

## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 décembre 2009 relative à la comptabilité appropriée des fournisseurs supportant des charges de service public de l'électricité

Participaient à la séance : Monsieur Philippe de LADOUCKETTE, président, Monsieur Michel LAPEYRE, vice-président, Monsieur Maurice MÉDA, vice-président, Monsieur Jean-Paul AGHETTI, Monsieur Eric DYÈVRE, Monsieur Emmanuel RODRIGUEZ, commissaires.

La présente délibération remplace, pour les exercices 2009 et suivants, la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 7 décembre 2006.

La comptabilité appropriée des fournisseurs supportant des charges de service public de l'électricité, mentionnée au I de l'article 5 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée, est établie selon des règles définies par la CRE. Le respect de ces règles par les opérateurs permettra à la Commission de disposer des informations nécessaires à l'évaluation de ces charges.

La comptabilité appropriée est constituée de l'ensemble des éléments de nature comptable et technique nécessaires au calcul des charges, faisant l'objet d'une compensation, mentionnées aux articles 5, 10, 48, 50 et 50-1 de la loi précitée. Ces éléments sont décrits dans les chapitres suivants. Tous ces éléments doivent être transmis par courrier accompagné de l'attestation de contrôle des commissaires aux comptes de la société ou du comptable public, s'il s'agit d'une régie. Ces éléments doivent également être fournis sous format électronique exploitable.

Les informations à transmettre pour évaluer les charges d'Electricité de France (EDF) et d'Electricité de Mayotte (EDM) sont décrites au paragraphe 1, celles concernant les entreprises locales de distribution (ELD) au paragraphe 2.

Les opérateurs doivent conserver, pendant une période de 6 années, les données techniques mentionnées au paragraphe 3.

### **1. Charges supportées par EDF et EDM**

#### **1.1. Surcoûts résultant des contrats d'achat**

Ce paragraphe décrit les éléments à transmettre pour l'évaluation des surcoûts résultant des contrats d'achat ou protocoles internes de cession d'électricité décrits aux articles 8, 10, 48, 50 et 50-1 de la loi du 10 février 2000 et aux I à V bis de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004.

La comptabilité appropriée fait apparaître<sup>1</sup> les caractéristiques de chaque contrat d'achat ou protocole interne de cession de l'électricité respectant, selon les cas, les conditions prévues par les articles de la loi du 10 février 2000 précédemment mentionnés :

- raison sociale de l'exploitant ;
- nom de la commune ;
- code postal ;
- numéro de SIRET (lorsqu'il existe) ;
- filière de production<sup>2</sup> ;
- type de contrat dont bénéficie l'installation ;
- date d'entrée en vigueur et date d'échéance du contrat ou protocole<sup>3</sup> ;
- le cas échéant les références du ou des contrat(s) ou protocole(s) d'achat antérieur(s) dont bénéficiait l'installation ;
- puissance active maximale délivrée à l'acheteur<sup>4</sup> ;
- puissance garantie (pour les contrats concernés) ;
- tension de raccordement ;
- horosaisonnalité éventuelle du contrat ou protocole (nombre de postes) ;
- nombre de kWh achetés par mois (répartis par poste horosaisonnier pour les contrats concernés<sup>5</sup>) et prix total d'acquisition de l'électricité, décomposé entre prime fixe, rémunération proportionnelle et rémunération complémentaire.

La comptabilité appropriée indique également<sup>6</sup> :

