

Proposition de la Commission de régulation de l'électricité en date du 20 décembre 2001 relative au montant prévisionnel des charges du service public de la production d'électricité pour 2002

INTRODUCTION

Les charges du service public de la production d'électricité, dont la loi du 10 février 2000 prévoit la compensation intégrale, comprennent :

- les surcoûts résultant de l'obligation d'achat imposée par la loi du 10 février 2000 ou antérieure à celle-ci ;
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées.

La compensation de ces charges est assurée par le fonds du service public de la production d'électricité (FSPPE), géré par la Caisse des dépôts et consignations, et principalement alimenté par les contributions :

- des organismes qui livrent à des clients finals installés sur le territoire national, pour l'essentiel les distributeurs, les producteurs et leurs filiales ;
- des producteurs produisant annuellement pour leur propre usage plus de 240 GWh ;
- des clients finals importateurs ou qui effectuent des acquisitions intracommunautaires.

Le décret n° 2001-1157 du 6 décembre 2001 prévoit que la CRE évalue et propose les montants prévisionnels :

- des charges à compenser pour l'année 2002 ;
- des frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations ;
- de la contribution applicable à chaque kWh.

Ces montants prévisionnels sont ensuite arrêtés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie et publiés au journal officiel avant le 31 décembre 2001. Sur cette base, les acteurs concernés devront verser, avant le 31 juillet 2002, leur contribution due pour le premier semestre 2002 et, avant le 31 janvier 2003, leur contribution due pour le second semestre 2002. Des opérations de régularisation se dérouleront en 2003 en fonction des charges effectivement constatées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent.

La publication, le 8 décembre 2001, du décret, qui prévoit que les ministres arrêtent d'ici la fin de l'année le montant prévisionnel de la contribution, contraint la CRE à délibérer sur sa proposition dans un délai de 10 jours. Alors que le régime de droit commun prévoit un délai de deux mois entre la publication de l'arrêté et l'entrée en vigueur de la contribution prévisionnelle, la première application du décret place les opérateurs devant le fait accompli. L'entrée en vigueur au lendemain de la publication de l'arrêté ne leur laisse aucun délai d'adaptation et les prive de toute possibilité de contestation.

Lorsque l'arrêté aura été signé et que la contribution prévisionnelle s'appliquera, dès le 1^{er} janvier 2002, le tarif provisoire d'accès au réseau, mis en place par EDF en 1999 et toujours

en vigueur, devra être revu, car il comprend une contribution au financement des charges du service public de la production d'électricité. Il conviendra, en conséquence, que les gestionnaires de réseau (y compris les DNN) diminuent de 1,524 €/MWh (1 cF/kWh) leur tarif actuel d'accès au réseau, et que, parallèlement, EDF diminue du même montant ses prix de cession de l'électricité aux DNN. Dans la proposition tarifaire que la CRE a adressée au gouvernement, cette réduction est déjà opérée.

Vu les délais impartis, la CRE n'a pas été en mesure d'auditer ou de faire auditer les chiffres prévisionnels communiqués par les acteurs supportant les charges. Le calcul définitif sera effectué en 2003 sur la base d'une comptabilité appropriée, contrôlée par un organisme agréé par la CRE.

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) ;
- évolution de la consommation dans les zones non interconnectées ;
- quantité d'électricité produite par les producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat ;
- fonctionnement des systèmes électriques français et européens, notamment l'évolution de la consommation, la disponibilité des moyens de production et le prix des combustibles.

MONTANT PREVISIONNEL DES CHARGES A COMPENSER POUR 2002

1. Surcoûts dans les zones non interconnectées (ZNI)

Le seul opérateur supportant ces surcoûts en 2002 est EDF. Suivant le décret n° 2001-1157 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 2002, ainsi que les coûts de production d'EDF en 2002 dans ces mêmes zones.

Part relative à la production prévisionnelle pour 2002 : méthodologie et résultats

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 sera aisément calculable, par

différence entre le tarif de vente aux clients non éligibles et le tarif d'utilisation des réseaux, lorsque le tarif d'utilisation des réseaux proposé par la CRE aura été adopté, et qu'un nouveau tarif de vente aux clients non éligibles en tenant compte aura été défini. La CRE espère pouvoir procéder ainsi en 2003 lors du calcul définitif des surcoûts de l'année 2002.

