

# Les charges de service public liées à la cogénération et aux énergies renouvelables

**C'est le consommateur final qui, en France, finance les dispositifs de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables : mécanismes des obligations d'achat à prix garanti ou des appels d'offre. Reste à expliquer l'évaluation de la CRE. Et à faire une suggestion : tester chez nous le mécanisme des certificats verts, avant de créer un marché européen.**

par **Patricia de Suzzoni,**  
*Commission de régulation  
de l'énergie*

**D**ans le cadre de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, le gouvernement français a institué deux dispositifs de soutien à l'électricité produite à partir des énergies renouvelables (1) et d'installations de cogénération (2) : l'obligation d'achat à prix réglementé garanti et les appels d'offres.

Pour les énergies renouvelables, ces deux dispositifs de soutien répondent à la directive européenne adoptée en septembre 2001. En application de l'objectif global de Kyoto de 12 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation

énergétique globale de l'Union européenne d'ici 2010, cette directive donne en effet comme objectif à la France d'amener à 21 % la part de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans la consommation brute d'électricité d'ici 2010. Le développement de la filière cogénération, performante en matière d'efficacité énergétique, participe à la réalisation de l'objectif global.

Les objectifs de développement des filières énergies renouvelables et cogénération sont fixés par le gouvernement dans la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) arrêtée par le ministre chargé de l'énergie le 7 mars 2003.

La mise en œuvre des dispositifs de soutien pour atteindre ces objectifs entraîne pour Electricité de France (EDF) et les entreprises locales de distribution (ELD), acheteurs de l'électricité produite, des charges, correspondant à des surcoûts, qui sont intégralement compensées par la contribution au service public de l'électricité (CSPE). La CSPE compense en outre les surcoûts de production d'EDF dans les zones non interconnectées, dus à la péréquation géographique nationale des tarifs, et les charges supportées par les opérateurs en raison de leur participation aux dispositifs institués en faveur des personnes en situation de précarité.

La CSPE est due par tous les consommateurs finaux d'électricité en France. Toutefois, la loi prévoit une exonération des kWh contributeurs pour les auto-producteurs à hauteur de 240 GWh et

un plafonnement de la CSPE à 500 € par site de consommation. La loi prévoit aussi que la CSPE ne peut dépasser un plafond égal à 7 % du tarif de vente de l'électricité réglementé pour une souscription de 6 VA (soit 5,3 €/MWh à ce jour).

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) propose chaque année au ministre chargé de l'énergie le montant des charges de service public et celui de la CSPE pour l'année suivante, évalués à partir de la comptabilité appropriée tenue chaque année par les opérateurs supportant des charges. Par ailleurs, dans le cadre de l'obligation d'achat, elle donne un avis sur les tarifs d'achat réglementés. Pour les appels

d'offres, elle propose un projet de cahier des charges, que le ministre peut modifier avant de l'arrêter, répond aux questions éventuelles

des candidats, reçoit, instruit et note les dossiers de candidature, puis donne un avis motivé sur le choix qu'envisage d'arrêter le ministre chargé de l'énergie.

## Les dispositifs de soutien

Un premier dispositif de soutien est l'obligation d'achat à prix garanti, qui impose à EDF et aux ELD, à l'exclusion des autres fournisseurs, d'acheter aux producteurs qui en font la demande, à des tarifs d'achat réglementés fixés par arrêté interministériel, l'électricité pro-

(1) Eolien, hydraulique, déchets ménagers, biomasse, biogaz, farines animales, méthanisation, photovoltaïque, géothermie.

(2) Production combinée d'électricité et de chaleur.

| Type                               | Quantité | Demande du ministre | Proposition de la CRE | Publication de l'avis d'appel d'offres | Limite de remise des dossiers |
|------------------------------------|----------|---------------------|-----------------------|--|-------------------------------|
| Biomasse                           | 200 MW   |                     |                       |  |                               |
| Biogaz                             | 50 MW    | 21 mai 2003         | 8 septembre 2003      | 17 décembre 2003                       | 19 juillet 2004               |
| Éolien offshore                    | 500 MW   | 11 juillet 2003     | 16 octobre 2003       | 11 février 2004                        | 13 août 2004                  |
| Turbine à combustion en Martinique | 40 MW    | 25 août 2003        | 6 novembre 2003       | 3 février 2004                         | 11 août 2004                  |
| Éolien terrestre                   | 500 MW   | 15 décembre 2003    | 16 janvier 2004       | 23 avril 2004                          | 30 octobre 2004               |