- pour chaque contrat concerné, le coût supporté au titre du contrôle de l'efficacité énergétique de l'installation ;
- pour chaque cogénération concernée, les références du contrat d'ilotage, l'identité du(des) consommateur(s) industriel(s) final(s) concerné(s) et, pour chacun d'entre eux, la répartition mensuelle de l'énergie produite dans le cadre de ce contrat ;
- pour chaque cogénération passée en mode dispatchable et chaque contrat de type « appel modulable », les parts de primes fixes et de rémunérations proportionnelles, ainsi que les jours et les plages horaires d'appels correspondants ;
- pour chaque contrat ou protocole, le nombre de garanties d'origine délivrées ;
- le nombre de garanties d'origine « cogénération » et « énergies renouvelables » délivrées à l'opérateur pour le reste de sa propre production ;
- le montant total de la valorisation financière des garanties d'origine délivrées à l'opérateur, en distinguant le montant imputable à la cogénération de celui afférent aux énergies renouvelables ;
- les frais supportés au titre de l'inscription au registre national des garanties d'origine délivrées ;
- le chiffre d'affaires généré par les installations dispatchables, provenant de contrats ou protocoles conclus avec RTE pour la fourniture de réserves ou dans le cadre du mécanisme d'ajustement, minoré, le cas échéant, des charges afférentes à leur valorisation, ainsi que les jours et les plages horaires d'appels correspondants ;
- les recettes provenant des indemnités de résiliation anticipée de contrats d'achat.

<sup>1</sup> Utiliser impérativement le modèle fourni dans l'annexe 1 de cette délibération

<sup>2</sup> Voir la liste définie dans le modèle fourni en annexe 1

<sup>3</sup> Format à respecter : JJ/MM/AAAA

<sup>4</sup> La puissance doit être indiquée en kW uniquement

<sup>5</sup> Utiliser les onglets spécifiques de l'annexe 1

<sup>6</sup> A transmettre dans un fichier différent de l'annexe 1

## **1.2. Surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental**

Ce paragraphe décrit les éléments à transmettre pour l'évaluation des surcoûts mentionnés à l'article 5 de la loi du 10 février 2000 et au V de l'article 4 du décret du 28 janvier 2004.

Chaque opérateur supportant des surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI) tient une comptabilité appropriée, par zone non interconnectée qui retrace le coût complet de production dans cette zone et les recettes de production provenant de la vente d'énergie électrique dans cette même zone.

### *1.2.1. Pour le calcul des recettes de production au titre de l'année écoulée*

Pour la clientèle n'ayant pas fait jouer son éligibilité :

- répartis par option tarifaire et faisant apparaître la part imputable aux clients bénéficiant du « tarif agent » :
  - le nombre de clients ;
  - la quantité d'électricité livrée et la somme des puissances souscrites réparties, le cas échéant, par poste horosaisonnier ;
  - les recettes rétrocédées à l'entité distribution (déterminées par application du tarif d'utilisation des réseaux publics en vigueur<sup>7</sup>) ;
- réparti par famille tarifaire, le chiffre d'affaires déterminé par application du tarif intégré en vigueur (hors octroi de mer et hors contribution tarifaire d'acheminement), en distinguant la part imputable à l'abonnement de celle relative au prix de l'énergie.

Pour la clientèle ayant fait jouer son éligibilité : le montant du chiffre d'affaires correspondant à la fourniture d'électricité et la quantité d'électricité correspondante.

La quantité d'électricité correspondant aux pertes techniques et non techniques.

La répartition mensuelle, par site ou origine, de la quantité d'électricité importée ou achetée à d'autres producteurs en ZNI, dans le cadre des contrats mentionnés aux 3° et 4° du V de l'article 4 du décret du 28 janvier 2004.

Le montant, par nature, des recettes de production perçues par l'opérateur au titre d'activités distinctes de la fourniture d'électricité (prestations de vente de matière, de travaux ou de services effectués pour le compte d'un tiers), faisant apparaître la marge réalisée sur les opérations concernées.

### *1.2.2. Pour le calcul des coûts de production au titre de l'année écoulée*

Pour chaque centrale de production au sein de la zone considérée :

- la quantité d'électricité produite et injectée sur le réseau en faisant apparaître, le cas échéant, celle imputable aux turbines à combustion ;
- l'effectif total en équivalent emplois à temps plein<sup>8</sup> ;
- les valeurs brutes et nettes des immobilisations affectées directement à l'activité de production, définie dans le cadre de la comptabilité séparée ;

---

<sup>7</sup> Y compris les recettes liées aux prestations de comptage, à la fourniture de l'énergie réactive et aux dépassements de puissance

<sup>8</sup> Ces éléments pourront apparaître par filière de production (thermique, hydraulique...), lorsqu'il est impossible de les comptabiliser par centrale.

