

**Délibération de la Commission de régulation de l'énergie en date du 2 décembre 2004
relative à la comptabilité appropriée des opérateurs supportant
des charges de service public de l'électricité**

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 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.

La présente délibération abroge et remplace, pour les comptes des années 2004 et suivantes, la communication de la CRE du 12 novembre 2003.

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 protocole¹ ;
- article de la loi dont relève l'installation ;
- date d'entrée en vigueur et date d'échéance du contrat ou protocole ;
- puissance active maximale délivrée à l'acheteur² ;
- 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 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 ;

¹ 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 DNN ».

² 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 (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 :
 - 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)³.
 - 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 ;

³ 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 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.

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 producteur⁴.

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.

⁴ Joindre les contrats d'achat. 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 du tarif « 1^{ère} 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 réalisé par l'opérateur au titre de la vente d'électricité à ces clients au tarif « 1^{ère} 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 du tarif « 1^{ère} 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, la décomposition des frais de mise en œuvre de ce tarif, faisant notamment apparaître :

- les dépenses externes imputables à la mise en œuvre de ce tarif, réparties par nature ;
- les frais de personnel supplémentaires induits par la mise en œuvre de ce dispositif tarifaire 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, 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 ;
- 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.
- 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 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, les DNN 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 qui résulterait de l'achat de cette même quantité d'électricité au tarif de cession (II-3).

Pour chaque contrat concerné, les DNN déclareront également, le cas échéant, le coût supporté au titre du contrôle de l'efficacité énergétique de l'installation.

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 supplémentaires 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 considérée, 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 quantités⁵, 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 desserte⁶.

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

3. Coût évité au DNN

Le décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 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 vente appliqué à ce distributeur*** ». **Le coût évité aux DNN est donc un coût évité « énergie ».**

Pour les mois de l'exercice où le tarif de cession est en vigueur, le coût évité « énergie » est calculé à partir du tarif de cession.

Pour les mois où le tarif de cession n'est pas en vigueur, 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 ».

⁵ 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.

⁶ EDF est tenu, par la loi, de racheter ce surplus au DNN.

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 éligibilité⁷ ;
- 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 se conformer à l'une des deux méthodes ci-dessous. Il n'est pas possible de combiner les deux méthodes de calcul.

3.1 Méthode de calcul par différence (tableau B1)

Cette méthode concerne les DNN pour lesquels la présence des contrats d'achat modifie les caractéristiques de leur contrat de raccordement (puissance souscrite) au réseau amont par rapport à la situation sans les contrats d'achat (ou protocoles). Les DNN qui utilisent cette méthode remplissent le **tableau B1**.

Dans cette méthode, 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 (quantité d'électricité considérée = quantité achetée à des fournisseurs hors OA + quantité OA - surplus) ;
- et le **coût « énergie » constaté** dans la situation réelle en présence de contrats d'achat ou protocoles (quantité d'électricité considérée = quantité achetée à des fournisseurs hors OA).

Pour les mois où le tarif de cession est en vigueur, le **coût « énergie »** est calculé à partir du tarif de cession (**part fixe et part variable**).

Pour les mois où le tarif de cession n'est pas en vigueur, le « **coût énergie** » est égal à la différence entre :

- le **coût intégré** : coût de la quantité d'électricité considérée, évaluée 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 tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution en vigueur. **En cas de changement de tarif réseau en cours d'année**, les DNN effectuent un calcul de tarif réseau moyen par période considérée : avant et après l'entrée en vigueur du nouveau tarif de réseau. En cas de raccordements multiples à différents niveaux de tension, les DNN effectuent un calcul de tarif réseau moyen au prorata des quantités d'électricité soutirées sur chaque niveau de tension.

⁷ 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 et en transmettant à la CRE copie de celles-ci.

3.2 Méthode de calcul simplifiée (tableau B2)

Cette méthode concerne les DNN pour lesquels la présence des contrats d'achat ne modifie pas les caractéristiques de leur contrat de raccordement (puissance souscrite) au réseau amont par rapport à la situation sans les contrats d'achat (ou protocoles). Les DNN qui utilisent cette méthode simplifiée remplissent le **tableau B2**.

Pour les mois où le tarif de cession est en vigueur, le coût évité « énergie » est calculé à partir du tarif de cession (**part variable uniquement**).

Pour les mois où le tarif de cession n'est pas en vigueur, 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 (hors surplus). 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.

Le coût évité intégré (colonne G3 du tableau B2) est calculé à partir de la **part variable** (colonne G2) du tarif de vente intégré⁸.

Le coût évité « réseau » (colonne H2 du tableau B2) est calculé,

- si le DNN a fait jouer son éligibilité, à partir de la **part variable 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 (part variable uniquement)**, constant sur l'année, déterminé par application du tarif d'utilisation des réseaux de transport et de distribution en vigueur. **En cas de changement de tarif réseau en cours d'année**, les DNN effectuent un calcul de tarif réseau moyen par période considérée : avant et après l'entrée en vigueur du nouveau tarif de réseau. En cas de raccordements multiples à différents niveaux de tension, les DNN effectuent un calcul de tarif réseau moyen au prorata des quantités d'électricité soutirées sur chaque niveau de tension.

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 écarts⁹ 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.

⁸ **part de la facture du DNN dépendant des kWh consommés** (colonne G1), rapportée à la quantité facturée (colonne F1')

⁹ dans le cadre du mécanisme d'ajustement

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, relatives aux pertes de recettes et aux coûts supplémentaires supportés par le DNN au titre de la mise en œuvre du tarif « 1^{ère} nécessité » et du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

Les coûts supplémentaires correspondent aux surcoûts que supporte l'opérateur pour la gestion des clients bénéficiant des dispositions sociales. Ils se calculent par rapport aux coûts que l'opérateur aurait supportés pour la gestion de ces clients en l'absence de ces dispositions.

1. Tarif « 1ère nécessité » (tableau D1)

1.1 au titre des pertes de recettes, par option tarifaire :

- le nombre de clients, leur consommation répartie, le cas échéant, par poste horosaisonnier, ainsi que le chiffre d'affaires réalisé par le DNN au titre de la vente d'électricité à ces clients au tarif « 1^{ère} nécessité » ;
- le chiffre d'affaires théorique que le DNN aurait réalisé au titre de la vente d'électricité aux clients mentionnés ci-dessus en l'absence du tarif « 1^{ère} nécessité ».

1.2 au titre des coûts supplémentaires supportés par le DNN, la décomposition des frais de mise en œuvre, faisant notamment apparaître :

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

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

- ventilés par type d'action et d'aide : les versements effectués par le DNN au titre du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité ;
- les frais de personnel supplémentaires induits par la mise en œuvre de ce dispositif ainsi que l'effectif supplémentaire correspondant (en emplois équivalents temps plein) ;
- les dépenses externes imputables à la mise en œuvre de ce dispositif, réparties par nature ;
- les recettes perçues par le DNN 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.

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.

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 ;

- 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 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 2 décembre 2004.

Pour la Commission,

Le Président

Jean SYROTA