

**Communication de la Commission de régulation de l'énergie relative à  
la comptabilité appropriée des opérateurs supportant des charges de service public.**

La comptabilité appropriée mentionnée au I de l'article 5 de la loi du 10 février 2000 est établie, d'après la loi du 3 janvier 2003, 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 imputables aux missions de service public de l'électricité.

La comptabilité appropriée est constituée de l'ensemble des éléments de nature comptable et technique nécessaires au calcul des surcoûts faisant l'objet d'une compensation, mentionnés 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 par Electricité de France (EDF) et Electricité de Mayotte (EDM) sont décrites au chapitre A, celles concernant les distributeurs non nationalisés (DNN) au chapitre B.

En outre, les opérateurs sont invités à 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)**

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 et les dispositions de l'arrêté du 26 mars 2003 relatif aux modifications des conditions d'achat de l'électricité produite par les installations bénéficiant de l'obligation d'achat :

- raison sociale de l'exploitant ;
- nom de la commune ;
- numéro de département ;
- n° de SIRET ;
- type de contrat ou protocole<sup>1</sup> ;
- article de la loi dont relève l'installation ;
- date d'entrée en vigueur et durée du contrat ou protocole ;
- puissance active maximale délivrée au réseau<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 le 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 durées d'appels annuelles correspondantes ;
- le chiffre d'affaires provenant de la valorisation des droits attachés à la nature particulière de l'électricité acquise dans le cadre des contrats d'achat ou protocoles, minoré, le cas échéant, des charges afférentes à leur valorisation ;

---

<sup>1</sup> tels 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, contrats de type « appel modulable », contrats dits « surplus DNN ».

<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 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 ;
- les recettes provenant des indemnités de résiliation anticipée de contrats d'achat.

Les opérateurs ont la possibilité, lorsqu'ils le jugent pertinent, d'utiliser, pour l'ensemble des 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**

Chaque opérateur supportant des surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental 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 :
    - 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 défini par le décret du 19 juillet 2002)<sup>3</sup>
  - réparti par famille tarifaire, le chiffre d'affaires déterminé par application du tarif intégré en vigueur (hors octroi de mer) ;
- 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 ;

---

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

- 1.4 la répartition mensuelle, par site ou origine, de la quantité d'électricité importée ou achetée à d'autres producteurs dans le cadre des contrats mentionnés aux articles 8, 10, 48 ou 50 de la loi du 10 février 2000 ;
- 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.

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 :**

les 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 la part des frais de gestion de clientèle affectée à la production ;
- 2.9 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 ;
- 2.10 le coût moyen de production par kWh ;
- 2.11 le coût moyen par kWh acheté à d'autres producteurs ou importé.

Les charges indirectes mentionnées au paragraphe 2.9 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 définis à l'article 5 de la loi du 10 février 2000

#### 1. **Eléments relatifs aux pertes de recettes et coûts supportés au titre de la mise en œuvre du tarif « 1<sup>ère</sup> nécessité » :**

##### 1.1 Au titre des pertes de recettes, par option tarifaire :

- la consommation et le nombre de clients concernés, répartis, le cas échéant, par poste horosaisonnier ;
- le chiffre d'affaires total réalisé par l'opérateur (fournisseur), distinguant la part « énergie » et la part « réseau »<sup>4</sup>, réparties, le cas échéant, par poste horosaisonnier ;
- la perte de recettes de la part « énergie » du chiffre d'affaires.

##### 1.2 Au titre des coûts supportés, la décomposition des frais de gestion supportés par l'opérateur, faisant notamment apparaître :

- les dépenses externes imputables à la mise en œuvre de ce tarif, réparties par nature ;
- les frais de personnel et l'effectif total dédié à la gestion de ce dispositif tarifaire, en emplois équivalents temps plein.

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

- ventilés par type d'actions et d'aides : les versements effectués au fonds « solidarité énergie » et le nombre de bénéficiaires ou clients concernés ;
- les frais de personnel et l'effectif total dédié à la gestion de ce dispositif, en emplois équivalents temps plein ;
- les prestations externes imputables à la mise en œuvre de ce dispositif, réparties par nature.