- le montant, par nature, des dépenses d'exploitation directement imputables à la production, notamment :
  - les achats de combustibles, en faisant apparaître les quantités consommées par nature et, le cas échéant, en précisant celles imputables aux turbines à combustion ;
  - les achats d'autres matières premières, fournitures et approvisionnements<sup>8</sup> ;
  - les autres charges externes ;
  - les impôts, taxes et versements assimilés, et notamment l'octroi de mer non récupérable ;
  - les frais de personnel<sup>8</sup> ;
  - les dotations aux amortissements industriels<sup>9</sup> ;
  - les excédents ou déficits de quotas de gaz à effet de serre alloués par rapport aux volumes émis sur l'année, en faisant apparaître, le cas échéant, la part imputable aux turbines à combustion.

Pour l'ensemble de la zone considérée, les mêmes données que celles demandées ci-dessus seront fournies, complétées par :

- les charges de rémunération du capital, faisant apparaître explicitement, pour chaque centrale, les assiettes<sup>10</sup> auxquelles s'appliquent les différents taux de rémunération en vigueur ;
- la courbe de charge annuelle, par pas horaire ;
- les frais de commercialisation, faisant apparaître les dépenses effectuées au titre des actions engagées dans le cadre de la maîtrise de la demande d'électricité ;
- le nombre de certificats d'économie d'énergie délivrés au titre de ces actions, les frais supportés au titre de l'inscription au registre national de ces certificats, le nombre total de certificats cédés ou achetés à des tiers et les coûts ou recettes résultant de ces transactions ;
- les volumes de quotas de gaz à effet de serre échangés avec d'autres producteurs, répartis, le cas échéant, par producteur et précisant, pour chacun d'entre eux, la nature de l'échange effectué (acquisition ou cession) ;
- la valorisation des excédents ou déficits de quotas de gaz à effet de serre résiduels à l'issue des échanges mentionnés ci-dessus ;
- le montant, par nature, des charges qui ne peuvent être directement affectées à l'activité de production, définie dans le cadre de la comptabilité séparée, notamment les frais communs, les frais de support et les frais de direction<sup>11</sup> ;
- le coût moyen de production par kWh ;
- le coût résultant de l'achat d'électricité à des producteurs de la zone ou étrangers et le prix moyen correspondant par kWh acheté et par producteur<sup>12</sup>.

### **1.3. Surcoûts supportés au titre des dispositions sociales**

Chaque opérateur supportant des charges de service public au titre des dispositions sociales mentionnées au b) du I de l'article 5 de la loi du 10 février 2000 tient une comptabilité appropriée faisant apparaître les pertes de recettes et coûts supplémentaires supportés du fait de la mise en œuvre de ces dispositions.

<sup>9</sup> Les amortissements fiscaux ne doivent pas être déclarés

<sup>10</sup> Les subventions d'investissement et remises gratuites ne sont pas rémunérées

<sup>11</sup> Les charges indirectes sont affectées en fonction de clefs de répartition les plus représentatives des inducteurs de coûts. Ces clefs, ainsi que les montants auxquels elles s'appliquent, sont dûment explicités et justifiés dans une annexe de la comptabilité appropriée mentionnant les comptes ou sous-comptes dans lesquels ces charges sont comptabilisées.

<sup>12</sup> Pour les contrats conclus avant l'entrée en vigueur du décret n° 2006-581 du 22 mai 2006, joindre les contrats d'achat pour ceux n'ayant pas été transmis lors de déclarations antérieures. Par zone, tout producteur vendant à un fournisseur dans le cadre du 3° ou 4° du V de l'article 4 du décret du 28 janvier 2004 doit fournir les éléments de sa comptabilité donnés au paragraphe 1.4 ci-dessous conformément à l'antépénultième alinéa de ce même article.