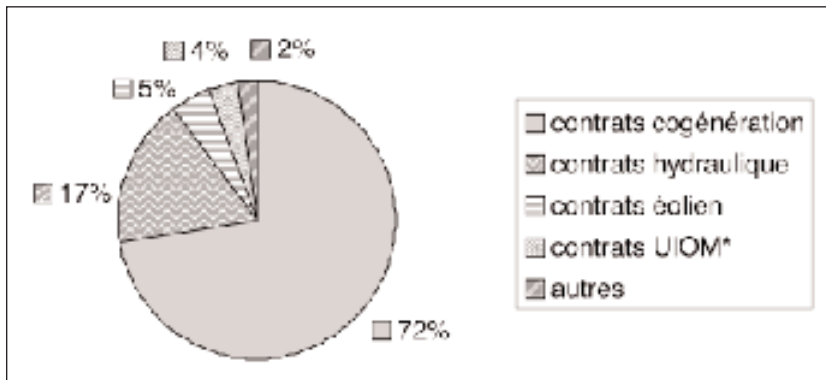


Fig. 1. - Surcoût prévisionnel dû à l'obligation d'achat en 2004

duite à partir d'énergies renouvelables ou par les installations de cogénération (3).

La loi et la réglementation en vigueur prescrivent que les tarifs des obligations d'achat doivent être la somme de la valeur marchande de l'électricité achetée et des bénéfices externes apportés par la filière concernée. Plus précisément, le tarif d'achat est la somme des coûts de production évités de long terme et d'une rémunération supplémentaire correspondant à la contribution à « l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, la qualité de l'air et la lutte contre l'effet de serre, la gestion optimale et le développement des ressources nationales, la maîtrise de la demande d'énergie, la compétitivité de l'activité économique, la maîtrise des choix technologiques d'avenir, et l'utilisation rationnelle de l'énergie ».

Depuis juin 2001, la CRE a donné au gouvernement onze avis concernant les tarifs garantis publiés par le gouvernement. Dans plusieurs cas, notamment pour l'éolien (plus de 80 €/MWh) (4), la cogénération (plus de 90 €/MWh pour certaines installations, 75 €/MWh en moyenne), le photovoltaïque et les installations de moins de 36 kVA, les tarifs qui ont été fixés sont largement supérieurs à la

somme des coûts et externalités évités, ce qui explique les avis défavorables émis par la CRE.

Les installations mises en service avant la loi du 10 février 2000 (sans limite de puissance) font, pour leur part, l'objet de contrats d'achat négociés entre les producteurs et EDF (ou les ELD), bâtis sur des modèles de contrat approuvés par les pouvoirs publics.

Le second dispositif auquel peut avoir recours le gouvernement, lorsqu'il estime que le développement des moyens de production par le marché ou par le biais des obligations d'achat est insuffisant, est de lancer des appels d'offres, en application de l'article 8 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000.

Au cours de l'année 2003, le ministre chargé de l'énergie a demandé à la CRE de proposer un cahier des charges pour quatre appels d'offres, comme indiqué dans le tableau I.

Les cahiers des charges, publiés sur le site de la CRE [www.cre.fr](http://www.cre.fr), ont une structure similaire : contexte de l'appel d'offres, dispositions générales, pièces à fournir par le candidat, instruction des dossiers, principales modalités du contrat d'achat. Le critère de prix est le plus important pour sélectionner une offre.

Après avoir recueilli l'avis motivé de la Commission de régulation de l'énergie, le ministre chargé de l'énergie désignera le ou les candidats retenus à la suite d'un appel d'offres.

L'évolution du parc d'installations bénéficiant de contrats d'achat (dans le cadre de l'obligation d'achat ou antérieurs à la loi) et les objectifs de développement de ces installations donnés dans la programmation pluriannuelle des investissements (arrêté du 7 mars 2003) sont donnés dans le tableau II.

## Les surcoûts dus aux dispositifs de soutien

Conformément à la loi du 10 février 2000, les surcoûts qui résultent de la mise en œuvre des dispositifs de soutien se calculent comme la différence entre le coût d'achat (5) de la quantité d'électricité considérée et les coûts d'investissement et d'exploitation évités à EDF et aux ELD. Calculer les coûts évités nécessite donc de répondre à la question suivante : « que ferait EDF si l'obligation d'achat n'existait plus ? ». Compte tenu de la difficulté de cet exercice, la CRE a procédé, du 22 octobre au 3 décembre 2001, à une consultation publique sur les méthodes de calcul des coûts évités.

La variété des réponses obtenues illustre bien la diversité des méthodes possibles, reflétant sans doute également les intérêts divergents des diffé-

(3) Installations de moins de 12 MW, sauf pour les déchets ménagers (pas de limitation).