---

<sup>4</sup> La part « réseau » est calculée par application du tarif d'utilisation des réseaux publics défini dans le décret du 19 juillet 2002; la part « énergie » est la différence entre le chiffre d'affaires au tarif intégré et la part « réseau »

## B- Charges supportées par les DNN

### I

#### Définition des charges

Les DNN 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 dans le cadre des articles 8 et 10. A cet effet, ils établissent des protocoles, qui règlent les conditions de cession interne de l'électricité.

Ces surcoûts se calculent pour un DNN comme la différence entre :

- le coût de l'électricité acquise dans le cadre des contrats d'achat ou protocoles (II-2) ;
- le coût évité au DNN par les contrats d'achat ou protocoles, qui est égal, que le DNN soit éligible ou non éligible, au coût supplémentaire d'achat d'électricité à EDF qu'il aurait supporté en l'absence de contrat d'achat ou protocole (II-3).

##### 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 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).

Un DNN est compensé de ces charges, une fois minorées :

- des recettes issues de la vente à EDF de la quantité d'électricité que le DNN ne peut pas écouler sur sa zone de desserte (surplus) ;
- des recettes issues de la valorisation des droits attachés à la nature particulière de l'électricité acquise dans le cadre des contrats d'achat ou protocoles, minorées, le cas échéant, des charges afférentes à cette valorisation.

## 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 transmettre la liste et les caractéristiques principales des installations bénéficiant de contrats d'achat ou protocoles dans le cadre des articles 8, 10 ou 50 de la loi du 10 février 2000.

Pour les installations des DNN relevant de l'article 10, la date de mise en service de l'installation 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.

#### **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 2003, par filière et par répartition mensuelle, les quantités d'électricité que le DNN a acquises dans le cadre des contrats d'achat ou protocoles, ainsi que le coût d'achat correspondant à ces quantités<sup>5</sup>, dont le total devra être minoré, le cas échéant :

- des indemnités éventuelles de résiliation anticipée de contrats d'achat ;
- du coût d'acquisition des quantités d'électricité produites par les installations relevant de l'article 10 de la loi du 10 février 2000 (y compris les installations du DNN) et dépassant les quantités que le DNN peut écouler auprès des clients situés dans sa zone de desserte<sup>6</sup>.

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

#### **3. Coût évité au DNN**

Le décret n° 2001-1157 du 06 décembre 2001 définit le coût évité aux DNN par les contrats d'achat comme le « *coût qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité au tarif de cession* ». Le coût évité aux DNN est donc un coût évité « énergie ».

##### 3.1 Calcul du coût évité à partir du tarif de cession

Dans l'hypothèse où le décret relatif au tarif de cession est publié avant le 1<sup>er</sup> février 2004, celui-ci sera pris en compte pour le calcul du coût évité « énergie », que le DNN ait ou non fait jouer son éligibilité.

Le coût évité « énergie » sera, alors, égal au coût d'achat au tarif de cession de la quantité acquise dans le cadre des contrats d'achat ou protocoles, diminué de la quantité en surplus revendue à EDF (quantité F1 du tableau A). Ce coût sera calculé mensuellement et présenté sous forme de tableau. Tous les éléments justificatifs du calcul devront être fournis.

---

<sup>5</sup> Le coût d'achat de l'électricité produite par une installation exploitée par un DNN 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>6</sup> EDF est tenu, par la loi, de racheter ce surplus au DNN.



### 3.2 Calcul du coût évité en l'absence de tarif de cession

En l'absence de tarif de cession, le coût évité « énergie » est calculé à partir de la part « énergie » du tarif de vente intégré d'EDF au DNN, correspondant à la différence entre le tarif de vente intégré et le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, dit « tarif réseau ».