Les coûts supplémentaires incluent, notamment, les surcoûts que supporte l'opérateur pour la gestion des clients bénéficiant des dispositions sociales. Ceux-ci se calculent par rapport aux coûts que l'opérateur aurait supportés pour la gestion de ces clients en l'absence de ces dispositions.

#### 1.3.1. *Éléments relatifs aux pertes de recettes et coûts supplémentaires supportés au titre de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité »*

Au titre des pertes de recettes, par option tarifaire :

- le nombre de clients et leur consommation répartie, le cas échéant, par poste horosaisonnier, ainsi que le chiffre d'affaires réalisé par l'opérateur au titre de la vente d'électricité aux clients bénéficiant de la tarification spéciale « produit de première nécessité » (TPN) ;
- le chiffre d'affaires théorique que l'opérateur aurait réalisé au titre de la vente d'électricité aux clients mentionnés ci-dessus en l'absence de la TPN ;
- pour les clients concernés, le nombre de mises en service effectuées gratuitement ainsi que le chiffre d'affaires théorique que l'opérateur aurait réalisé au titre de l'ensemble des mises en service en l'absence de cette gratuité ;
- les recettes perçues par l'opérateur auprès des clients bénéficiant de la TPN au titre des interventions pour impayés, en précisant le nombre de prestations effectuées et leur répartition par nature ;
- les recettes théoriques que l'opérateur aurait perçues auprès des clients bénéficiant de la TPN au titre des interventions pour impayés, en l'absence des réductions prévues sur ces prestations.

Les chiffres d'affaires réalisés et théoriques relatifs aux zones non interconnectées sont distingués de ceux afférents à la métropole continentale et sont déclarés zone par zone.

Au titre des coûts supplémentaires supportés par l'opérateur :

- les dépenses externes imputables à la mise en œuvre de la TPN, réparties par nature ;
- les frais de personnel supplémentaires induits par la mise en œuvre de la TPN ainsi que l'effectif supplémentaire correspondant (en emplois équivalents temps plein).

#### 1.3.2. *Éléments permettant le calcul des charges à compenser au titre de la mise en œuvre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité*

- versements effectués au titre de ce dispositif au Fonds de Solidarité Logement, ventilés par type d'action et d'aide ;
- nombre de bénéficiaires ou clients concernés.

#### 1.4. ***Éléments de comptabilité des producteurs en ZNI vendant leur électricité à un organisme de fourniture dans le cadre des 3° et 4° du V de l'article 4 du décret du 28 janvier 2004***<sup>13</sup>

Dans le cadre des 3° et 4° du V de l'article 4 du décret du 28 janvier 2004, et conformément à l'antépénultième alinéa de cet article, chaque producteur ayant conclu en ZNI un contrat de vente d'électricité avec un organisme de fourniture transmet à la CRE, pour chaque installation faisant l'objet d'un contrat de vente, les éléments suivants :

- la quantité totale d'électricité produite et injectée sur le réseau, par répartition mensuelle ;
- la quantité d'électricité vendue à l'organisme de fourniture dans le cadre du contrat mentionné ci-dessus, par répartition mensuelle ;
- le cas échéant, la quantité d'électricité vendue à d'autres fournisseurs ;
- les valeurs brutes et nettes des immobilisations ;

<sup>13</sup> Le V bis de l'article 4 du décret du 28 janvier 2004, introduit par le décret n° 2006-581 du 22 mai 2006, prévoit que les projets de contrat conclus entre le producteur et l'organisme de fourniture sont communiqués à la CRE qui évalue alors le coût de production normal et complet. Les données demandées ici ne concernent donc que les contrats qui ont été conclus avant l'entrée en vigueur du décret n° 2006-581

