

Proposition de la Commission de régulation de l'électricité en date du 26 septembre 2002 relative au montant prévisionnel des charges du service public de la production d'électricité pour 2003

Le fonds du service public de la production d'électricité (FSPPE) est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2002, conformément au décret n° 2001-1157 du 6 décembre 2001. Pour l'année 2002, le gouvernement a, sur proposition de la CRE, arrêté le montant prévisionnel des charges à 1306 millions d'euros, et la contribution prévisionnelle à 0,3 centime d'euro pour chaque kWh consommé en France.

Pour l'année 2003, le décret du 6 décembre 2001 prévoit que la CRE doit transmettre sa proposition concernant les montants prévisionnels des charges du service public et de la contribution unitaire avant le 30 septembre 2002, le gouvernement devant arrêter ces valeurs avant le 31 octobre 2002, et notifier à chaque opérateur concerné le montant prévisionnel des charges retenu en ce qui le concerne avant le 30 novembre 2002. Le calendrier sera le même pour les années ultérieures.

L'exercice de prévision des charges pour l'année 2003, objet de la présente délibération, est encore partiellement atypique, dans la mesure où les opérateurs qui supportent les charges n'ont pas tenu, pour l'année 2001, de comptabilité appropriée contrôlée dans les conditions prévues à l'article 19 du décret du 6 décembre 2001. La première comptabilité appropriée, relative à l'année 2002, sera en effet, conformément au décret, transmise par les opérateurs le 31 mars 2003.

Cet exercice de prévision s'appuie toutefois sur des données détaillées assez complètes fournies par les opérateurs supportant les charges, notamment EDF, ainsi que par les gestionnaires de réseaux publics.

Par ailleurs, la CRE souhaite rappeler que les propositions formulées ci-dessous comportent les risques d'erreur inhérents à tout exercice de prévision. Les principaux facteurs d'incertitude pesant sur les montants prévisionnels proposés sont les suivants :

- coût des facteurs de production dans les zones non interconnectées, notamment les combustibles fossiles : un prix du baril de pétrole à 30 \$ entraînerait, toutes choses égales par ailleurs, une hausse de la contribution d'environ 0,1 €/MWh (sous réserve des mécanismes financiers éventuellement mis en place par EDF pour se protéger d'une hausse forte du prix de ces combustibles) ;
- quantité d'électricité produite par les producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat : une hausse de 10 % de cette production entraînerait, toutes choses égales par ailleurs, une hausse de la contribution d'environ 0,2 €/MWh ;
- niveau des prix de l'électricité sur les marchés de gros français et européens, lié notamment à l'évolution de la consommation, à la disponibilité des moyens de

production et au prix des combustibles : une hausse de 20 % (soit à 28,2 €/MWh) de ces prix entraînerait une baisse de la contribution d'environ 0,2 €/MWh.

A la lumière des éléments détaillés figurant en annexe, la CRE propose de retenir les valeurs prévisionnelles pour l'année 2003 suivantes :

- 1 461 489 000 euros pour le montant total des charges du service public de la production d'électricité ;
- les montants individuels des charges suivants (en milliers d'euros) :

Electricité de France	1.450.200,0
Electricité de Strasbourg	5.244,3
Gaz et électricité de Grenoble	4.645,2
Régie du syndicat électrique intercommunal du pays chartrain	829,0
Usine d'électricité de Metz	226,8
SICAE de l'Oise	164,0
Régie municipale d'électricité de Valloire	96,6
SICAE de Ray-Cendrecourt	39,2
Régie d'électricité de la Vienne	12,8
Régie d'électricité de Saverdun	12,4
Société d'électrification rurale du Carmausin	12,2
Syndicat intercommunal d'électricité de Labergement Ste-Marie	5,9
Régie municipale électrique des Houches	0,4
Usine électrique municipale de Neuf-Brisach	0,2

- 65 000 euros pour le montant des frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations ;
- 442,2 TWh pour le nombre prévisionnel de kWh soumis à contribution ;
- 3,3 €/MWh, soit 0,33 centime d'euro pour la contribution applicable à chaque kWh.

