels.

$$\text{Compensation effective de l'année } i = CU_i \cdot \min[V_{\text{réel}_i}; V_{\text{prév}_i}]$$

$V_{\text{prév}_i}$  désigne le volume prévisionnel des kWh évités l'année  $i$  ;

$V_{\text{réel}_i}$  désigne le volume des kWh effectivement évités l'année  $i$  ;

$CU_i$  désigne le montant de la compensation unitaire prévisionnelle défini comme suit :

$$CU_i = \frac{\text{Compensation}_i}{V_{\text{prév}_i}}$$

Les versements sont effectués selon les modalités suivantes.

Lorsque le porteur de projet est le fournisseur historique de la zone, il déclare dans la comptabilité appropriée au titre de ses coûts le montant annuel de la compensation calculée sur la base des kWh évités prévisionnels. Dans le cas d'un porteur de projet tiers, la compensation est versée mensuellement, en douze montants égaux, sur la base des kWh prévisionnels.

Tous les deux ans, le versement des deux années précédentes est ajusté d'un  $\Delta_{2\text{ans}}$  calculé sur la base des chroniques annuelles des kWh effectivement évités évalués selon les dispositions du paragraphe 1.3.2. La compensation totale reçue au titre de la période considérée ne dépasse pas la compensation prévisionnelle calculée au moment de la saisine.

$$\Delta_{2\text{ans}} = \sum_{i=1}^{i=2} CU_i \cdot (\min[V_{\text{réel}_i}; V_{\text{prév}_i}] - V_{\text{prév}_i})$$

L'absence des chroniques annuelles de kWh effectivement évités ou des résultats des audits énergétiques entraîne le remboursement de la compensation perçue au titre de la période de deux ans correspondante. Si le porteur de projet est le fournisseur historique de la zone, il déclare dans la comptabilité appropriée au titre de ses recettes la somme des compensations qu'il a reçues au titre de cette période de deux ans.

#### 1.4.2.2 Cas des années où les recettes du projet excèdent ses coûts

Au titre d'une année, le porteur de projet reverse la recette nette des coûts du projet, éventuellement majorée en fonction du nombre de kWh effectivement évités par l'action de MDE au cours de cette année par rapport au nombre de kWh évités prévisionnels.

$$\text{Reversement effectif de l'année } i = CU_i \cdot [2 \cdot V_{\text{prév}_i} - \text{Min}(V_{\text{prév}_i}; V_{\text{réel}_i})]$$

Le reversement est effectué selon les modalités suivantes.

Les porteurs de projet tiers versent mensuellement ces montants au fournisseur historique avec lequel ils ont contracté, sur la base des kWh prévisionnels. Lorsque le porteur de projet est le fournisseur historique de la zone, il déclare dans la comptabilité appropriée au titre de ses recettes les montants annuels calculés sur la base des kWh prévisionnels.

Tous les deux ans, le versement des deux années précédentes est ajusté d'un  $\Delta_{2\text{ans}}$  calculé sur la base des chroniques annuelles des kWh effectivement évités au niveau des sites disposant de compteurs et des résultats des audits énergétiques pour les autres sites. Le reversement total au titre de la période considérée est au moins égal au reversement prévisionnel calculé au moment de la saisine.

$$\Delta_{2\text{ans}} = \sum_{i=1}^{i=2} CU_i \cdot (V_{\text{prév}_i} - \text{min}[V_{\text{réel}_i}; V_{\text{prév}_i}])$$

L'absence des chroniques annuelles des kWh effectivement évités ou des résultats des audits énergétiques entraîne l'application d'un ajustement égal à :

$$\Delta_{2\text{ans}} = \sum_{i=1}^{i=2} CU_i \cdot V_{\text{prév}_i}$$

#### 1.4.2.3 Traitement des recettes supplémentaires

Si les kWh effectivement évités excèdent la prévision, les recettes supplémentaires sont, pour partie, laissées au porteur de projet, en application de la formule ci-après :

$$\Delta R_{2\text{ans}} = \sum_{i=1}^{i=2} RU_i \cdot \alpha \cdot \max[(V_{\text{réel}_i} - V_{\text{prév}_i}); 0]$$