(4) MWh = mégawatt heure (= 1 000 kWh).

(5) Dans le cadre de l'obligation d'achat, des contrats d'achat antérieurs à la loi ou des appels d'offres, ou bien le coût d'achat est égal au coût de production pour les installations d'EDF ou des ELD qui entrent dans le cadre de l'obligation d'achat ou qui sont retenues dans le cadre d'un appel d'offres, conformément à la loi du 3 janvier 2003.

rents acteurs à la valeur du résultat final. La volonté du législateur de confier ce calcul à un acteur indépendant de l'ensemble des parties et guidé par le souci de ne pas perturber le jeu

de la concurrence entre acteurs, par une compensation trop favorable ou au contraire insuffisante s'en trouve plus justifiée encore.

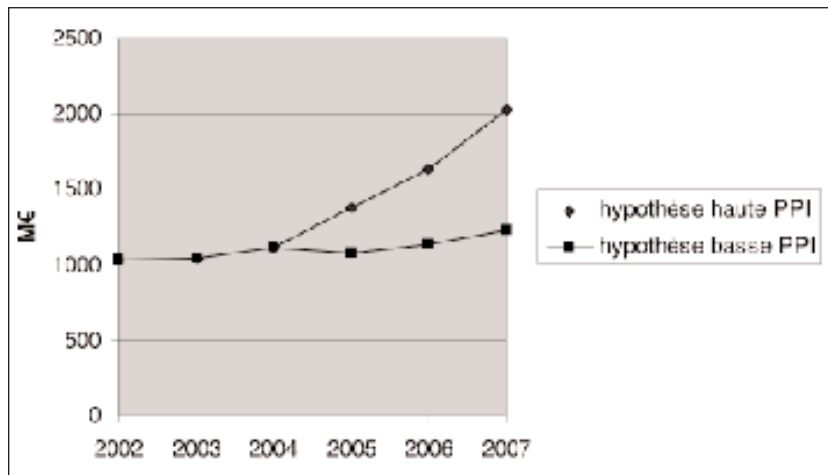


Fig. 2. - Evolution prévisionnelle du surcoût dû à l'obligation d'achat.

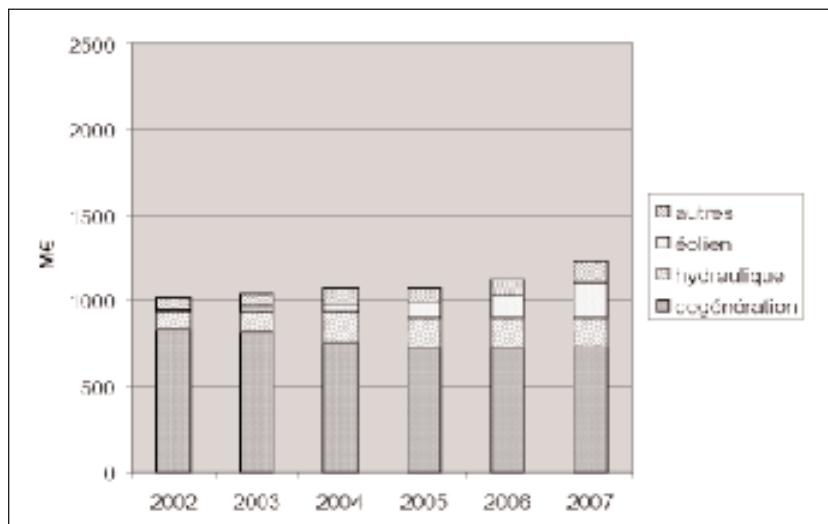


Fig. 3. - Répartition par filière du surcoût dû à l'obligation d'achat (hypothèse basse PPI).

À la lumière des réponses recueillies lors de cette consultation publique, la CRE a donc décidé de retenir une méthode de calcul basée sur le recours aux prix de marché : le coût évité est alors égal à la valorisation aux prix de marché de la quantité d'électricité considérée. En effet, sous la seule condition qu'EDF se comporte comme un acteur économique rationnel, il apparaît que les deux principales méthodes possibles (prix de marché ou coûts marginaux du parc de production d'EDF) donnent des résultats théoriques voisins, mais que la méthode des prix de marché possède des avantages pratiques incontestables, en matière notamment de simplicité et de transparence, dans un contexte où il existe aujourd'hui des indices fiables et convergents des prix des marchés de gros de l'électricité sur la plaque continentale européenne.