ANNEXE

CALCUL DU MONTANT PREVISIONNEL DES CHARGES A COMPENSER ET DE LA CONTRIBUTION PAR KWH POUR 2003

1. Surcoûts de production dans les zones non interconnectées (ZNI)

Le seul opérateur supportant ces surcoûts en 2003 est EDF. Selon le décret du 6 décembre 2001, le montant des surcoûts est égal, pour chaque zone non interconnectée au réseau métropolitain continental, à la différence entre « *le coût normal et complet de production, compte tenu des particularités du parc de production inhérentes à la nature de cette zone* » et « *la part relative à la production dans le tarif de vente aux clients non éligibles* ».

Le calcul prévisionnel de ces surcoûts nécessite donc d'évaluer dans les ZNI :

- la part relative à la production dans les recettes d'EDF en 2003 ;
- les coûts de production d'EDF en 2003.

1.1 Données utilisées

Pour établir la prévision pour l'année 2003, la CRE s'est fondée :

- sur les données de réalisation relatives à l'année 2001 transmises par EDF suivant le format de la comptabilité appropriée, conformément à la communication de la CRE du 30 mai 2002 (ces informations n'ont toutefois pas fait l'objet d'un contrôle par un organisme indépendant agréé par la CRE, le contrôle n'entrant en vigueur qu'à partir des comptes de l'exercice 2002, soit en 2003) ;
- sur la prévision transmise par EDF pour 2003, sous forme d'évolution par rapport à 2001 de chacun des postes identifiés dans la comptabilité appropriée, comme l'avait demandé la CRE.

1.2 Part relative à la production prévisionnelle pour 2003

La part relative à la production dans les tarifs de vente aux clients non éligibles n'est pas directement accessible dans la comptabilité d'EDF. Elle doit être calculée par différence entre le tarif de vente aux clients non éligibles et le tarif d'utilisation des réseaux de transport et de distribution, défini par le décret n°2002-1014 du 19 juillet 2002.

Les hypothèses principales retenues pour ce calcul sont :

- hausse moyenne de 9,5% de la consommation entre 2001 et 2003, uniformément répartie sur l'ensemble des catégories tarifaires ;
- absence de mouvement tarifaire en 2002 et 2003.

Les résultats obtenus sont les suivants :

	Recettes totales ZNI en 2001	Recettes totales ZNI en 2003	Part production dans les recettes ZNI en 2003 ⁽¹⁾
(M€)	510,8	565,2	332,1

(1) Y compris les recettes correspondant à la vente des pertes et des services système.

1.3 Coûts de production prévisionnels d'EDF en 2003 dans les ZNI

Selon la comptabilité appropriée 2001, les coûts de production d'EDF dans les ZNI en 2001 se sont élevés à 734,7 millions d'euros (M€), pour un coût unitaire de production de 117,2 €/MWh.

EDF prévoit une hausse significative (+31%) de la production indépendante dans les ZNI entre 2001 et 2003, due principalement au développement des filières bénéficiant de l'obligation d'achat. C'est pourquoi EDF estime pouvoir limiter la hausse de sa propre production à 6,6 %, alors que la hausse de la consommation prévue est de 9,5 %.

EDF évalue le montant prévisionnel des coûts de production 2003 à **730,1 M€**, soit un coût unitaire de production de 109,2 €/MWh.

	Consommation finale (GWh)	Production EDF (GWh)	Coûts de production EDF (k€)	Coût du kWh EDF (€/MWh)
2001	6 012	6 271	734 698	117,2
Prevision 2003	6 584	6 686	730 052	109,2
Variation 2003/2001	+9,5 %	+6,6 %	-0,6 %	-6,8 %

Les principaux postes de coûts sont décrits dans le tableau suivant :

	Réalisé 2001	Prévision 2003	Variation 2003/2001	Variation 2003/2001 par kWh produit
Achats de combustible (M€)	280,6	271,8	-3,1%	- 9,1%
Personnel, charges externes et autres achats (M€)	145,7	142,8	-2,0%	- 8,1%
Charges financières (M€)	139,8	140,0	+0,1 %	- 6,1 %
Frais de structure et prestations internes, (M€)	75,2	77,8	+3,4%	- 3,0 %
Impôts et taxes (M€)	68,3	71,7	+5,0%	- 1,5 %
Commercialisation et gestion clientèle (M€)	25,0	26,0	+4,0%	- 2,4 %
Total (M€)	734,7	730,1	-0,6%	- 6,8 %

1.3.1 Achats de combustibles

Les dépenses de combustible sont en **baisse de 3,1%** (271,8 M€ prévus pour 2003, contre 280,6 M€ constatés en 2001).