$\Delta R$  désigne la part des recettes supplémentaires laissée au porteur de projet ;

$RU_i$  désigne le montant unitaire de recettes de l'année  $i$  ;

$\alpha$  représente la part des recettes supplémentaires laissée au porteur de projet. Ce coefficient, exprimé en %, est fonction du niveau de performance du projet au regard des économies de CSPE. Il est calculé au moment de la saisine en application de la formule ci-après :

$$\alpha = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{i=n} \text{Compensation}_i}{\sum_{i=1}^{i=n} \frac{SP_i}{(1 + \text{Taux}_n + M)^i}}$$



## 1.5 Analyse sexennale des coûts d'exploitation

En application des dispositions des articles L121-9 et L134-18 du code de l'énergie, la CRE procède, tous les six 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 fixe (respectivement variable) du CNC les compensant, cette dernière est revue à la baisse. Dans le cas contraire, les surcoûts restent à la charge du porteur de projet.

Si les recettes réellement perçues sont supérieures aux recettes prévisionnelles, en raison d'une tarification au client final supérieure à la tarification prévisionnelle, la part des recettes dans le CNC est revue à la hausse. Dans le cas contraire, les surcoûts restent à la charge du porteur de projet.

## 1.6 Traitement des coûts échoués

Dans le cas où un projet n'est pas réalisé, et sauf disposition contraire explicitement prévue par les textes législatifs ou réglementaires, les coûts échoués restent à la charge du porteur de projet et ne font l'objet d'aucune compensation par la CSPE.

## 1.7 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 projet, qui ne pouvait pas faire l'objet d'une couverture, notamment par un contrat d'assurance, tout ou partie du surcoût engendré, dès lors qu'il entraîne une modification substantielle de l'équilibre économique du contrat, peut donner lieu à une révision du niveau de la compensation.

De tels évènements peuvent être notamment qualifiés d' « imprévision », de « sujétions techniques imprévues » ou de « force majeure ».

La prise en compte d'un tel évènement fera l'objet d'un avenant au contrat initial, soumis à l'évaluation de la CRE.

## 2. Procédures applicables pour la saisine de la CRE

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.

Tout projet de MDE souhaitant faire l'objet d'une instruction de la CRE au titre d'une année dépose un dossier complet avant le 31 mai. Les projets déposés au titre d'une année seront étudiés dans l'ordre de leur mérite, au sens de leur niveau de performance au regard des économies de CSPE qu'ils permettent de réaliser définie au 1.4.2 (coefficient  $\alpha$ ).

### 2.1 Modalités générales

#### **S'agissant d'un nouveau projet de MDE 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.

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 [10] sont exigées. Il joint à ce dossier la note qu'il aura produite (cf paragraphe 2.4).

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

#### **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 [8] sont exigées.

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

#### **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] et [9] sont exigées.

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

### 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'affaires 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 porteurs de projet tiers, le projet de contrat ou d'avenant est fourni au format « Word ».

Le porteur de 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 dix 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) ;
- justification du choix technologique et économique du projet au regard des particularités locales et du besoin à satisfaire ;
- note justifiant que la solution technique envisagée pour l'action de MDE considérée relève des meilleures techniques disponibles au regard du nombre de kilowattheures électriques évités, du coût par kilowattheure évité et de la durée de l'action envisagée ;
- 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) ;
- 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 fonctionnement ;
- 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 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 de MDE. 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 : montant investi en fonds propres, endettement, etc. ;
- Les deux dernières liasses fiscales en date de la structure menant le projet de MDE ainsi que de ses actionnaires directs et indirects, lorsque leur durée d'existence le permet ;
- Des attestation(s) sur l'honneur de mise à disposition des fonds propres nécessaires au projet émise(s) par la structure menant le projet, si elle dispose des fonds nécessaires au moment de la saisine. Dans le cas contraire, l'ensemble de ses actionnaires doit fournir cette attestation au prorata de leur participation au capital de la société. La somme des montants mentionnés dans chacune des attestations devra être égale au montant total de l'apport en fonds propres nécessaire pour le projet ;
- Des attestation(s) de fonds propres concernant la structure menant le projet de MDE si elle dispose des sommes nécessaires à l'apport total en fonds propres au moment de la saisine. Dans le cas contraire, ses principaux actionnaires (ceux détenant au moins 10% de son capital social) doivent fournir cette attestation. Le porteur de projet doit veiller à ce que ses actionnaires directs ou indirects ayant fourni une attestation représentent au moins 75% du capital social de la structure menant le projet ;
- Des lettre(s) d'intérêt des banque(s), lorsqu'une partie de l'investissement est financée par l'endettement.