D'une manière générale, le surcoût dû à l'obligation d'achat est la somme :  
 - du surcoût dû à l'obligation d'achat en vigueur à compter du 10 février 2000 ;  
 - du surcoût généré par les contrats d'achat entrés en vigueur avant la loi, conclus entre EDF (ou les ELD) et les producteurs selon des modèles de contrat approuvés par les pouvoirs publics. Ce surcoût se calcule selon les mêmes modalités que celui dû aux contrats relevant de l'obligation d'achat. Il représente aujourd'hui environ 90 % du surcoût total dû à la politique de soutien. Cette proportion va toutefois diminuer dans les années à venir du fait, d'une part, du développement de l'obligation d'achat et, d'autre part, des appels d'offres.

| Filière                       | Parc bénéficiant d'un contrat d'achat fin 2002 (MW) | Nombre de contrats d'achat en vigueur en 2002 | Parc bénéficiant d'un contrat d'achat fin 2003 (MW) | Nombre de contrats d'achat en vigueur en 2003 | Objectifs de la PPI : MW mis en service entre le 1/1/2003 et le 1/1/2007 |
|-------------------------------|---|---|---|---|--|
| Cogénération                  | 4 696   | 636   | 4 726   | 650   | +250 à +1 500  |
| Hydraulique                   | 1 034   | 1 420   | 1 158   | 1 440   | +200 à +1 000  |
| Déchets ménagers et assimilés | 465   | 58  | 525   | 65  | +100 à +200  |
| Éolien                        | 153   | 36  | 232   | 51  | +2 000 à +6 000  |
| Biogaz                        | 20  | 11  | 27  | 14  | +50 à +100   |
| Géothermie                    | 15  | 1   | 15  | 1   | +10 à +60  |
| Biomasse                      | 0   | 0   | 0   | 0   | +200 à +400  |
| Photovoltaïque                | 22 kW   | 1   | 249 kW  | 16  | + 1 à +50  |

\* UIOM : usine d'incinération d'ordures ménagères

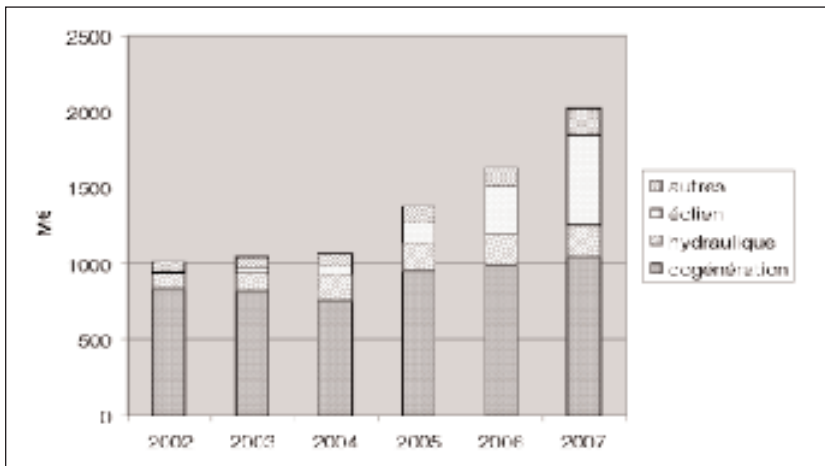


Fig. 4. – Répartition par filière du surcoût dû à l'obligation d'achat (hypothèse haute PPI).

La répartition prévisionnelle de ce surcoût par filière est donnée par la figure 1 pour l'année 2004.

## Évolution prévisionnelle

En 2002, le prix d'achat de l'électricité moyen constaté, toutes filières confondues, est de 68,5 €/MWh, le surcoût unitaire moyen s'élevant à 47 €/MWh (volume total acheté = 22,2 TWh). En 2004, les valeurs prévisionnelles sont respectivement de 67,7 €/MWh et 38,7 €/MWh (volume 2004 prévisionnel = 28,6 TWh (6)). C'est la hausse des prix de marché entre 2002 et 2004 qui a entraîné une diminution du surcoût unitaire.

Le surcoût prévisionnel total dû à l'obligation d'achat, ainsi que sa répartition par filière, est donné par les figures 2 à 4 pour les objectifs haut et bas de la PPI (surcoût constaté pour l'année 2002).

L'évolution prévisionnelle de la part de la CSPE due à l'obligation d'achat (égale au surcoût de l'obligation d'achat divisé par l'assiette des kWh contributeurs à la CSPE) est donnée par la figure 5 (valeur constatée pour 2002). La part de la CSPE due à l'obligation d'achat représente environ 70 % de la CSPE totale.