Selon EDF, la baisse du coût des achats de combustibles provient :

- d'une baisse des prix des combustibles attendue pour 2003 (après le niveau très élevé enregistré en 2001) ;
- d'une hypothèse d'hydraulicité 2003 supérieure à l'hydraulicité observée en 2001, année déficitaire par rapport à la normale ;
- d'un programme de maintenance et d'arrêt des centrales, qui, après une année 2001 particulièrement chargée, devrait retrouver un rythme moins soutenu en 2003, réduisant ainsi la sollicitation de moyens de pointe utilisant des combustibles onéreux.

1.3.2 Frais de personnel, charges externes et autres achats

Les dépenses prévisionnelles en personnel, charges externes et autres achats s'élèvent pour 2003 à 142,8 M€, contre 145,7 M€ en 2001 (soit une **baisse de 2,0%**). La diminution de ce poste provient, pour une part, de la réduction du

nombre d'arrêts programmés de centrales en 2003, et donc des charges de prestations externes. Les dépenses de personnel seules augmentent de 2,8 % sur la période, soit une hausse légèrement inférieure à l'inflation prévue.

1.3.3 Charges financières (rémunération des capitaux, amortissement et intérêts intercalaires)

Les charges financières restent **stables** à 140,0 M€ en 2003, contre 139,8 M€ en 2001. La seule installation nouvelle est la TAC de la Possession à la Réunion. L'augmentation de la production et l'absence, depuis 2 ans, de tout investissement lourd se traduisent mécaniquement par une amélioration apparente de la productivité.

1.3.4 Frais de structure et prestations internes

Les frais de structure 2003 sont évalués pour 2003 à 77,8 M€, au lieu de 75,2 M€, soit une **hausse de 3,4%** par rapport à 2001, voisine de l'inflation.

1.3.5 Impôts et taxes

Les impôts et taxes sont évalués à 71,7 M€, en **augmentation de 5%** par rapport à 2001 (68,3 M€). Selon EDF, cette hausse provient essentiellement de l'entrée en vigueur de la taxe spéciale sur les combustibles, votée par les collectivités territoriales de Saint-Martin et Saint-Barthélemy.

1.3.6 Gestion clientèle et commercialisation

Suivant les règles de séparation comptable, seuls 50 % des dépenses de gestion de clientèle sont imputées à l'activité production, l'autre moitié étant imputée à l'activité distribution. Le montant prévisionnel de ce poste s'élève à 26,0 M€ en 2003, contre 25 M€ en 2001, soit une hausse de 4,0 %.

Au total, on constate une baisse du coût du kWh produit. Cette baisse est liée pour une part à un effet purement mécanique dû à l'augmentation de la production alors que certains coûts sont fixes, en particulier les charges financières. Mais on observe également une baisse sensible des coûts variables rapportés aux kWh produits, notamment les achats (combustibles et autres) et les dépenses de personnels (internes et externes).

1.4 Surcoût de production dans les ZNI prévisionnel 2003

La CRE constate que le total des coûts de production prévu par EDF pour 2003 (730,1 M€) est très inférieur à celui prévu par EDF pour 2002 (787 M€), et qu'il s'approche au contraire de la valeur retenue par la CRE pour la prévision 2002 (710 M€).

Elle propose de retenir un montant prévisionnel de 730,1 M€ pour les coûts de production dans les ZNI en 2003.

La part production dans les tarifs de vente étant de 332,1 M€, le montant prévisionnel des surcoûts de production dans les ZNI à compenser en 2003 est donc égal à **398,0 M€**.

