

**Délibération de la Commission de régulation de l'énergie en date du 1<sup>er</sup> décembre 2005, relative à la comptabilité appropriée des opérateurs supportant des charges de service public de l'électricité**

La présente délibération remplace, pour les années 2005 et suivantes, la délibération de la CRE du 2 décembre 2004.

La comptabilité appropriée des opérateurs supportant des charges de service public de l'électricité, mentionnée au I de l'article 5 de la loi du 10 février 2000, est établie selon des règles définies par la Commission de régulation de l'énergie. Le respect de ces règles par les opérateurs permettra à la Commission de disposer des informations nécessaires à l'évaluation des 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, 48 et 50 de la loi du 10 février 2000. Ces éléments sont décrits dans les chapitres suivants.

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

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

## A-Charges supportées par EDF et EDM

### I

#### **Surcoûts résultant des contrats d'achat ou protocoles internes de cession d'électricité (articles 8, 10, 48 et 50 de la loi du 10 février 2000 et article 4, I à V, du décret du 28 janvier 2004)**

La comptabilité appropriée des opérateurs fait apparaître les caractéristiques de chaque contrat d'achat ou protocole interne de cession de l'électricité respectant, suivant les cas, les conditions prévues par les articles 8, 10, 48 et 50 de la loi du 10 février 2000 modifiée :

- raison sociale de l'exploitant ;
- nom de la commune ;
- numéro de département ;
- n° de SIRET (lorsqu'il existe) ;
- type de contrat ou protocole<sup>1</sup> ;
- article de la loi dont relève l'installation ;
- date d'entrée en vigueur et date d'échéance du contrat ou protocole ;
- 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>2</sup> ;
- puissance garantie (pour les contrats concernés) ;
- tension de raccordement ;
- horosaisonnalité éventuelle du contrat ou protocole (et, le cas échéant, le sous-type de contrat : Modulable, EJP A5, EJP A8, Base A5, Base A8, Divers, Hydro 4, Hydro 5) ;
- nombre de kWh achetés par mois (répartis par poste horosaisonnier pour les contrats concernés) et prix total d'acquisition de l'électricité, décomposé entre prime fixe, rémunération proportionnelle et rémunération complémentaire.

La comptabilité appropriée indique également :

- pour chaque contrat concerné, le coût supporté au titre du contrôle de l'efficacité énergétique de l'installation ;
- 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 ;

---

<sup>1</sup> tel que cogénération, éolien, photovoltaïque, hydraulique, incinération d'ordures ménagères, déchets animaux bruts ou transformés, biogaz de décharge, biogaz de méthanisation, biomasse, géothermie, installations de moins de 36 kVA, contrat de type « appel modulable », contrat dit « surplus ELD ».

<sup>2</sup> Pour les installations ayant fait l'objet d'une modification de puissance sans révision du contrat d'achat ou du protocole, la puissance réelle de l'installation sera précisée.

- 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 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.

En dehors des cogénérations passées en mode dispatchable et des installations de type « appel modulable », les opérateurs ont la possibilité, lorsqu'ils le jugent pertinent, d'utiliser, pour les éléments demandés ci-dessus, un pas de temps plus petit que le pas mensuel. Dans ce cas, ils font apparaître dans leur comptabilité appropriée les éléments justificatifs correspondants.

## II

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

**(article 5 de la loi du 10 février 2000 et article 4-V 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.

Cette comptabilité appropriée fait apparaître distinctement pour chaque zone :

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

- 1.1 pour la clientèle non éligible et la clientèle éligible n'ayant pas fait jouer son éligibilité :
  - répartis par option tarifaire et faisant apparaître la part imputable aux clients bénéficiant du « tarif agent » :
    - o le nombre de clients ;
    - o la quantité d'électricité livrée et la somme des puissances souscrites, réparties le cas échéant par poste horosaisonnier ;
    - o les recettes rétrocédées à l'entité distribution (déterminées par application du tarif d'utilisation des réseaux publics en vigueur)<sup>3</sup> ;
  - réparti par famille tarifaire, le chiffre d'affaires déterminé par application du tarif intégré en vigueur (hors octroi de mer), en distinguant la part imputable à l'abonnement de celle relative au prix de l'énergie.