- le montant des dépenses d'exploitation, et notamment :
  - les achats de combustibles et les quantités consommées, répartis par nature ;
  - les achats d'autres matières premières, fournitures et approvisionnements ;
  - les autres charges externes ;
  - les impôts, taxes et versements assimilés et , notamment, l'octroi de mer non récupérable ;
  - les frais de personnel, faisant apparaître l'effectif total en emplois équivalent temps plein ;
  - les dotations aux amortissements, en explicitant de manière détaillée les règles d'amortissement employées ;
  - les coûts ou recettes résultant des dispositions réglementaires fixées en matière d'émission de gaz à effet de serre.
- le montant, par nature, des charges indirectes ne pouvant être directement affectées à l'exploitation (ex : frais de direction). Ces charges sont affectées en fonction de clefs de répartition les plus représentatives des inducteurs de coûts. Ces clefs, ainsi que les montants auxquels elles s'appliquent, seront dûment explicités et justifiés.

## **2. Charges supportées par les ELD**

### **2.1. Définition des charges**

#### *2.1.1. Surcoûts résultant des contrats d'achat*

On distingue les surcoûts résultant :

- des contrats d'achat relevant des articles 8, 10, 48, 50 et 50-1 de la loi du 10 février 2000 ;
- de l'exploitation de leurs centrales qui entrent dans le cadre des articles 8 et 10. A cet effet, les ELD établissent des protocoles qui règlent les conditions de cession interne de l'électricité.

Ces surcoûts se calculent, pour une ELD, comme la différence entre :

- le coût de l'électricité acquise dans le cadre des contrats d'achat ou protocoles (voir paragraphe 2.2.1), net des recettes que l'ELD perçoit lors de la vente à EDF de la part de cette électricité qu'elle ne peut pas écouler sur sa zone de desserte (surplus) ;
- le coût évité à l'ELD, égal au coût d'achat d'électricité supplémentaire qu'elle aurait supporté en l'absence de contrats d'achat ou protocoles (voir paragraphe 2.2.2).

Une ELD est compensée de ces surcoûts, après qu'ils ont été :

- minorés des recettes perçues par la vente des droits attachés à la nature particulière de l'électricité acquise (garanties d'origine) ;
- augmentés des écarts payés par les ELD qui ont exercé leur éligibilité et qui sont leur propre responsable d'équilibre, du fait de l'imprévisibilité de la production de certaines installations faisant l'objet d'un contrat d'achat ou d'un protocole (éolien en particulier).

#### *2.1.2. Charges supportées au titre de la mise en œuvre des dispositions sociales*

Ce sont :

- les pertes de recettes et les coûts supplémentaires supportés au titre de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité » (voir paragraphe 2.3.1) ;
- les coûts supportés au titre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité (voir paragraphe 2.3.2).

## 2.2. Surcoûts résultant des contrats d'achat ou protocoles internes de cession interne

### 2.2.1. Coûts d'achat

La déclaration doit respecter le format de l'annexe 1 et comporter les mêmes éléments que ceux décrits au paragraphe 1.1.

Une copie de chaque contrat d'achat ou du protocole de cession interne d'électricité devra pouvoir être transmise à la CRE si celle-ci en fait la demande.

Pour les installations des ELD relevant de l'article 10 et mises en service avant la publication de la loi du 10 février 2000, la date d'entrée en vigueur du protocole est celle à laquelle le certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat a été délivré, la date de fin de protocole se déduisant des durées réglementaires en vigueur pour chacune des filières.

Les recettes issues de la vente à EDF de la quantité d'électricité que l'ELD ne peut pas écouler sur sa zone de desserte (surplus)<sup>14</sup> doivent également être fournies. Ce surplus se définit, à un instant donné, comme l'excédent d'énergie achetée dans le cadre des contrats d'achat ou protocoles, par rapport à la consommation totale des clients situés dans la zone de desserte de l'ELD, pertes incluses. La valorisation de ce surplus s'effectue à un tarif égal à la moyenne des tarifs d'achat unitaires de chacune des filières concernées, pondérée par les volumes produits par chacune d'entre elles sur la période considérée.