2. Surcoûts dus à l'obligation d'achat et aux contrats d'achat antérieurs à la loi du 10 février 2000.

Les opérateurs supportant ces surcoûts sont EDF et les distributeurs non nationalisés (DNN) ayant un contrat d'achat en cours pendant l'année 2003. Le montant des surcoûts est égal, suivant le décret du 6 décembre 2001, à la différence entre le prix total d'acquisition de l'électricité et :

- pour EDF : « *les coûts d'exploitation et d'investissement évités à EDF pour le mode de fonctionnement considéré, dans le contexte du parc de production national et du marché* » ;
- pour un DNN : « *le coût qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité au tarif de cession appliqué à ce distributeur* ».

2.1 Calcul des surcoûts pour EDF

2.1.1 Quantités achetées et prix d'achat

La prévision des quantités qui seront achetées s'appuie sur deux types d'informations :

- les données passées, communiquées par EDF en tant qu'acheteur : il s'agit des quantités globales achetées et des prix d'achat pour l'ensemble de l'année 2001, ainsi que pour le 1^{er} semestre 2002. EDF n'a en revanche pas été en mesure de fournir un état exact des installations sous contrat d'achat à ces dates, ni la liste des contrats d'achat arrivant à leur terme en 2002 et 2003 ;
- les prévisions transmises par les gestionnaires de réseau (RTE et DEGS) en ce qui concerne les installations qui seront mises en service pour la première fois. En effet, les gestionnaires de réseau possèdent certaines informations permettant d'estimer plus précisément la date de mise en service d'une installation (avancement des travaux de raccordement au réseau et état des autorisations administratives en particulier).

EDF a également transmis des prévisions de quantités achetées par filière mais, compte-tenu de son incapacité à fournir un état précis du parc bénéficiant actuellement de l'obligation d'achat et, de ce fait, à justifier ses propres prévisions, la CRE a dû procéder elle-même à la prévision des quantités achetées en 2003.

Le 1^{er} semestre 2002 constitue la référence de départ, sauf pour la filière hydraulique, où c'est l'année 2001 (cette filière évolue très peu, et il est préférable de prendre une référence annuelle pour gommer les variations saisonnières).

A partir de cette référence, les projets nouveaux les plus gros, raccordés en HTB, ont été pris en compte individuellement en fonction de leur date de mise en service anticipée par RTE.

Pour les projets nouveaux raccordés en HTA et BT, ceux pour lesquels une proposition technique et financière (PTF) relative aux travaux de raccordement au réseau a été signée, ont

été pris en compte individuellement, en fonction de la date prévue de mise en service figurant dans ce document. Dans le cas des projets pour lesquels la PTF n'a pas été signée, mais la notification de délai de permis de construire (ou tout autre document permettant de se maintenir dans la liste d'attente) a été transmise, il a été supposé que 30 % de la puissance totale aura été mise en service au 31 décembre 2003 (ce qui revient à considérer, si les mises en service sont régulières, que 15 % de leur puissance totale seraient mis en service au 1^{er} juillet 2003).

En ce qui concerne les prix d'achat, les hypothèses suivantes ont été faites :

- hausse de 2% du tarif du gaz STS au 1^{er} octobre 2002, et stabilité par la suite ;
- évolution des coefficients d'indexation des tarifs d'achat conforme à la moyenne constatée ces 4 dernières années ;
- renouvellement des contrats d'achat arrivant à leur terme aux conditions dites « annexe 2 » des arrêtés tarifaires.