Le tarif de vente intégré à prendre en compte est :

- dans le cas où le DNN a fait jouer son éligibilité, le tarif de vente intégré qu'aurait appliqué EDF au DNN, si ce dernier n'avait pas fait jouer son éligibilité<sup>7</sup> ;
- dans le cas où le DNN n'est pas éligible ou n'a pas fait jouer son éligibilité, le tarif de vente intégré appliqué par EDF au DNN.

Pour la détermination du coût évité « énergie », il est demandé de choisir l'une des deux méthodes ci-dessous.

#### 3.2.1 Méthode de calcul par différence (tableau B1)

Cette méthode reflète plus fidèlement le coût évité, mais nécessite des moyens de calculs importants. Le coût évité « énergie » est égal à la différence entre le coût « énergie », calculé dans la situation simulée en l'absence de contrat d'achat ou protocole, et le coût « énergie » constaté dans la situation réelle en présence de contrats d'achat ou protocoles.

Le coût « énergie » est égal à la différence entre :

- le coût intégré : coût de la quantité d'électricité acquise, évalué au tarif intégré ;
- le coût « réseau » : coût de l'acheminement de la même quantité d'électricité,
  - o si le DNN a fait jouer son éligibilité, au « tarif réseau » appliqué au DNN ;
  - o si le DNN n'est pas éligible ou n'a pas fait jouer son éligibilité, à un « tarif réseau » moyen annuel, constant sur l'année, déterminé par application du décret du 19 juillet 2002 relatif au tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution (voir calcul en B.II.3.2.3).

Les DNN qui choisiront la méthode de calcul par différence rempliront successivement les tableaux A, B1 et C.

#### 3.2.2 Méthode de calcul simplifiée (tableau B2)

Cette méthode concerne les DNN qui ne sont pas en mesure d'effectuer une optimisation<sup>8</sup> de leurs factures intégrées et de leurs factures de transport et de distribution de l'électricité, aussi bien sur une année réelle constatée que sur une situation simulée.

Le coût évité « énergie » est égal à la différence entre le coût évité intégré et le coût évité « réseau » pour la quantité d'électricité acquise. Ces coûts sont calculés à partir du tarif intégré et du « tarif réseau » appliqués au DNN dans la situation où les contrats d'achat et protocoles existent.

---

<sup>7</sup> Pour effectuer les calculs, les DNN utiliseront les factures EDF reçues avant d'avoir fait jouer leur éligibilité, en indiquant les dates des factures utilisées.

<sup>8</sup> calcul de la facture minimale pour une quantité d'électricité, en jouant sur la puissance souscrite et les dépassements

Cette méthode suppose que le tarif de vente intégré et le « tarif réseau », qui seraient appliqués par le fournisseur dans la situation simulée en l'absence de contrat d'achat ou protocole, sont proches respectivement du tarif de vente intégré et du « tarif réseau » appliqués dans la situation où ces contrats ou protocoles existent.

Le coût évité intégré (colonne G3 du tableau B2) est calculé à partir de la part variable (colonne G2) du tarif de vente intégré<sup>9</sup>.

Le coût évité « réseau » (colonne H2 du tableau B2) est évalué :

- si le DNN a fait jouer son éligibilité, à partir du « tarif réseau » appliqué au DNN ;
- si le DNN n'est pas éligible ou n'a pas fait jouer son éligibilité, à partir d'un « tarif réseau » moyen annuel, constant sur l'année, déterminé par application du décret du 19 juillet 2002 relatif au tarif d'utilisation des réseaux de transport et de distribution (voir calcul en B.II.3.2.3).

Les DNN qui choisiront cette méthode de calcul simplifiée rempliront successivement les tableaux A, B2 et C.

Il n'est pas possible de combiner les deux méthodes de calcul, par exemple en calculant un coût évité « réseau » avec la méthode de calcul simplifiée et un coût évité intégré avec la méthode de calcul par différence.