### 2.2.2. Coût évité

L'article 5 de la loi du 10 février 2000, modifié par l'article 55 de la loi du 13 juillet 2005, dispose que « *les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité ou, pour les distributeurs non nationalisés, par référence aux tarifs de cession mentionnés à l'article 4, à proportion de la part de l'électricité acquise à ces tarifs dans leur approvisionnement total, déduction faite des quantités acquises au titre des articles 8 et 10 précités* ».

Ainsi, le coût évité est calculé :

- pour les ELD n'ayant pas exercé leur éligibilité, sur la seule base des tarifs de cession définis par le décret n° 2005-63 du 27 janvier 2005 ;
- pour les ELD ayant exercé leur éligibilité, à partir des prix de marché et des tarifs de cession, à proportion de la part de l'électricité acquise à ces tarifs dans leur approvisionnement total, déduction faite des quantités acquises au titre de l'obligation d'achat ou des appels d'offres.

La part de l'électricité acquise aux tarifs de cession est égale à  $V_c / (V_c + V_m)$ ,  $V_c$  étant le volume annuel acheté aux tarifs de cession,  $V_m$  le volume annuel acheté sur le marché. Pour les ELD n'ayant pas exercé leur éligibilité, le volume acheté sur le marché  $V_m$  est nul.

Les éléments demandés ci-dessous permettent à la CRE de calculer le coût évité. Il n'est pas demandé aux ELD d'effectuer les calculs du coût évité et du surcoût d'achat.

#### 2.2.2.1. Eléments à fournir pour le calcul du coût évité

Les éléments qui suivent sont à renseigner dans le tableau A de l'annexe 2.

Les données mensuelles à fournir sont les suivantes :

- volume d'électricité acheté aux tarifs de cession (G) ;
- coût d'achat correspondant, part variable de la facture uniquement, hors dépassements (H) ;
- volume d'électricité acheté sur le marché (I).

---

<sup>14</sup> EDF est tenue par la loi de racheter ce surplus. Les volumes revendus à EDF doivent être déclarés dans l'onglet de l'annexe 1 dédié

Les données annuelles à fournir sont les suivantes :

- puissance souscrite aux tarifs de cession en présence des contrats d'achat ou protocoles (J1) ;
- prime fixe annuelle payée en présence des contrats d'achat ou protocoles (J2) ;
- puissance qui serait souscrite aux tarifs de cession en l'absence des contrats d'achat ou protocoles (K1) (tient compte du «pas d'optimisation» de puissance souscrite imposé par le fournisseur dans le contrat aux tarifs de cession) ;
- prime fixe annuelle qui serait payée en l'absence des contrats d'achat ou protocoles (K2).

(K1 – J1) peut être différente de la puissance garantie totale apportée par les contrats d'achat ou protocole, du fait de la disponibilité prévisionnelle des installations, du «pas d'optimisation» de puissance souscrite imposé par le fournisseur dans le contrat aux tarifs de cession et des contraintes relatives aux modalités de modification de puissance.

A titre indicatif, il est également demandé d'indiquer l'option/version des tarifs de cession effectivement contractée.

#### 2.2.2.2. Méthode employée par la CRE pour le calcul du coût évité

Les contrats d'achat ou protocoles peuvent permettre aux ELD de diminuer leur puissance souscrite et, par conséquent, leur prime fixe annuelle. Le coût évité est donc constitué d'une part fixe et d'une part variable.

Le coût évité est la somme de deux composantes :

- 1<sup>ère</sup> composante : coût évité en référence aux tarifs de cession. Cette première composante est elle-même constituée de deux parts :
  - une part variable, égale au produit du volume d'obligation d'achat (F1) à proportion du volume acheté aux tarifs de cession (G) par rapport au volume total d'achat (G+I) et du coût unitaire aux tarifs de cession [part variable de la facture aux tarifs de cession hors dépassements (H) / volume acheté aux tarifs de cession (G)] ;
  - une part fixe, calculée comme étant la différence entre la prime fixe annuelle en présence des contrats d'achat ou protocoles (J2) et la prime fixe annuelle estimée, en leur absence (K2).
- 2<sup>ème</sup> composante : coût évité en référence aux prix de marché.
  - le volume mensuel à prendre en compte est le volume d'achat résiduel mensuel (F1), à proportion du volume acheté sur le marché (I) par rapport au volume total d'achat (G+I) ;
  - pour obtenir le coût évité, ce volume mensuel est multiplié par le prix de marché mensuel calculé par la CRE à partir des prix observés sur EPEX SPOT.