Afin de s'écarter le moins possible de la méthode qui sera utilisée lors du calcul définitif, la CRE a choisi de procéder également par différence, en utilisant pour cela la proposition de tarif d'utilisation des réseaux faite par la CRE.

La méthode retenue consiste donc à déduire des recettes totales d'EDF issues de la vente d'électricité dans les ZNI, une « recette réseaux » calculée par application du tarif d'utilisation des réseaux proposé par la CRE.

Pour évaluer les recettes d'EDF en 2002, la CRE a utilisé les recettes d'EDF en 2000, recalées pour tenir compte des mouvements tarifaires intervenus depuis lors, et a appliqué une augmentation de la consommation de 5% par an correspondant aux prévisions d'EDF (et cohérente avec les résultats des 11 premiers mois de 2001 qui montrent une augmentation de 5,1% par rapport à 2000). Les résultats obtenus sont les suivants :

Recettes totales ZNI en 2000 <i>(Millions d'euros)</i>	Recettes totales ZNI en 2002 ⁽¹⁾ <i>(Millions d'euros)</i>	Recettes réseaux ZNI en 2002 ^{(1) (2)} <i>(Millions d'euros)</i>	Part relative à la production, totale 2002 ⁽¹⁾ <i>(Millions d'euros)</i>	Part relative à la production, à compenser en 2002 ^{(1) (3)} <i>(Millions d'euros)</i>
494	550	187	363	334

⁽¹⁾ Estimations

⁽²⁾ Les recettes distribution sont diminuées de la part correspondant aux services systèmes et aux pertes, car le FSPPE doit compenser aussi les surcoûts de production dus à leur fourniture.

⁽³⁾ Environ 8% de l'énergie injectée sur les réseaux des ZNI ne donne pas droit à compensation (liaison Corse - Italie) ou est compensée par ailleurs au titre de l'obligation d'achat.

Coûts de production prévisionnels d'EDF en 2002 dans les ZNI

EDF prévoit que ses coûts de production en 2002 seront de 786,6 millions d'euros (soit un coût de production moyen de 110 €/MWh). Ces coûts sont calculés, selon EDF, en appliquant aux coûts constatés en 2000 des hausses de 3% et de 10,25% pour tenir compte de l'inflation et de la hausse de la consommation depuis 2000. Vu les délais impartis, il n'a pas été possible d'obtenir de la part d'EDF une décomposition fine du coût de production prévisionnel.

En outre, tous les coûts de production constatés d'EDF dans les ZNI, même lorsque la comptabilité appropriée aura été mise en place, ne donneront pas lieu automatiquement à compensation par le FSPPE. Certaines de ces charges pourraient être exclues de la compensation si, par exemple, elles résultaient d'une mauvaise gestion d'EDF, ou si elles étaient sans rapport avec les particularités du parc de production inhérentes à la nature des zones non interconnectées.

Compte tenu :

- du fait que les chiffres communiqués par EDF pour 2002 ne semblent pas faire apparaître de gains de productivité par rapport à l'année 2000 ;
- de la possibilité qu'une partie des coûts de production finalement constatés soit exclue de l'assiette donnant droit à compensation ;
- du souhait de la CRE de diminuer la probabilité que la contribution prévisionnelle soit finalement supérieure à la contribution définitive ;

la CRE a décidé de retenir un montant prévisionnel des coûts de production d'EDF en 2002 de 710 millions d'euros.

Le montant prévisionnel des surcoûts dans les ZNI à compenser en 2002 est donc égal à **376 millions d'euros**.

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 2002. Le montant des surcoûts est égal, suivant le décret n° 2001-1157 du 6 décembre 2001, à la différence entre le prix total d'acquisition de l'électricité et :

- « 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 EDF ;
- « le coût qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité au tarif de cession appliqué à ce distributeur », pour un DNN.

2.1 Calcul des surcoûts pour EDF

2.1.1 Quantités mensuelles achetées et prix d'acquisition

Les données suivantes ont été communiquées par EDF. Elles sont fondées sur les résultats constatés en 2000 et 2001, ainsi que sur les prévisions de mise en service de nouvelles installations en 2002.