---

<sup>3</sup> y compris les recettes liées aux prestations de comptage, à la fourniture de l'énergie réactive et aux dépassements de puissance

- 1.2 pour la clientèle éligible ayant fait jouer son éligibilité : le montant du chiffre d'affaires correspondant à la fourniture d'électricité et la quantité d'électricité correspondante ;
- 1.3 la quantité d'électricité correspondant aux pertes techniques et non techniques ;
- 1.4 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 ;
- 1.5 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.

## **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 :**

- 2.1 la quantité d'électricité produite et injectée sur le réseau, en faisant apparaître, le cas échéant, celle imputable aux turbines à combustion ;
- 2.2 l'effectif total en équivalent emplois à temps plein ;
- 2.3 les valeurs brutes et nettes des immobilisations affectées directement à l'activité de production, définie dans le cadre de la comptabilité séparée ;
- 2.4 le montant par nature des dépenses d'exploitation directement imputables à la production, notamment :
  - 2.4.1 les achats de combustibles, en faisant apparaître les quantités consommées par nature et, le cas échéant, en précisant celles imputables aux turbines à combustion ;
  - 2.4.2 les achats d'autres matières premières, fournitures et approvisionnements ;
  - 2.4.3 les autres charges externes ;
  - 2.4.4 les impôts, taxes et versements assimilés, et notamment l'octroi de mer non récupérable ;
  - 2.4.5 les frais de personnel ;
  - 2.4.6 les dotations aux amortissements ;
  - 2.4.7 l'affectation analytique des charges mentionnées ci-dessus directement affectables à la conduite, l'entretien-maintenance et aux fonctions communes ;
  - 2.4.8 les coûts ou recettes résultant des dispositions réglementaires fixées en matière d'émission de gaz à effet de serre, en faisant apparaître, le cas échéant, la part imputable aux turbines à combustion.

Les éléments mentionnés aux paragraphes 2.2, 2.4.2, 2.4.5 et 2.4.7 pourront apparaître par filière de production (thermique, hydraulique...), lorsqu'il est impossible de les comptabiliser par centrale.

**Pour l'ensemble de la zone considérée :**

Mêmes données que celles demandées ci-dessus, complétées par :

- 2.5 les charges de rémunération du capital, faisant apparaître explicitement, pour chaque centrale, le calcul de l'assiette sur la base de laquelle sont calculées ces charges et le taux de rémunération appliqué pour la centrale considérée ;
- 2.6 la courbe de charge annuelle, par pas horaire (sous format électronique) ;
- 2.7 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 ;
- 2.8 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 de siège, les frais communs de centre de gestion, les dépenses d'œuvres sociales ;
- 2.9 le coût moyen de production par kWh ;
- 2.10 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>4</sup>.

Les charges indirectes mentionnées au paragraphe 2.8 sont affectées en fonction de clés de répartition les plus représentatives des inducteurs de coûts. Ces clés, ainsi que les montants auxquels elles s'appliquent, sont dûment explicitées et justifiées dans une annexe de la comptabilité appropriée mentionnant les comptes ou sous-comptes dans lesquels ces charges sont comptabilisées.

### **III**

#### **Coûts supportés au titre des dispositions sociales définies à l'article 5 de la loi du 10 février 2000**

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.

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.

---

<sup>4</sup> Joindre les contrats d'achat, pour ceux n'ayant pas été transmis lors de déclarations antérieures. Par zone, tout producteur de la zone vendant à un fournisseur dans le cadre du 3° ou du 4° du V de l'article 4 du décret du 28 janvier 2004 doit fournir les éléments de sa comptabilité donnés au chapitre A.IV ci-dessous, conformément au dernier alinéa de ce même article.

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

### **1.1 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<sup>5</sup> réalisé par l'opérateur au titre de la vente d'électricité aux clients bénéficiant de la tarification spéciale « produit de première nécessité » ;
- 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 tarification spéciale « produit de première nécessité ».

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.

### **1.2 Au titre des coûts supplémentaires supportés par l'opérateur :**

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

## **2. Eléments permettant le calcul des coûts supplémentaires supportés au titre de la mise en œuvre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité :**

- ventilés par type d'action et d'aide : les versements effectués au titre de ce dispositif au Fonds de solidarité logement, ainsi que le nombre de bénéficiaires ou clients concernés ;
- les frais de personnel supplémentaires induits par la mise en œuvre de ce dispositif ainsi que l'effectif supplémentaire correspondant (en emplois équivalent temps plein) ;
- les dépenses externes imputables à la mise en œuvre de ce dispositif, réparties par nature ;
- les recettes perçues par l'opérateur au titre des prestations facturées aux clients dans le cadre de ce dispositif, ainsi que le nombre de prestations effectuées et de clients concernés, répartis par type de prestation.