### 3.2.3 Calcul du « tarif réseau » moyen annuel à prendre en compte par un DNN non éligible (ou n'ayant pas fait jouer son éligibilité)

Pour calculer ce tarif, le DNN utilisera la formule indiquée ci-dessous, en prenant en compte sa puissance souscrite, sa tension de raccordement au réseau de niveau supérieur et la quantité annuelle d'électricité soutirée sur le réseau :

$$Tarif_{réseau} = \frac{1}{E_{soutirée}} \times \left[ a_1 + a_2 \times P_{souscrite} + b \times P_{souscrite} \times \left( \frac{E_{soutirée}}{8760 \times P_{souscrite}} \right)^c \right]$$

avec :

- $E_{soutirée}$  : quantité d'électricité (en kWh) soutirée sur le réseau pendant l'année considérée
- $P_{souscrite}$  : puissance souscrite (en kVA) par le DNN auprès de son gestionnaire de réseau amont

<sup>9</sup> part de la facture du DNN dépendant des kWh consommés (colonne G1), rapportée à la quantité facturée (colonne F1')

Les valeurs des coefficients  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $b$  et  $c$  sont fixés en fonction des niveaux de tension de raccordement du DNN au réseau amont :

Niveau de tension	$a_1$ (€/an)	$a_2$ (€/kVA/an)	$b$ (€/kVA/an)	$c$
HTB 3 (400 kV)	810	9,56	14,01	0,818
HTB 2 (225 kV)	810	13,72	18,96	0,796
HTB 1 (63/90 kV)	810	19,23	40,94	0,732
HTA (20 kV)	810	11,63	76,12	0,566

#### 4. Surcoût dû aux contrats d'achat ou protocoles

L'évaluation du surcoût est réalisée dans le tableau C de l'annexe 2.

Ce surcoût est égal à la différence entre le coût d'achat résiduel et le coût évité « énergie »,

- diminuée du chiffre d'affaires provenant de la valorisation des droits attachés à la nature particulière de l'électricité achetée. Ce chiffre d'affaires doit être minoré, le cas échéant, des charges afférentes à leur valorisation (colonne S du tableau C) ;
- augmentée des écarts<sup>10</sup> payés par les DNN qui ont fait jouer 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). Les DNN concernés déclareront les écarts payés en présence des contrats d'achat ou protocoles (colonne R), et évalueront les écarts qu'ils auraient payés en leur absence (colonne R'). Ils devront joindre tout élément (hypothèses retenues, méthodologie suivie...) permettant de justifier les montants déclarés au titre de ces écarts.

<sup>10</sup> dans le cadre du mécanisme d'ajustement

### III

#### **Coûts supportés au titre des dispositions sociales définis 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, relatives aux coûts supportés par le DNN au titre de la mise en œuvre du tarif « 1<sup>ère</sup> nécessité » et du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

##### **1. Tarif « 1ère nécessité » (tableau D1) :**

- le nombre de clients, leur consommation, ainsi que le chiffre d'affaires réalisé par le DNN au titre de la vente d'électricité à ces clients au tarif « 1<sup>ère</sup> nécessité » ;
- le chiffre d'affaires que le DNN aurait réalisé au titre de la vente d'énergie aux clients mentionnés ci-dessus en l'absence du tarif « 1<sup>ère</sup> nécessité » ;
- les frais de mise en œuvre de ce tarif, faisant apparaître les frais de personnel (avec l'effectif total dédié en emplois équivalents temps plein) et les prestations externes.

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

- le montant des versements effectués par le DNN au titre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité ;
- les frais de mise en œuvre du dispositif, faisant apparaître les frais de personnel (avec l'effectif total dédié en emplois équivalents temps plein) et les prestations externes.

## 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.

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 :
  - 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 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 :
  - l'énergie produite et injectée, ainsi que la quantité de combustible consommée (décomposée, le cas échéant, par nature de combustible), par répartition mensuelle ;
  - 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, pour chacune des opérations engagées, le nombre de bénéficiaires et les résultats estimés de réduction des consommations et d'effacement à la pointe.

Fait à Paris, le 12 novembre 2003.

Pour la Commission,

Le Président

Jean SYROTA