Le porteur du projet fournit par ailleurs le plan d'affaires 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 dépenses d'investissement, des coûts d'exploitation fixes et variables, 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'affaires.

Les principales hypothèses du plan d'affaires sont :

- les dates clé du projet, notamment la date de mise en service 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] Matrice de risques*

Le porteur de projet présente la matrice quantifiant les risques pesant sur son projet. Comme prévu par l'arrêté du 27 mars 2015 susmentionné, cette matrice est accompagnée d'une étude de sensibilité

quantifiant en points de base l'impact de chaque risque sur le taux de rémunération du capital de référence.

### **[8] 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 proposition de raccordement), 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 ». Les coûts estimés par des bureaux d'étude devront être accompagnés de notes d'analyse détaillées ;
- 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 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.

### **[9] 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 ;
- s'il y a lieu le détail des recettes prévisionnelles et des tarifs appliqués.

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

Notamment, avant la construction du moyen de MDE, le porteur de projet effectue un diagnostic (études documentaires) et des investigations détaillées (sondages, forages, prélèvements et analyses, etc.) portant sur la pollution du sol et du sous-sol du site d'implantation. Une copie de cette analyse est transmise à la CRE. Cette analyse sera prise en compte pour l'évaluation des coûts de dépollution et de remise en état initial du site au moment du démantèlement de l'installation. Seuls les coûts liés à une gestion normale de l'installation seront compensés. Par ailleurs, le porteur de projet transmet les règles du Plan Local d'Urbanisme (PLU) s'agissant de la destination du site d'implantation de l'installation et de la nature des constructions qui y sont autorisées. Seuls les coûts permettant un retour du site dans un état compatible avec sa destination prévue dans le PLU à la date de la saisine de la CRE seront pris en compte au titre des charges de démantèlement couverts par la CSPE.

En l'absence de mention aux coûts de démantèlement dans le dossier de saisine, la CRE considèrera que le porteur de projet ne souhaite pas procéder au démantèlement de son installation à la fin de sa durée de vie de référence. Le porteur de projet ne pourra donc pas déposer par la suite de dossier de demande de prise en compte des dépenses de démantèlement.

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

Le porteur du projet fournit une présentation du plan de démantèlement et de remise en état du site, en précisant :

- le coût des différentes étapes du démantèlement et de la remise en état du site ;
- les composants recyclables et hypothèses de calcul du produit issu de leur vente ;
- les sources utilisées pour l'établissement des hypothèses d'évaluation des coûts de démantèlement et justifications des choix effectués.

### [10] Note sur les kWh évités

Le porteur de projet fournit la chronique prévisionnelle des volumes annuels de kWh évités sur toute la durée de vie de référence de son projet, nette de toutes les éventuelles consommations électriques des auxiliaires. Cette chronique au pas annuel est accompagnée d'une décomposition plus fine, qui peut être réalisée au choix :

- au pas horaire ;
- par poste tarifaire ;
- par journées types (prenant en compte la saisonnalité de la consommation) ;
- par semaines types.

Quel que soit le pas retenu, le porteur de projet doit exposer la méthodologie qu'il a adoptée pour obtenir cette chronique. Il doit joindre notamment les résultats des audits énergétiques (cf. paragraphe 1.3.1) qui auront été menés sur les plus gros sites représentant 40% de la consommation électrique évitée et sur 20% des autres sites. Les avis de l'ADEME et du gestionnaire de réseau de la zone concernée sur les résultats de ces audits et sur les estimations du porteur de projet concernant les sites non audités sont également joints à la chronique.

Si le porteur de projet est un acteur éligible du dispositif CEE et que son projet est éligible à l'obtention de CEE, il fournit une note présentant une estimation du volume de CEE qu'il pourrait acquérir au titre de son projet.