## **IV**

### **Eléments 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**

Dans le cadre des 3° et 4° du V de l'article 4 du décret du 28 janvier 2004 et conformément au dernier 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 ;

---

<sup>5</sup> hors chiffre d'affaires lié aux services de la fourniture (mise en service, prestations réalisées en cas d'impayés)

- 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 ;
- le montant des dépenses d'exploitation, et notamment :
  - o les achats de combustibles et les quantités consommées, répartis par nature ;
  - o les achats d'autres matières premières, fournitures et approvisionnements ;
  - o les autres charges externes ;
  - o les impôts, taxes et versements assimilés, et notamment l'octroi de mer non récupérable ;
  - o les frais de personnel, faisant apparaître l'effectif total en emplois équivalent temps plein ;
  - o les dotations aux amortissements, en explicitant de manière détaillée les règles d'amortissement employées ;
  - o l'affectation analytique des charges mentionnées ci-dessus directement affectables à la conduite, l'entretien-maintenance et aux fonctions communes ;
  - o 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 siège). Ces charges sont affectées en fonction de clés de répartition les plus représentatives des inducteurs de coûts ; ces clés, ainsi que les montants auxquels elles s'appliquent, étant dûment explicitées et justifiées.

## B- Charges supportées par les ELD

### I

#### Définition des charges

Les ELD supportent des charges imputables aux missions de service public, qui sont :

##### 1. les surcoûts résultant :

- des contrats d'achat relevant des articles 8, 10 et 50 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 (II-2), 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 (II-3).

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

- minorés des recettes perçues par la vente des droits attachés à la nature particulière de l'électricité acquise (offre verte par exemple) ;
- augmentés des écarts<sup>6</sup> 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. les coûts liés à la mise en œuvre des dispositions sociales prévues par la loi du 10 février 2000 :

- les pertes de recettes et les coûts supplémentaires supportés au titre de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité » (III-1) ;
- les coûts supportés au titre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité (III-2).

### II

#### Surcoûts résultant des contrats d'achat ou protocoles internes de cession d'électricité (articles 8, 10 et 50 de la loi du 10 février 2000)

##### 1. Liste des installations

Suivant le format proposé dans l'annexe 1 ci-jointe, il est demandé de déclarer la liste et les caractéristiques principales des installations entrant dans le cadre des articles 8, 10 ou 50 de la loi du 10 février 2000, bénéficiant de contrats d'achat ou protocoles de cession interne.

---

<sup>6</sup> dans le cadre du mécanisme d'ajustement



Une copie de chaque contrat d'achat ou du protocole de cession interne d'électricité sera jointe à la déclaration, sauf si elle a déjà été jointe à une déclaration antérieure.

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.

Pour chaque installation de cogénération passée en mode dispatchable, il est demandé de transmettre l'historique des appels, faisant notamment apparaître les jours et les plages horaires d'appels correspondants.

## 2. Coût d'achat

Suivant le format du **tableau A** figurant à l'annexe 2 ci-jointe, il est demandé de déclarer, pour l'année considérée, par filière et par répartition mensuelle, les quantités d'électricité que l'ELD a acquises dans le cadre des contrats d'achat ou protocoles, ainsi que le coût d'achat correspondant à ces quantités<sup>7</sup>.

Par ailleurs, il est demandé d'indiquer chaque type de filière faisant l'objet d'un contrat d'achat ou d'un protocole (le type de filière étant déjà renseigné dans le tableau de l'annexe 1)<sup>8</sup>. Par exemple, « Type de filière 1 : *cogénération* » et « Type de filière 2 : *éolien* ».

Le total des achats devra être minoré, le cas échéant :

- des indemnités éventuelles de résiliation anticipée de contrats d'achat ;
- des 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>9</sup>.

Le coût d'achat ainsi calculé est appelé **coût d'achat résiduel**.

## 3. 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*<sup>10</sup> ».

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 du 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.

---

<sup>7</sup> Le coût d'achat de l'électricité produite par une installation exploitée par une ELD est calculé conformément aux dispositions de l'arrêté fixant les tarifs d'achat de la filière concernée, en tenant compte en particulier des coefficients d'indexation.