Quantités prévisionnelles achetées par EDF en TWh (pour les filières autres que les installations dispatchables, traitées au paragraphe 2.1.3 ci-dessous) :

	Cogénération	Hydraulique	Autres ⁽¹⁾	Total
janv-02	2,40	0,30	0,16	2,86
févr-02	2,40	0,27	0,16	2,83
mars-02	2,40	0,29	0,16	2,85
avr-02	0,80	0,29	0,17	1,26
mai-02	0,00	0,34	0,17	0,51
juin-02	0,00	0,31	0,18	0,49
juil-02	0,00	0,27	0,19	0,46
août-02	0,00	0,21	0,20	0,41
sept-02	0,00	0,21	0,21	0,42
oct-02	0,80	0,25	0,22	1,27
nov-02	2,40	0,28	0,23	2,91
déc-02	2,40	0,30	0,25	2,95
TOTAL (TWh)	13,60	3,30	2,30	19,20
Coût d'achat (Millions d'euros)	1145	180	115	1440

⁽¹⁾ Incinération des ordures ménagères, biogaz, biomasse, éolien, photovoltaïque, géothermie, divers.

Le système d'information actuel d'EDF n'est pas adapté à la gestion de l'obligation d'achat, et ne permet pas de connaître avec certitude, filière par filière et mois par mois, les quantités achetées et les prix payés. La CRE souhaite qu'EDF rende le plus vite possible disponibles ces données qui, en tout état de cause, devront être établies, lors du calcul définitif des charges en 2003, sur la base d'une comptabilité appropriée, contrôlée par un organisme agréé par la CRE, conformément à la loi.

Si les quantités communiquées n'appellent pas de commentaire particulier, le prix moyen d'achat prévu pour la cogénération (84,2 €/MWh) affiché par EDF semble, en revanche, élevé. La CRE retient une valeur de 80 €/MWh, du fait des niveaux actuels des prix du gaz (notamment le tarif STS de Gaz de France qui va baisser d'environ 1 cF/kWh au 1^{er} janvier 2002), de la structure des contrats d'achat en cours et de l'absence de passage en mode dispatchable des cogénérateurs pour l'hiver 2001-2002. Il en résulte un prix d'achat pour la cogénération de 1088 millions d'euros, soit un coût total d'achat prévisionnel en 2002 de 1383 millions d'euros.

2.1.2 Coûts évités à EDF

La CRE a lancé une consultation publique sur les méthodes de calcul des coûts évités, dont la phase de recueil des contributions s'est achevée le 3 décembre 2001 et dont le dépouillement, qui sera suivi d'auditions, est toujours en cours. Le choix de la méthode de calcul définitif des coûts évités n'a donc pas encore été fait.

La CRE souhaite toutefois souligner dès aujourd'hui que les deux familles de méthodes envisagées (analyse du fonctionnement du parc de production d'EDF, prix de marché) n'ont pas de raison de donner des résultats significativement différents. En effet, si EDF est un acteur économique rationnel - qui optimise à tout moment ses choix et décide de produire plus ou moins, d'acheter ou de vendre, en fonction de son coût de production et des prix pratiqués

sur les marchés - les prix de marché et les coûts de production d'EDF ne peuvent s'écarter durablement.

L'exercice de prévision du coût évité pour l'année à venir doit intégrer, quelle que soit la méthode finalement retenue, des données très difficilement prévisibles, qui conditionnent le fonctionnement des systèmes électriques européens :

- évolution de la consommation (qui dépend des conditions météorologiques, de la croissance économique...);
- disponibilité des parcs de production ;
- hydraulité ;
- prix des combustibles fossiles.

Ces incertitudes, auxquelles s'ajoutent celles relatives au fonctionnement des installations bénéficiant de l'obligation d'achat (en particulier le prix du gaz qui a un fort impact sur les quantités produites par les cogénérateurs), sont probablement plus importantes que l'écart qui pourrait exister entre les valorisations de coûts évités par les deux méthodes envisagées.

