

La compensation des charges du service public de l'électricité

PRESENTATION

La contribution aux charges de service public de l'électricité (CSPE) est largement méconnue des consommateurs, qui l'acquittent pourtant directement, en réglant leurs factures d'électricité, pour un montant substantiel : 1,7 Md€ en 2009.

Qualifié par le Conseil d'Etat d'« imposition innommée », la CSPE n'est cependant pas soumise au livre des procédures fiscales, même si elle est régie par certains principes généraux de la procédure fiscale, et le Parlement n'intervient pas dans la fixation du taux de son prélèvement.

Comme son nom l'indique, la CSPE vise à compenser les charges du service public de l'électricité, plus exactement certaines d'entre elles.

La loi prévoit, en effet, que les charges imputables au service public de l'électricité font l'objet d'une compensation, soit par les tarifs, soit par le mécanisme de la CSPE.

Même s'il ne les englobe pas toutes, le service public de l'électricité recouvre des activités de production, de transport, de distribution et de fourniture d'électricité. Les lois sur l'électricité, votées depuis l'ouverture du marché en 2000, et le contrat de service public conclu entre l'Etat et EDF en précisent le contenu : essentiellement, le soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, la péréquation tarifaire dans les départements d'outre-mer et en Corse, et les tarifs sociaux de l'électricité.

Ces charges que la CSPE est censée compenser ont augmenté très rapidement et de façon largement incontrôlée depuis 2009, tandis que le taux de la contribution est, lui, resté inchangé depuis 2004. Il s'ensuit un déséquilibre croissant du mécanisme de compensation, avec un déficit, en augmentation exponentielle, de 1,6 Md€ à fin 2009 qui pourrait atteindre 2,6 Md€ fin 2010.

Les mesures correctrices qui viennent d'être prises, notamment par le Parlement dans la loi de finances pour 2011, n'apportent pas de véritable remède à la dérive structurelle du système actuel.

I - La compensation de certaines charges du service public de l'électricité par la CSPE

A - La prise en charge du service public de l'électricité

La loi organisant le service public de l'électricité distingue plusieurs modes de prise en charge des surcoûts résultant de l'exécution des missions de service public.

Le service public de l'électricité recouvre plusieurs missions :

- *la mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité* : elle consiste à réaliser les objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production, arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, et à garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental. Tous les producteurs, notamment EDF, contribuent à la réalisation de cette mission ;

- *la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité* : elle consiste à assurer l'égalité d'accès à l'électricité sur le territoire national, dans le cadre de monopoles : EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (les départements d'outre-mer, la Corse, Saint-Pierre-et-Miquelon et quatre îles bretonnes - Ouessant, Molène, Sein et l'Archipel des Glénan), ERDF, RTE, Electricité de Mayotte, ainsi que les gestionnaires locaux de réseaux publics de distribution ;

- *les missions de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, de mise en œuvre des dispositifs sociaux de fourniture d'électricité et de fourniture aux clients bénéficiant de la fourniture de secours* : il s'agit d'assurer, sur l'ensemble du territoire, la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, ou à tarif réduit pour certains clients, conformément aux dispositions de la loi du 31 mai 1990 et de l'article L.115-3 du code de l'action sociale et des familles. La loi confie, à titre exclusif, la fourniture à tarifs réglementés à EDF et aux distributeurs non nationalisés (DNN). Par ailleurs, la « *fourniture de secours* » vise à ne pas laisser un consommateur sans fournisseur dans le cas où l'habilitation d'un fournisseur à exercer son activité lui serait retirée par le ministre chargé de l'énergie.

Pour les prestations de service public sous forme de transport et de distribution assurées dans le cadre de monopoles, les coûts sont supportés par les monopoles concernés, RTE et ERDF, et ils doivent être couverts par les tarifs de l'électricité. Il en est de même des surcoûts correspondant à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, assurée également sous monopole.

En revanche, la loi pose le principe d'une compensation publique spécifique des charges correspondant aux missions de service public assurées dans un cadre non monopolistique.

Pour ce type de charges, le décret du 28 janvier 2004 identifie trois catégories distinctes de surcoûts compensables dans les domaines de la production et de la fourniture d'électricité :

- les surcoûts liés à une obligation d'achat ou aux appels d'offres en métropole continentale, qui font l'objet d'une compensation intégrale ;
- les surcoûts des producteurs et des fournisseurs EDF et Electricité de Mayotte (EDM) liés à la péréquation tarifaire dans les zones non-interconnectées (ZNI), également intégralement compensés;
- les surcoûts des fournisseurs liés aux dispositifs sociaux, compensés intégralement pour la tarification de première nécessité, mais seulement partiellement - à hauteur de 20 % des charges liées à cette tarification - pour la participation des fournisseurs au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

B - La contribution au service public de l'électricité (CSPE)

La contribution au service public de l'électricité (CSPE), mise à la charge des consommateurs d'électricité, a été instituée par l'article 38 de la loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.