<sup>8</sup> Les ELD pour lesquelles il existe plus de 4 types de filières différentes bénéficiant d'une obligation d'achat ont la possibilité de regrouper certaines filières dans la colonne « Type de filière 4 », sans oublier d'indiquer les différentes filières concernées.

<sup>9</sup> EDF est tenu, par la loi, de racheter ce surplus à l'ELD.

<sup>10</sup> et de l'article 50

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.**

### 3.1 Éléments à fournir pour le calcul du coût évité (tableau B)

Les données **mensuelles** à fournir sont les suivantes<sup>11</sup> :

- volume d'électricité acheté au tarif de cession (G) ;
- coût d'achat correspondant, **part variable de la facture uniquement** (H) ;
- volume d'électricité acheté sur le marché (I).

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.

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

Les contrats d'achat ou protocoles concernant des installations dont la puissance est garantie 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 :
  - o 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)) ;
  - o 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).

Remarque : pour les ELD qui ne supportent aucun contrat ou protocole concernant une installation à puissance garantie, la part fixe du coût évité est nulle.

---

<sup>11</sup> Pour les mois où le tarif de cession n'était pas encore appliqué à l'ELD, celle-ci effectuera, pour le volume mensuel acheté à son fournisseur, une simulation de la facturation de la part variable au tarif de cession.

- **2<sup>ème</sup> composante : coût évité en référence aux prix de marché.**
  - o 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) ;
  - o pour obtenir le coût évité, ce volume mensuel est multiplié par le prix de marché mensuel calculé par la CRE à partir d'un panier d'indices de prix.

Les ELD n'ayant pas exercé leur éligibilité ne sont concernées que par la 1<sup>ère</sup> composante, la 2<sup>ème</sup> étant nulle.

#### 4. Autres éléments à fournir

##### Tableau C 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 des garanties d'origine délivrées (P).

### III

#### Coûts supportés au titre des dispositions sociales définies à l'article 5 de la loi du 10 février 2000

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.

##### 1. Tarification spéciale « produit de première nécessité » (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 tarification spéciale « produit de première nécessité » (U2) ;
- les frais de mise en oeuvre de cette tarification, faisant apparaître les frais de personnel supplémentaires (avec l'effectif supplémentaire dédié en emplois équivalents temps plein) et les prestations externes (V1, V2 et V3).

## **2. Dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité (tableau D2) :**

- le nombre de prestations effectuées (W1) et, si possible, de clients concernés (W2) ;
- le montant des versements effectués par l'ELD au titre de ce dispositif au Fonds de solidarité logement (X1) ;
- les recettes perçues par l'ELD au titre des prestations facturées au client dans le cadre de ce dispositif (baisse de la puissance souscrite, coupure) (X2) ;
- les frais de mise en œuvre du dispositif, faisant apparaître les frais de personnel supplémentaires (avec l'effectif supplémentaire dédié en emplois équivalents temps plein) et les prestations externes (Y1, Y2 et Y3).

## **3. Pièces justificatives**

Conformément à l'article 5 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004, 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 de la perte de chiffre d'affaires 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 et une fiche justifiant les frais de personnel exposés.

## C- Données techniques à conserver par les opérateurs pendant une durée de 6 années

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 6 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, 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 au paragraphe A-I conservent et tiennent à la disposition de la CRE et de tout organisme qu'elle désigne, pendant une période de 6 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 :
  - o la régularité de la production de l'installation ;
  - o l'efficacité énergétique de l'installation ;
  - o 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 A-II conservent et tiennent à la disposition de la CRE et de tout organisme qu'elle désigne, pendant une période de 6 années suivant l'année considérée, les éléments suivants :

- pour chaque unité de production :
  - o l'énergie produite et injectée, ainsi que la quantité de combustible consommée (décomposée, le cas échéant, par nature de combustible), par répartition mensuelle ;
  - o le cas échéant, la quantité d'électricité vendue à d'autres fournisseurs, par répartition mensuelle et par fournisseur ;
  - o les coefficients mensuels de disponibilité, en heures et en énergie ;
  - o les coefficients mensuels d'indisponibilité effective, décomposés entre indisponibilité fortuite et programmée ;
  - o 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 chapitre A.IV conservent et tiennent à la disposition de la CRE et de tout organisme qu'elle désigne, pendant une période de 6 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 1<sup>er</sup> décembre 2005.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le président

Jean SYROTA