Dans ces conditions, et sans que cela préjuge du choix de méthode qui sera fait pour le calcul définitif des coûts évités, la CRE a choisi, pour le calcul prévisionnel des coûts évités pour l'année 2002, de s'appuyer sur les prix de marché, au vu en particulier des considérations suivantes :

- la très grande difficulté de prévoir les conditions de fonctionnement du parc de production d'EDF en 2002 ;
- l'impossibilité pratique pour la CRE de valider les données provenant d'EDF sur le fonctionnement de son parc, vu les délais impartis et en l'absence de comptabilité appropriée ;
- l'existence, dès aujourd'hui, d'indicateurs sur les niveaux de prix prévisionnels, qui sont les prix pratiqués pour la livraison d'électricité à terme. Le niveau de ces contrats constitue, en quelque sorte, la prévision collective des acteurs de marché sur le niveau futur des prix de l'électricité. La CRE n'a aucune raison de considérer qu'elle, ou tout autre organisme, pourrait être en mesure de formuler une prévision meilleure que celle offerte par ces indices, qui ont, de plus, l'avantage d'être transparents et connus de tous.

Détermination du coût évité pour 2002

L'analyse des indices de marché disponibles a conduit la CRE à retenir une valeur de 23 €/MWh pour le prix moyen de l'électricité en 2002. Cette estimation est fondée sur l'analyse des marchés de gros français et allemand :

- le marché de gros français seul ne peut être considéré comme suffisamment mature (en particulier les volumes échangés y sont encore relativement faibles) ;
- tous les indices disponibles montrent une très forte convergence des prix entre les marchés français et allemand de l'électricité. Cette convergence a encore été

démontrée par les résultats des récentes enchères de capacités virtuelles organisées par EDF.

La prévision de la valeur moyenne de l'électricité en 2002 est donnée directement par la valeur des contrats à terme pour l'année 2002. Les trois indices suivants ont été retenus : Platt's France et Platt's Allemagne, qui reflètent le niveau des transactions bilatérales dans ces deux pays, et l'indice EEX de la bourse de l'électricité de Francfort.

L'analyse de l'évolution de ces trois indices montre que la valeur des contrats à terme pour l'année 2002 a fluctué ces derniers mois entre 21,7 et 23,4 €/MWh, avec une moyenne d'environ 22,5 €/MWh. Compte tenu de la tendance à la hausse constatée ces dernières semaines, la CRE a retenu une valeur de 23 €/MWh pour le prix moyen de l'électricité en 2002.

Ce prix annuel moyen intègre des variations saisonnières du prix de l'électricité. L'analyse des fluctuations des prix des contrats à terme mensuels permet d'affecter un coefficient (pourcentage d'écart par rapport au prix moyen 2002) à chaque mois, reflétant la saisonnalité des prix de l'électricité :

mois	janv-02	févr-02	mars-02	avr-02	mai-02	juin-02	juil-02	août-02	sept-02	oct-02	nov-02	déc-02
coefficient d'écart	+ 19 %	+ 18 %	+ 4 %	- 2 %	- 14 %	- 15 %	- 15 %	- 15 %	- 5 %	0 %	+ 15 %	+ 10 %

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 :

Mois 2002	Coefficient d'écart (%)	Prix mensuel (€/MWh)	Volume total (TWh)	Coût évité (M€)
janvier	+ 19 %	27,37	2,86	78,2
février	+ 18 %	27,14	2,83	76,8
mars	+ 4 %	23,92	2,85	68,1
avril	- 2 %	22,54	1,26	28,4
mai	- 14 %	19,78	0,51	10,0
juin	- 15 %	19,55	0,49	9,5
juillet	- 15 %	19,55	0,46	9,0
août	- 15 %	19,55	0,41	8,0
septembre	- 5 %	21,85	0,42	9,1
octobre	0 %	23,00	1,27	29,3
novembre	+ 15 %	26,45	2,91	76,9
décembre	+ 10 %	25,30	2,95	74,6
			19,20	
Prix 2002 (€/MWh)				
23,00			TOTAL (M€)	478,0

Le coût évité total des obligations d'achat est donc estimé à 478 millions d'euros pour 2002.