### 2.4 Analyse du gestionnaire de réseau

Le gestionnaire de réseau fournit une note précisant :

- la qualité et la rigueur de la méthode employée par le porteur de projet pour établir les chroniques de kWh évités par son projet de MDE ;
- la pertinence des risques contenus dans la matrice fournie par le porteur de projet ainsi que leur quantification ;
- la justification du choix technologique et économique du mode de raccordement choisi qui détermine le prix fourni dans la proposition de raccordement ;
- 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 de réseau joint tout élément complémentaire qu'il juge nécessaire à l'analyse de la CRE.



## Annexe 1 EXTRAITS DES TEXTES APPLICABLES<sup>11</sup>

### 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

---

<sup>11</sup> 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<sup>er</sup> 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 modifié par le décret n° 2014-864 du 1er août 2014**

**Titre 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 quater de l'article 4 :**

V quater. - Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, le dossier des actions de maîtrise de la demande d'électricité entreprises par un fournisseur ou par un tiers avec lequel il contracte est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie. Lorsque l'action est portée par un tiers, le dossier est accompagné d'un projet de contrat. Ce dossier contient les éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation ainsi que ceux qui justifient que la solution technique envisagée pour l'action de maîtrise de la demande considérée soit parmi les meilleures techniques disponibles au regard à la fois du nombre de kilowattheures (kWh) évités, du coût par kilowattheure (kWh) évité et de la durée de l'action envisagée.

La Commission de régulation de l'énergie évalue le coût normal et complet de l'action dans la zone considérée en appliquant, le cas échéant, un taux de rémunération du capital immobilisé qu'elle fixe. Ce taux est compris entre une valeur plancher et une valeur plafond arrêtées par le ministre chargé de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'énergie en application de l'avant-dernier alinéa du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie. La Commission peut faire appel, pour l'évaluation, à l'expertise technique de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.

Les charges imputables aux missions de service public liées à l'action, qui sont calculées par la Commission de régulation de l'énergie sur la base du coût normal et complet, diminué des recettes et subventions éventuellement perçues au titre de cette action de maîtrise de la demande, ne peuvent excéder 80 % des surcoûts de production évités du fait de l'action sur l'ensemble de sa durée.

La commission notifie aux parties le résultat de son évaluation et les modalités de contrôle à mettre en œuvre dans un délai de quatre mois à compter de la réception du dossier complet.

#### **Titre V quinquies de l'article 4**

V quinquies. - Le plafond de 80 % prévu au troisième alinéa du a du V bis, au V ter et au V quater s'impose à la somme des coûts calculés, pour une action donnée, sur la durée du contrat et actualisés selon un taux de référence ; il est déterminé par rapport à la somme des surcoûts de production évités sur la durée du contrat et actualisés selon un taux d'actualisation de référence majoré destiné à tenir compte des incertitudes sur les surcoûts de production évités futurs.

Le taux d'actualisation de référence et le taux d'actualisation de référence majoré sont définis par arrêté du ministre chargé de l'énergie, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Ils peuvent être différents selon la nature et la durée de vie de l'action engendrant l'économie de surcoûts de production.

#### **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.

## **Arrêté du 27 mars 2015 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de stockage d'électricité et pour les actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les zones non interconnectées**

### **Article 1**

En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et du décret n° 2014-864 susvisé, le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans des investissements définis ci-dessous et réalisés dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, utilisé pour calculer la compensation des charges mentionnées aux b et d du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, est, par défaut, identique à celui fixé par l'arrêté du 23 mars 2006 susvisé. La Commission de régulation de l'énergie, après analyse de l'étude de risques transmise par le porteur de projet, peut modifier ce taux de rémunération dans une fourchette de plus ou moins 500 points de base. L'étude de risques réalisée par le porteur de projet et jointe lors de la saisine de la Commission de régulation de l'énergie quantifie, en points de base, les conséquences de chaque risque identifié sur le taux par défaut susmentionné. Ce taux s'applique à la rémunération du capital immobilisé dans les investissements suivants :

- ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique mentionnés au V ter de l'article 4 du décret n° 2004-90 susvisé ;
- actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité proposées par le fournisseur d'électricité mentionnées au V quater de l'article 4 du décret n° 2004-90 susvisé.