Les quantités achetées et les prix d'achat prévisionnels en 2003 sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

	Cogén	Hydro	Eolien	Incinération	Autres	TOTAL
janv-03	2870	300	27	120	60	3377
févr-03	2600	270	31	120	60	3081
mars-03	2870	290	35	120	60	3375
avr-03	790	330	39	120	50	1329
mai-03	320	380	43	120	50	913
juin-03	140	350	48	120	50	708
juil-03	20	300	53	130	50	553
août-03	20	240	58	130	50	498
sept-03	160	240	63	130	50	643
oct-03	810	280	69	130	50	1339
nov-03	2830	320	75	150	70	3445
déc-03	2930	340	80	160	70	3580
TOTAL (GWh)	16360	3640	621	1550	670	22841
COÛT D'ACHAT (M€)	1243,4	197,5	45,9	72,9	35,4	1595,0

2.1.2 Coûts évités à EDF

Dans sa délibération du 16 mai 2002, la CRE a indiqué qu'elle retenait la méthode des prix de marché pour le calcul des coûts évités à EDF. La logique de cette méthode est qu'EDF pourrait, en l'absence d'obligation d'achat, acheter sur le marché les quantités correspondantes.

L'exercice de prévision du coût évité pour l'année à venir est grandement facilité par le choix de cette méthode : il suffit de prendre comme référence de coût évité la valeur des contrats à terme pour l'année 2003, qui constitue la prévision collective des acteurs de marché sur le

niveau futur des prix de l'électricité. Cette valeur correspond bien à un coût évité : en l'absence d'obligation d'achat, EDF pourrait tout à fait décider, pour se couvrir, d'acheter un tel contrat à terme pour les quantités correspondantes.

Détermination du coût évité pour 2003

Il s'agit en premier lieu, de déterminer le marché géographique de référence. Cette zone de référence peut se définir, en termes généraux, comme le ou les marchés :

- sur lesquels les prix sont les plus compétitifs ;
- suffisamment importants, en volume, par rapport aux volumes de l'obligation d'achat.

Il apparaît que la zone France-Allemagne répond à ces critères, dans les circonstances actuelles.

L'année écoulée a vu s'établir progressivement une divergence entre les niveaux de prix de gros en France et en Allemagne, liée à l'apparition de congestions régulières aux frontières, de la France vers l'Allemagne. L'écart entre les prix allemand et français, pour le contrat à terme pour l'année 2003, est ainsi passé de 0,1 €/MWh en mars 2002 à 0,8 €/MWh en août 2002. Au 2 septembre 2002, le contrat 2003 valait ainsi 23,1 €/MWh en France et 23,9 €/MWh en Allemagne.

Il n'est ainsi plus possible de considérer un prix unique sur la zone France-Allemagne. Le marché de gros français se développe et le prix français seul pourrait constituer une référence adéquate pour le coût évité. Toutefois, compte tenu du comportement fortement exportateur d'EDF, et des volumes d'obligation d'achat en jeu, il apparaît pertinent d'inclure aussi le marché allemand dans la zone de référence.

Au vu de ces considérations, la CRE retient, comme référence de coût évité pour l'année 2003, une pondération de 50 % du prix du contrat à terme pour l'année 2003 du marché allemand et 50% du prix du contrat à terme pour l'année 2003 du marché français, soit un coût évité annuel moyen de 23,5 €/MWh.

Ce prix annuel moyen intègre des variations saisonnières du prix de l'électricité. L'analyse des fluctuations des prix des contrats à terme mensuels montre une évolution par rapport à l'exercice précédent, dans les coefficients (pourcentage d'écart par rapport au prix moyen 2003) à affecter à chaque mois pour refléter la saisonnalité des prix de l'électricité :

mois	janv	févr	mars	avr	mai	juin	juil	août	sept	oct	nov	déc
coefficient d'écart	+ 14 %	+ 14 %	+ 3 %	- 5 %	- 12 %	- 12 %	- 12 %	- 14 %	- 2 %	+ 2 %	+ 14 %	+ 8 %

Pour obtenir le coût évité mensuel, il suffit ensuite de multiplier, mois par mois, les quantités prévues pour l'ensemble de l'obligation d'achat par le prix prévu de l'électricité pour le mois considéré.