2.1.3 Cas particuliers des installations dispatchables

- a) Compte-tenu des prix du gaz actuels et anticipés pour 2002 (tarifs STS de Gaz de France), il est probable qu'aucun cogénérateur ne fonctionnera en mode dispatchable en 2002. La prévision de coût évité supplémentaire correspondante pour EDF est donc nulle.
- b) Les contrats dits « appel modulable » en cours représentent une puissance installée de 733 MW. Ils entraîneront selon EDF une dépense en prime fixe de 50 millions d'euros 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 (des turbines à combustion). Le coût fixe annuel d'une turbine à combustion est fixé à la valeur communiquée par EDF, soit 43 €/kW.

Le coût évité correspondant est donc égal à 32 millions d'euros.

2.1.4 Surcoût prévisionnel pour EDF en 2002

Le surcoût prévisionnel à compenser pour EDF en 2002 est de 18 millions d'euros pour les installations dispatchables, et 905 millions d'euros pour les autres installations (soit 1383 millions d'euros de coût d'achat, moins 478 millions d'euros de coût évité), soit au total **923 millions d'euros**.

2.2 **Calcul des surcoûts prévisionnels pour les distributeurs non nationalisés**

A partir des informations transmises par les DNN, le surcoût prévisionnel que ces acteurs supporteront en 2002 peut être évalué à 7 millions d'euros.

3 **Montant prévisionnel des charges à compenser en 2002**

Le montant prévisionnel total des charges du service public de la production d'électricité en 2002 est de **1306 millions d'euros**, dont 376 millions d'euros pour les surcoûts dans les ZNI, 923 millions d'euros pour les surcoûts de l'obligation d'achat supportés par EDF, et 7 millions d'euros 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 2002**

Le montant prévu par la Caisse des dépôts et consignations est de 34 134,90 euros. La CRE retient un montant arrondi à 34 000 euros.

5 Nombre prévisionnel de kWh soumis à contribution en 2002

La loi du 10 février 2000 prévoit que tous les kWh consommés en France sont soumis à contribution avec deux exceptions. Sont exonérés :

- les installations de production de moins de 4,5 MW ;
- les producteurs produisant pour leur propre usage en-deçà d'une quantité annuelle fixée par le décret n° 2001-1157 du 6 décembre 2001 à 240 GWh.

Les valeurs prévisionnelles retenues pour 2002, sur la base d'informations communiquées par RTE pour les deux premières, et par EDF pour la troisième, sont :

- consommation intérieure hors pertes	436,5 TWh
- quantité produite par des autoproducteurs au-dessous de 240 GWh	8,8 TWh
- quantité produite par des installations de moins de 4,5 MW appartenant à des contributeurs	1,2 TWh

Le nombre prévisionnel de kWh soumis à contribution en 2002 est donc de 426,5 TWh.

En conséquence, la CRE propose de retenir les valeurs prévisionnelles pour l'année 2002 suivantes :

- 1306 millions d'euros pour le montant des charges du service public de la production d'électricité ;
- 34 000 euros pour le montant des frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations.

Les données précédentes conduisent la CRE à proposer de retenir un montant prévisionnel de 3 €/MWh, soit 0,3 centime d'euro pour la contribution applicable à chaque kWh (soit 1,97 centime de franc par kWh).

ANNEXE

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	710	
- Recettes	-334	
Surcoûts dans les zones non interconnectées		376
Obligations d'achat		
Installations non dispatchables		
prix d'acquisition de l'électricité	1 383	
- coûts évités à EDF	-478	
Total non dispatchables		905
Installations dispatchables		
prime fixe payée	50	
- coûts évités à EDF	-32	
Total dispatchables		18
Surcoûts de l'obligation d'achat supportés par EDF		923
Surcoûts de l'obligation d'achat supportés par les DNN		7
Charges du service public de la production		1306 M€

Frais de gestion de la Caisse des Dépôts	0,034 M€
---	-----------------

(quantités en TWh)

Consommation intérieure hors pertes	436,5
Autoproducteurs au -dessous de 240 GWh	-8,8
Installations de moins de 4,5 MW exonérées	-1,2
Consommation soumise à contribution	426,5 TWh

Montant de la contribution prévisionnelle	3 € / MWh
➤ soit 1,97 centimes de francs par kWh	
➤ ou 0,3 centimes d'euros par kWh	