Les ELD n'ayant pas exercé leur éligibilité ne sont concernées que par la première composante, la deuxième composante étant nulle.

#### 2.2.3. Autres éléments à fournir

Ces éléments sont à indiquer dans le tableau B de l'annexe 2 :

- écarts payés dans le cadre du mécanisme d'ajustement en présence des contrats d'achat ou protocoles (L1) et écarts qui auraient été payés en leur absence (L2). Joindre tout élément (hypothèses retenues, méthodologie suivie...) permettant de justifier les montants déclarés au titre de ces écarts ;
- nombre de garanties d'origine délivrées dans le cadre d'un contrat ou protocole d'achat imputables à la cogénération (M1), d'une part, et aux énergies renouvelables (M2), d'autre part ;
- nombre de garanties d'origine « cogénération » (N1) et « énergies renouvelables » (N2) délivrées à l'opérateur pour le reste de sa propre production ;
- montant total de la valorisation financière des garanties d'origine délivrées à l'opérateur, en distinguant le montant imputable à la cogénération (O1) de celui afférent aux énergies renouvelables (O2) ;
- frais supportés au titre de l'inscription au registre national des garanties d'origine délivrées (P).

### **2.3. Coûts supportés au titre des dispositions sociales**

Suivant le format des tableaux D1 et D2 de l'annexe 3 ci-jointe, il est demandé de transmettre, pour l'année considérée, les données précisées ci-dessous.

#### **2.3.1. Tarification spéciale « produit de première nécessité »**

Les informations qui suivent sont à indiquer dans le tableau D1 :

- le nombre de clients (S), leur consommation (T) ainsi que le chiffre d'affaires réalisé par l'ELD au titre de la vente d'électricité aux clients bénéficiant de la tarification spéciale «produit de première nécessité» (U1) ;
- le chiffre d'affaires que l'ELD aurait réalisé au titre de la vente d'électricité aux clients mentionnés ci-dessus en l'absence de la TPN (U2) ;
- le nombre de mises en service effectuées gratuitement pour les clients bénéficiant de la TPN (V1) ;
- le chiffre d'affaires théorique que l'opérateur aurait réalisé au titre de l'ensemble de ces mises en service en l'absence de cette gratuité (V2)<sup>15</sup> ;
- les recettes perçues par l'opérateur auprès des clients bénéficiant de la TPN au titre des interventions pour impayés (W1), en précisant le nombre de prestations effectuées (W2) ;
- les recettes théoriques que l'opérateur aurait perçues auprès des clients bénéficiant de la TPN au titre des interventions pour impayés, en l'absence des réductions prévues sur ces prestations (W3)<sup>15</sup> ;
- les frais de mise en œuvre de cette tarification, faisant apparaître les frais de personnel supplémentaires (avec l'effectif supplémentaire dédié en emplois équivalents temps plein) et les prestations externes (X1, X2 et X3).

#### **2.3.2. Dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité**

Les informations qui suivent sont à indiquer dans le tableau D2 :

- le nombre de clients concernés (Y) ;
- le montant des versements effectués par l'ELD au titre de ce dispositif au Fonds de solidarité logement (Z).

#### **2.3.3. Pièces justificatives**

Conformément à l'article 5 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 modifié, la déclaration sera accompagnée des pièces justificatives suivantes :

- pour les charges dues à la tarification spéciale «produit de première nécessité», une copie des factures des prestations externes et une fiche synthétique justifiant l'évaluation des différentes pertes de recettes et des frais de personnel supplémentaires ;
- pour les charges dues au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité, un justificatif des versements effectués.