Le tableau suivant présente les résultats du calcul :

	Coefficient d'écart (%)	Prix mensuel (€/MWh)	Volume total (TWh)	Coût évité (M€)
janv-03	+14%	26,8	3377	90,5
févr-03	+14%	26,8	3081	82,5
mars-03	+3%	24,2	3375	81,7
avr-03	-5%	22,3	1329	29,7
mai-03	-12%	20,7	913	18,9
juin-03	-12%	20,7	708	14,6
juil-03	-12%	20,7	553	11,4
août-03	-14%	20,2	498	10,1
sept-03	-2%	23,0	643	14,8
oct-03	+2%	24,0	1339	32,1
nov-03	+14%	26,8	3445	92,3
déc-03	+8%	25,4	3580	90,9
			22841	
prix 2003 (€/MWh)				
23,5			TOTAL (M€)	569,5

Le coût évité total des obligations d'achat est donc estimé à 569,5 M€. Compte tenu d'un coût total d'achat de 1595,0 M€, le surcoût prévisionnel dû aux obligations d'achat pour 2003 est de **1025,5 M€**.

2.1.3 Cas particuliers des installations dispatchables

- Ces installations représentent une puissance installée de 824 MW, en augmentation par rapport à la prévision 2002, car EDF a déclaré cette année des centrales appartenant aux DNN qui avaient été omises lors de l'exercice précédent.
- Les installations dispatchables entraîneront selon EDF une dépense en prime fixe de 63 M€ en 2002 (les dépenses de coûts variables ne causent aucun surcoût à compenser pour EDF, celle-ci ayant le choix d'appeler ou de ne pas appeler ces installations).

Il n'existe à ce jour aucun mécanisme, contractuel ou de marché, permettant de valoriser ces installations dont la vocation est de participer à l'ajustement de très court terme de l'équilibre entre production et consommation.

La CRE a choisi, à titre conservatoire, de considérer que, si ces contrats « appel modulable » n'existaient pas, EDF aurait dû construire des équipements équivalents (par exemple des turbines à combustion). Le coût fixe annuel d'une turbine à combustion est fixé à 44 €/kW.

Le coût évité correspondant est donc égal à 36,3 M€, et le surcoût à compenser est égal à **26,7 M€**.

2.1.4 Surcoût prévisionnel pour EDF en 2002

Le surcoût prévisionnel à compenser pour EDF en 2002 est de 26,7 M€ pour les installations dispatchables, et 1025,5 M€ pour les autres installations, soit au total **1052,2 M€**.

2.2 Calcul des surcoûts prévisionnels pour les distributeurs non nationalisés

Principe de calcul

Le coût évité à un DNN par l'obligation d'achat est défini dans le décret du 6 décembre 2001 comme étant « *le coût qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité au tarif de cession appliqué à ce distributeur* ».

Le décret relatif aux tarifs de cession n'étant pas encore paru, le coût évité à retenir est égal au prix de vente intégré qu'EDF applique actuellement à chaque DNN, duquel il faut soustraire une « part réseau » calculée à partir du tarif d'utilisation des réseaux, afin d'obtenir un prix de fourniture.

Les services de la CRE ont communiqué aux DNN une méthode générale indicative d'approximation de la « part réseau » en fonction de leur tension de raccordement au réseau de niveau supérieur :

- 4 €/MWh s'ils sont raccordés en 400 kV
- 5 €/MWh s'ils sont raccordés en 225 kV
- 9 €/MWh s'ils sont raccordés en HTB
- 13 €/MWh s'ils sont raccordés en HTA.

Certains DNN ont jugé préférable de procéder à un calcul détaillé de leur surcoût, adapté à leur cas particulier et pouvant conduire à un résultat légèrement différent, que la CRE a accepté lorsque les justifications appropriées ont été fournies.

Une attention toute particulière a été portée aux documents justifiant la date de mise en service des installations non encore mises en service à ce jour, afin d'estimer au plus juste si ces dernières bénéficieront de l'obligation d'achat pendant l'année 2003.

Après divers échanges et vérifications, la CRE a retenu les données fournies par les 13 DNN concernés.