### **Article 2**

Le taux d'actualisation de référence mentionné au V quinquies de l'article 4 du décret n° 2004-90 susvisé est fixé à :

- 8 % lorsque la durée de vie de l'action est inférieure ou égale à cinq années ;
- 4 % lorsque la durée de vie de l'action est supérieure ou égale à quinze années.

Les valeurs intermédiaires sont obtenues par interpolation linéaire.

Pour la définition du taux d'actualisation de référence majoré mentionné au V quinquies de l'article 4 du décret n° 2004-90 susvisé, la Commission de régulation de l'énergie peut majorer le taux de référence précédemment défini quand les incertitudes sur les surcoûts de production évités sont particulièrement importantes. Dans ce cas, la majoration ne peut excéder 50 % du taux d'actualisation de référence. Sinon, il est égal au taux d'actualisation de référence défini ci-dessus.

### **Article 3**

Le directeur de l'énergie est chargé de l'exécution du présent arrêté, qui sera publié au Journal officiel de la République française.

## Annexe 2 DONNEES CLES DU PROJET

### Renseignements administratifs :

Nom du porteur de projet (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 :

<b>Contact n°1</b>	
Nom du contact	
Fonction	
Téléphone	
E-mail	

<b>Contact n°2</b>	
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	
Date de mise en service industrielle attendue (jj/mm/aaaa)	
Durée de vie de référence de l'installation	ans

## Annexe 3

# SPÉCIFICATIONS CONCERNANT L'ÉLABORATION DES CHRONIQUES HORAIRES DE DEMANDE ET DE PRODUCTION FATALE UTILISÉES DANS LE CALCUL DU COÛT DE PRODUCTION ÉVITÉ

### **ANNEXE 3-A – Modèles stochastiques de génération des chroniques horaires de demande et de production fatale et intermittente**

Les chroniques horaires de demande et de production fatale utilisées pour le calcul des coûts de production évités sont déterminées à partir de modèles spécifiques développés par la CRE.

L'objectif de la modélisation est de générer de façon stochastique des chroniques horaires de demande et de production fatale dont les caractéristiques statistiques (saisonnalités, espérance, écart-type, loi de distribution, etc.) correspondent à celles des données horaires historiques.

Les données historiques de demande et de production sont transmises par le fournisseur historique à la CRE sur la plage temporelle la plus large disponible et à maille horaire.

Les parties 1 et 2 décrivent les modélisations de la production fatale. La modélisation de la demande fait appel à des modèles semblables mais présente des spécificités expliquées en partie 3.

#### **1) Traitement des données historiques de production fatale**

Les données historiques de production  $Prod(t)$  sont traitées de manière à extraire les caractéristiques statistiques qui permettront, dans un deuxième temps, de paramétrer les modèles stochastiques présentés en partie 2 de cette annexe puis de réaliser les simulations.

Il est nécessaire en premier lieu de faire abstraction des évolutions du parc en puissance. Aussi, les chroniques historiques de production  $Prod(t)$  sont divisées par la puissance installée  $P(t)$  (qui dépend également du temps) :

$$X(t) = \frac{Prod(t)}{P(t)}$$

Les chroniques  $X$  ainsi obtenues sont appelées facteur de charge. En pratique, le facteur de charge  $X$  présente des saisonnalités annuelles<sup>12</sup> et horaires<sup>13</sup> qu'il est nécessaire de traiter en amont des simulations. En effet, le modèle stochastique développé ne permet pas de prendre en compte de telles saisonnalités.

S'agissant des saisonnalités annuelles, une simulation est réalisée pour chacun des mois  $m$  de l'année. Dès lors, elle considère douze chroniques de facteur de charge différentes  $X_m$ . Les étapes qui suivent sont alors réalisées douze fois à partir de chacune des chroniques  $X_m$ . Pour simplifier la notation,  $X_m$  sera notée  $X$  dans la suite de l'annexe.

S'agissant des saisonnalités horaires, le facteur de charge horaire  $X$  est normalisé de la façon suivante :

$$X_n = \frac{X}{K_h}$$

---

<sup>12</sup> Par exemple, la production moyenne éolienne sur le mois de janvier peut être supérieure à la production moyenne sur le mois de juin car il y a plus de vent en hiver.