---

<sup>15</sup> Le décret n° 2006-924 du 26 juillet 2006 prévoit, pour les clients bénéficiant de la tarification spéciale « produit de première nécessité », la gratuité de la mise en service et un abattement de 80 % du montant facturé au titre des interventions pour impayés.

### 3. Données techniques à conserver par les opérateurs pendant une durée de six ans

Les gestionnaires des systèmes électriques des zones non interconnectées conservent et tiennent à la disposition de la CRE et de tout organisme qu'elle désigne, pendant une période de six années suivant l'année considérée, les éléments suivants :

- les règles de dispatching employées et l'historique informatisé des appels des unités de production dans chaque zone non interconnectée ;
- la courbe de charge individuelle de chaque unité de production, sous format électronique exploitable, par pas horaire ;
- le programme prévisionnel d'indisponibilités programmées d'unités de production et d'éléments du réseau pour l'année à venir ;
- le cas échéant, la quantité d'électricité échangée aux frontières, par pas horaire et par interconnexion et, pour chacune d'entre elles, la date, la nature et la durée effectives des indisponibilités programmées et non programmées.

Les opérateurs supportant les charges de service public mentionnées aux paragraphes 1.1 et 2.1.1 conservent et tiennent à la disposition de la CRE et de tout organisme qu'elle désigne, pendant une période de six années suivant l'année considérée, les éléments suivants :

- l'historique des appels de centrale pour chaque cogénération passée en mode dispatchable et chaque contrat de type «appel modulable» ;
- l'ensemble des paramètres de fonctionnement des installations des producteurs ayant un impact sur le prix d'achat de l'électricité et, notamment, si les contrats le prévoient et conformément aux modalités qui y figurent :
  - la régularité de la production de l'installation ;
  - l'efficacité énergétique de l'installation ;
  - la disponibilité de l'installation.
- la liste des contrôles des installations des producteurs effectués par l'acheteur, ainsi que les résultats de ces contrôles.

Les opérateurs supportant les charges de service public mentionnées au paragraphe 1.2 conservent et tiennent à la disposition de la CRE et de tout organisme qu'elle désigne, pendant une période de six années suivant l'année considérée, les éléments suivants :

- pour chaque unité de production :
  - l'énergie produite et injectée ainsi que la quantité de combustible consommée (décomposée, le cas échéant, par nature de combustible), par répartition mensuelle ;
  - le cas échéant, la quantité d'électricité vendue à d'autres fournisseurs, par répartition mensuelle et par fournisseur ;
  - les coefficients mensuels de disponibilité, en heures et en énergie ;
  - les coefficients mensuels d'indisponibilité effective, décomposés entre indisponibilité fortuite et programmée ;
  - la date, la nature et la durée effectives des indisponibilités programmées et non programmées.
- pour chaque zone non interconnectée, la répartition, par type d'actions ou d'aides, des dépenses effectuées dans le cadre de la maîtrise de la demande d'électricité, en faisant apparaître de manière détaillée et justifiée, pour chacune des opérations engagées, le nombre de bénéficiaires et les résultats estimés de réduction des consommations et d'effacement à la pointe.

Les producteurs mentionnés au paragraphe 1.4 conservent et tiennent à la disposition de la CRE et de tout organisme qu'elle désigne, pendant une période de six années suivant l'année considérée, pour chacune de leurs unités de production faisant l'objet d'un contrat avec un fournisseur, les éléments suivants :

- la quantité de combustible consommée (décomposée, le cas échéant, par nature de combustible), par répartition mensuelle ;
- la quantité d'électricité vendue à des organismes de fourniture, par répartition mensuelle et par fournisseur ;
- les coefficients mensuels de disponibilité, en heures et en énergie ;
- les coefficients mensuels d'indisponibilité effective, décomposés entre indisponibilité fortuite et programmée ;
- la date, la nature et la durée effectives des indisponibilités programmées et non programmées.

Fait à Paris, le 17 décembre 2009

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

Philippe de LADOUCETTE