Lorsque les objectifs maximum de la PPI seront atteints (7), et sous réserve que le plafond de la CSPE soit relevé pour permettre une compensation intégrale des surcoûts, le surcoût d'achat total sera de l'ordre de 2 000 M€, soit 5 €/MWh (8), représentant un peu moins de 5 % de la facture d'électricité

TTC actuelle d'un particulier et jusqu'à 10 % de la facture hors taxe d'un industriel (le surcoût dû à la filière éolienne sera de 600 M€, soit 1,4 €/MWh).

Par ailleurs, le mécanisme des obligations d'achat ne prend pas en compte les éventuelles subventions reçues par les producteurs (de l'Ademe (9), des collectivités locales...), qui pèsent aussi sur la collectivité.

Le mécanisme des appels d'offres constitue un moyen *a priori* moins coûteux pour atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables fixés par le gouvernement. Il présente les avantages suivants :

- il permet d'obtenir le meilleur prix par le jeu de la concurrence, prix qui intégrera les subventions reçues. À titre

**Un certificat vert est la preuve attestant que l'électricité qui a été injectée sur le réseau par un producteur est d'origine renouvelable**

devoir être étudié avec attention. Un certificat vert est la preuve attestant que l'électricité qui a été injectée sur le réseau par

d'illustration, le programme « Éole 2005 » lancé par le gouvernement par deux appels d'offres, en 1996 et en 1998, a permis d'obtenir un prix d'achat de l'électricité éolienne proposé par les producteurs de 47,5 €/MWh (à comparer au tarif réglementé supérieur à 80 €/MWh) ;

- la puissance publique conserve la maîtrise du volume des capacités de production réalisées, peut peser sur la technologie des équipements et dispose de la possibilité d'orienter l'implantation géographique des projets, ce qui permet à la fois de mener une politique d'aménagement du territoire et de mieux gérer le seuil d'acceptabilité des unités de production par les populations.

Par ailleurs, la Commission estime que le mécanisme des certificats verts

devrait être étudié avec attention. Un certificat vert est la preuve attestant que l'électricité qui a été injectée sur le réseau par un producteur est d'origine renouvelable.

(6) Ce volume inclut les kWh produits par les installations d'EDF et des ELD entrant dans le cadre de l'obligation d'achat, conformément à la loi du 3 janvier 2003. Ces kWh n'étaient ainsi pas pris en compte en 2002.

(7) Si les objectifs maximum sont atteints en 2010, le surcoût devrait être un peu plus faible du fait d'une part, de la dégressivité des tarifs d'achat, et d'autre part, de la mise en œuvre des contrats issus des appels d'offres qui devraient permettre d'acheter l'électricité à un prix moindre que les tarifs de l'obligation d'achat.

(8) En considérant une augmentation de la consommation électrique de 2 % par an.

(9) Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.

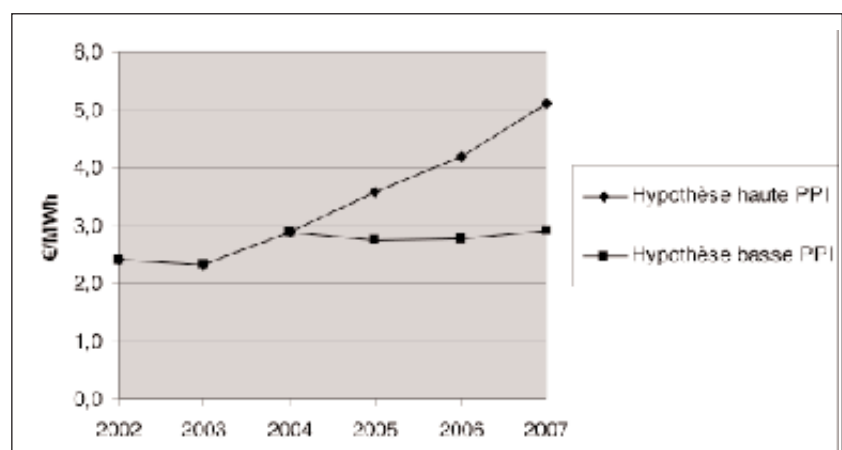


Fig. 5. – Evolution prévisionnelle de la part de la CSPE due à l'obligation d'achat.

lable. On peut alors mettre en place un marché de certificats verts, distinct du marché de l'électricité, permettant à chaque opérateur (producteur ou consommateur) d'atteindre un quota minimum d'électricité « verte ». Comme ce marché est distinct du marché électrique, il n'en subit pas les contraintes

notamment en termes de congestions aux frontières. Techniquement, il serait assez facile de créer un marché européen des certificats verts, qui bénéficierait ainsi d'un effet de taille considérable. Il serait donc souhaitable, afin de disposer d'une expérience concrète dans le domaine, que la France

expérimente rapidement un tel mécanisme à l'échelle nationale. ●