<sup>13</sup> Par exemple, la production moyenne éolienne à 17h peut être supérieure à la production moyenne à 12h car il y a plus de vent en fin d'après-midi.



Avec  $K_h = \frac{\mathbb{E}[X_h]}{\mathbb{E}[X]}$  pour chaque heure h de la journée,

et  $X_h = X(t)$  pour tout t correspondant à l'heure h de la journée tel que  $t \equiv h[24]$ .

L'objectif du modèle stochastique, détaillé dans la partie suivante, est de simuler le facteur de charge normalisé  $Y_n(t)$ , ayant les caractéristiques suivantes :

- Espérance :  $\mathbb{E}[Y_n] = \mathbb{E}[X_n] = \mathbf{E}_x$
- Ecart-type :  $\sigma[Y_n] = \sigma[X_n] = \mathbf{S}_x$
- Loi de probabilités :  $\mathcal{D}[Y_n] = \mathcal{D}[X_n]$
- Fonction d'autocorrélation<sup>14</sup> :  $ACF_{Y_n} = ACF_{X_n}$

La saisonnalité est ensuite réintroduite dans le facteur de charge normalisé  $Y_n$  par application de deux étapes successives aboutissant à des chroniques horaires de production simulées :

$$\text{Etape 1 : } Y = Y_n \times K_h$$

$$\text{Etape 2 : } \text{Prod simulée} = Y \times \text{Puissance installée cible}$$

## 2) Présentation du modèle stochastique

Le modèle stochastique utilisé pour simuler les chroniques  $Y_n(t)$ , notées  $Y_t$ , repose sur des modèles de type équation différentielle stochastique dont la forme générale est :

$$dY_t = \mu(Y_t, t)dt + \sigma(Y_t, t)dB_t$$

Avec  $B_t$  un mouvement brownien décrit par un processus de Wiener caractérisé par les trois propriétés suivantes :

- $B_0 = 0$  ;
- La fonction  $t \rightarrow B_t$  est presque sûrement continue ;
- $(B_t - B_s) \rightarrow \mathcal{N}(0, t-s)$  ;  $0 \leq s < t$ .

$\mu$  et  $\sigma$  sont deux fonctions qui sont définies sous certaines hypothèses portant sur la loi de probabilité et sur la fonction d'autocorrélation de  $X_n$ . Elles sont également construites de façon à ce que les séries simulées aient une espérance égale à  $\mathbf{E}_x$  et un écart-type égal à  $\mathbf{S}_x$ .

La détermination de la fonction  $\mu$  se fait en prenant l'hypothèse que la fonction d'autocorrélation de la série temporelle  $X_n$  décroît exponentiellement :

$$ACF[\tau] = e^{-\theta\tau}$$

En pratique, cette hypothèse se vérifie sur l'ensemble des chroniques étudiées.

La fonction  $\mu$  qui en résulte, s'écrit comme suit :

$$\mu(X_t, t) = \mu(X_t) = \theta \times (\mathbf{E}_x - X_t)$$

---

<sup>14</sup> La fonction d'autocorrélation, notée ACF, calcule la corrélation d'un signal par lui-même décalé dans le temps. Ce décalage temporel est appelé *lag* et noté  $\tau$ . La fonction d'autocorrélation est définie de la façon suivante :

$$ACF[\tau] = \text{corr}(X_t, X_{t+\tau}) = \frac{1}{\sigma_X^2 N} \sum_{t=1}^{N-\tau} (X_{t+\tau} - \mathbb{E}[X])(X_t - \mathbb{E}[X])$$

La fonction  $\sigma$  est déterminée en reprenant l'hypothèse que la distribution de probabilité de la série simulée demeure identique à la série de données historiques.

Dans les études réalisées, les distributions de probabilités des séries  $X_n$  relatives à la production éolienne sont bien représentées par des lois Beta de paramètres  $\alpha$  et  $\beta$ . De même, des lois dites « tri-modales » (combinaison linéaire de trois lois de probabilités normales) représentent correctement les distributions de probabilités des séries  $X_n$  relatives à la production photovoltaïque et des centrales dites « fil de l'eau ».