Résultats

Le montant prévisionnel global proposé par la CRE concernant les DNN est de 11,289 M€. Les principaux éléments du calcul du surcoût à compenser pour chaque DNN concerné sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

DNN	Quantité achetée	Coût d'achat	Coût évité	Surcoût à compenser
	(GWh)	(k€)	(k€)	(k€)
Electricité de Strasbourg	240,8	13889,6	8645,3	5244,3
Gaz Electricité Grenoble	137,6	9382,5	4737,3	4645,2
RSEI Pays Chartrain	58,5	2299,6	1470,6	829,0
UE Metz	10,5	605,9	379,1	226,8
SICAE Oise	7,0	366,1	202,1	164,0
RM Valloire	7,1	306,3	209,7	96,6
SICAE Ray-Cendrecourt	2,3	150,0	110,8	39,2
RE Vienne	0,7	35,2	22,4	12,8
RE Saverdun	0,6	33,2	20,9	12,4
SER Carmausin	0,6	34,7	22,5	12,2
SIE Labergement Ste Marie	0,7	40,9	34,9	5,9
RME Houches	0,004	0,6	0,2	0,4
UEM Neuf-Brisach	0,001	0,2	0,0	0,2
TOTAL	466,5	27 144,8	15 855,7	11289,0

3. Montant prévisionnel des charges à compenser en 2003

Le montant prévisionnel total des charges du service public de la production d'électricité en 2002 est de **1 461,489 M€**, dont 398,0 M€ pour les surcoûts dans les ZNI, 1052,2 M€ pour les surcoûts de l'obligation d'achat supportés par EDF, et 11,289 M€ pour les surcoûts de l'obligation d'achat supportés par les DNN.

4. Montant prévisionnel des frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations en 2003

Le montant communiqué par la Caisse des dépôts et consignations est de 65 000 euros. La CRE ne dispose d'aucun élément qui permettrait de contester cette prévision, qu'elle retient donc intégralement.

5. Nombre prévisionnel de kWh soumis à contribution en 2003

La loi du 10 février 2000 prévoit que tous les kWh consommés en France sont soumis à contribution, sous réserve de deux exceptions : sont exonérés les installations de production de moins de 4,5 MW, ainsi que les producteurs produisant pour leur propre usage en-deçà d'une quantité annuelle fixée par le décret du 6 décembre 2001 à 240 GWh.

Les valeurs prévisionnelles retenues pour 2003, sur la base d'informations communiquées par RTE pour les deux premières, et par EDF pour la troisième, sont :

-	consommation intérieure hors pertes	452,4 TWh
-	quantité produite par des autoproducteurs au-dessous de 240 GWh	9,0 TWh
-	quantité produite par des installations de moins de 4,5 MW appartenant à des contributeurs	1,2 TWh

Le nombre de kWh soumis à contribution pour l'année 2003 est donc égal à 442,2 milliards (soit 442,2 TWh).

6. Contribution unitaire prévisionnelle pour 2003

Les données précédentes conduisent la CRE à proposer de retenir un montant prévisionnel de 3,3 €/MWh, soit 0,33 centimes d'euros pour la contribution applicable à chaque kWh.

**Proposition de la CRE relative au
Fonds du Service Public de la Production d'Electricité (FSPPE)**

(Montants en millions d'euros)

Zones non interconnectées

Coûts de production d'EDF	730,1	
- Recettes	-332,1	

Surcoûts dans les zones non interconnectées **398,0**

Obligations d'achat

Installations non dispatchables		
prix d'acquisition de l'électricité	1 595,0	
- coûts évités à EDF	569,5	
Total non dispatchables		1 025,5

Installations dispatchables		
prime fixe payée	63,0	
- coûts évités à EDF	36,3	
Total dispatchables		26,7

Surcoûts de l'obligation d'achat supportés par EDF **1 052,2**

11 280

Surcoûts de l'obligation d'achat supportés par les DNN

Charges du service public de la production **1461,489 M€**

Frais de gestion de la Caisse des Dépôts **0,065 M€**

(Quantités en TWh)

Consommation intérieure hors pertes	452,4
-------------------------------------	-------

Autoproducteurs au dessous de 240 GWh	-9,0
---------------------------------------	------

Installations de moins de 4,5 MW exonérées	-1,2
--	------

Consommation soumise à contribution **442,2 TWh**

Montant de la contribution prévisionnelle pour 2003 **3,3 € / MWh**

 soit 0,33 centime d'euro par kWh