Les fonctions  $\sigma$  qui en résultent, sont définies comme suit :

Pour la loi Beta de paramètre  $(\alpha, \beta)$  :

$$\sigma^2(x) = \left[ \frac{2\theta x(\gamma - x)}{\alpha + \beta} \right]$$

$$\text{Avec } \gamma = \frac{\max(X)}{\min(K_h)}$$

Pour la loi tri-modale :

$$\sigma^2(x) = 2\theta \times \frac{\sum_{i=1}^3 p_i \sigma_i e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu_i}{\sigma_i}\right)^2} + \sqrt{2\pi} \times \sum_{i=1}^3 p_i (E_{tri} - \mu_i) \times N_{\mu_i, \sigma_i}(x)}{\sum_{i=1}^3 \frac{p_i}{\sigma_i} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu_i}{\sigma_i}\right)^2}}$$

Avec

- $p_i$  la pondération relative à la loi normale  $i$  et telle que  $\sum_{i=1}^3 p_i = 1$  ;
- $\mu_i$  l'espérance relative à la loi normale  $i$  ;
- $\sigma_i$  l'écart-type relative à la loi normale  $i$  ;
- $E_{tri} = \sum_{i=1}^3 p_i \times \mu_i$  ;
- $N_{\mu_i, \sigma_i}(x) = \frac{1}{\sigma_i \sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{y-\mu_i}{\sigma_i}\right)^2} dy$ .

Dans certains cas et pour certaines données, il pourra être nécessaire d'introduire de nouvelles lois de probabilités spécifiques.

L'équation différentielle stochastique définie ci-dessus est continue. En pratique, pour les simulations, l'équation est discrétisée de la façon suivante et la chronique  $Y_t$  est calculée par itération successive de pas de temps  $\Delta_t$  :

$$Y_{t+\Delta t} = Y_t + \mu(Y_t, t)\Delta t + \sigma(Y_t, t)\Delta B_t$$

Un choix convenable du pas de temps  $\Delta_t$ , qui permet à la fois d'obtenir des simulations pertinentes en évitant un temps de calcul trop important, est de prendre  $\Delta_t = \frac{10^{-2}}{\theta}$ .

Enfin, les simulations sont contraintes à rester dans l'intervalle  $\left[ \frac{\min(X)}{\max(K_h)} ; \frac{\max(X)}{\min(K_h)} \right]$ .

### 3) Cas particulier de la modélisation de la demande

La modélisation de la demande obéit à des principes similaires à ceux développés ci-dessus, mais comporte quelques différences listées ci-après.

Tout d'abord, la série  $X_m$  définie pour chaque mois  $m$ , est calculée de la façon suivante :

$$X_m = \frac{Demande_m(t)}{\mathbb{E}[Demande_{m,a}]}$$

Avec  $a$  l'année à laquelle  $t$  appartient.

La demande présente également une saisonnalité horaire qui dépend du jour de la semaine :  $X_n$  est dès lors calculé à partir de coefficients  $K_{hj}$  dépendant de l'heure de la journée ainsi que du jour de la semaine<sup>15</sup> :

$$X_n(t) = \frac{X}{K_{hj}}$$

$$\text{Avec } K_{hj} = \frac{\mathbb{E}[X_{hj}]}{\mathbb{E}[X]}$$

et  $X_{hj} = X(t)$  pour tout  $t$  correspondant à l'heure  $h$  de la journée et à la journée  $j$  de la semaine.

Enfin, dans les études réalisées, la chronique  $X_n$ , issue des données historiques de demande s'approche d'une distribution normale. Dans ce cas, la fonction  $\sigma$  devient :

$$\sigma^2(x) = 2\theta S_X$$

Des retraitements marginaux sont également réalisés sur les chroniques de demande simulées de telle sorte que le niveau de consommation et la puissance de pointe correspondent en espérance à ce qui est spécifié dans le scénario de référence du dernier bilan prévisionnel pour l'année de référence cible choisie.

### **ANNEXE 3-B – Méthode d'élaboration des chroniques horaires de disponibilité des centrales de production thermiques et hydrauliques**

Les chroniques de disponibilité sont définies pour chaque tranche de production à partir de deux paramètres identiques pour chaque type de centrale  $i$  (diesel, TAC, charbon, centrales hydroélectriques à réservoir) :

- le coefficient de disponibilité  $K_{d,i}$  correspondant au ratio entre le nombre d'heures moyen où la centrale est disponible sur le nombre d'heures total de l'année ;
- la durée moyenne d'arrêt de la centrale  $d_i$ .

Ces éléments sont communiqués par EDF SEI et Electricité de Mayotte (EDM) à la CRE pour chaque ZNI à partir des données historiques dont ils disposent.

Le nombre de pannes moyennes  $\delta_i$  sur une année peut être défini comme suit :

$$\delta_i = \frac{(1 - K_{d,i}) \times 8760}{d_i}$$

La probabilité de panne  $P_1$ , s'il n'y avait qu'une seule panne en moyenne sur l'année de durée  $(1-K_d) \times 8760$  heures, serait égale à :

$$P_1 = \frac{1}{8760 \times K_{d,i}}$$

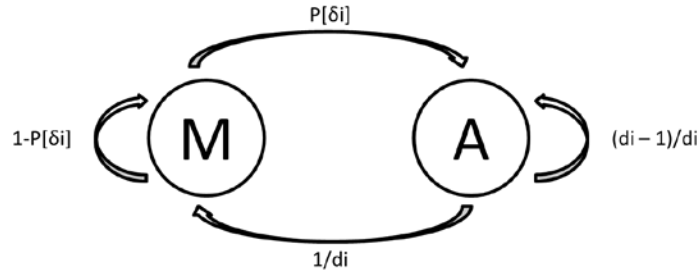
En effet, il y a « une chance sur le nombre d'heures de fonctionnement que survienne une indisponibilité ».

<sup>15</sup> En particulier, la demande  $a$ , en général, un profil très différent des autres jours de la semaine.

Par suite, on définit la probabilité de panne  $P[\delta_i]$  de la façon suivante :

$$P[\delta_i] = \frac{\delta_i}{8760 \times K_{d,i}} = \frac{1 - K_{d,i}}{K_{d,i}} \times \frac{1}{d_i}$$

Les chroniques de disponibilités sont réalisées de manière itérative pour chaque tranche de centrale selon une chaîne de Markov simple à deux états (M : marche et A : arrêt), définie selon le schéma suivant :

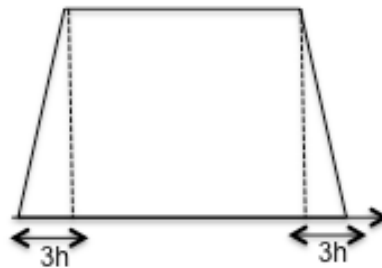


Par ailleurs, il est nécessaire de prendre en compte l'existence d'une réserve primaire de puissance sur tous les groupes thermiques. Cette réserve primaire est modélisée via un coefficient d'abattement appliqué à la puissance installée de chacun des groupes thermiques du parc. Les coefficients à appliquer sont transmis à la CRE par le fournisseur historique de la ZNI concernée. La réserve de puissance est appelée en dernier recours pour satisfaire l'équilibre offre/demande du parc.

Enfin, il peut exister des caractéristiques spécifiques à certains moyens de production et à certaines ZNI qui sont également prises en compte<sup>16</sup>.

**ANNEXE 3-C – Hypothèses spécifiques de modélisation retenues pour les moyens de production fatale avec stockage**

Pour les installations photovoltaïques (PV) avec stockage, les chroniques de production générées à partir des modèles sont retraitées afin que la production soit lissée sur la journée et présente une rampe de montée et de descente en puissance le matin et le soir. Le schéma ci-dessous présente un exemple avec une montée et une descente en puissance de trois heures :



**Exemple de production photovoltaïque avec stockage sur une journée**

Pour les installations éoliennes avec stockage, le lissage s'effectue sur une demi-heure. Les chroniques utilisées en entrée du modèle étant au pas horaire, ce lissage n'est pas visible et n'est donc pas pris en compte.

<sup>16</sup> Les périodes des campagnes sucrières par exemple.