Son montant, arrêté annuellement par le ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la commission de régulation de l'énergie (CRE), est calculé de sorte que les contributions couvrent l'ensemble des charges de service public ainsi que les frais de gestion exposés par l'organisme gestionnaire, la Caisse des dépôts et consignations (CDC).

Dès 2003 et jusqu'à fin 2010, la CSPE a été encadrée par une limitation d'assiette et par deux plafonds :

- l'électricité produite par un producteur pour son propre usage n'est prise en compte pour le calcul de la contribution qu'au-delà de 240 millions de kilowattheures par an ;
- le montant de CSPE ne peut excéder 500 000 € par site de consommation ;
- la contribution applicable à chaque kilowattheure ne peut dépasser 7 % du tarif de vente du kWh, soit au tarif en vigueur depuis août 2010, 5,58 € par MWh.

Un an après la mise en place de la CSPE, la loi de finances rectificative pour 2004 a apporté deux modifications significatives au nouveau mécanisme.

D'une part, les surcoûts relatifs aux mécanismes d'appels d'offres ou d'obligation d'achat ont cessé d'être appréciés par rapport aux coûts d'investissement et d'exploitation évités à EDF ou aux distributeurs non nationalisés (DNN). Ils sont désormais calculés « *par référence aux prix de marché de l'électricité* ».

D'autre part, l'assiette de la CSPE a été réduite : les entreprises de transport ferroviaire ou de transports collectifs urbains interconnectés (SNCF, RATP) bénéficient désormais du plafonnement à 500 000 €, prévu par site de consommation et destiné aux entreprises fortement dépendantes de l'énergie électrique.

Un an plus tard, la loi du 13 juillet 2005 a ajouté un nouveau plafonnement, à hauteur de 0,5 % de la valeur ajoutée, pour les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh d'électricité. Les modalités d'évaluation des coûts évités pour les distributeurs non nationalisés ont également été à nouveau modifiées : il n'est plus question pour ces distributeurs d'une référence aux prix de marché, mais aux tarifs de cession réglementés appliqués par EDF, à due proportion de l'électricité acquise dans ces conditions. Le mécanisme de fixation de la CSPE a aussi été simplifié et ses modalités de versement modifiées.

Enfin, la loi du 7 décembre 2006 a alourdi les charges financées par la CSPE : le budget du médiateur de l'énergie entre désormais dans son périmètre ; la CSPE peut aussi financer le nouveau tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) institué par cette même loi. Un mécanisme complexe de compensation mixte fait supporter in fine le coût de ce tarif – appelé à disparaître fin 2010 – sur les principaux producteurs d'électricité d'origine nucléaire et hydraulique (EDF et GDF-SUEZ) et, dans une moindre mesure, sur les consommateurs d'électricité, via la CSPE et dans une certaine limite : 0,55 €/MWh, sans que le niveau de la CSPE puisse dépasser 4,5 €/MWh.

Les modalités de fonctionnement de la CSPE

Les opérateurs adressent à la CRE, avant le 31 mars de chaque année, une déclaration comportant toutes les données relatives aux quantités d'électricité produites ou achetées, ainsi que les éléments constitutifs des différents surcoûts, pour l'année précédente. La CRE évalue, de façon prévisionnelle, le montant des charges à compenser et le volume de kWh soumis à la contribution.

Le montant prévisionnel retenu par la CRE, sur la base des déclarations des opérateurs, résulte d'un calcul complexe : il est augmenté (ou diminué) de la différence entre le montant des charges effectivement constatées au cours des années antérieures et le montant des contributions recouvrées au titre des mêmes années ; s'y ajoutent les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations (CDC) au titre de l'année à venir ; est enfin déduit le montant des produits financiers que la CDC a réalisés dans sa gestion.

Avant le 15 octobre, la CRE adresse ses propositions au ministre, y compris pour le taux unitaire de la CSPE. Il revient alors au ministre d'arrêter les montants avant le 31 décembre. La CRE notifie ensuite à chaque opérateur les charges retenues le concernant pour l'année suivante.

Dans la pratique, cependant, le ministre chargé de l'énergie n'a pas pris l'arrêté nécessaire pour fixer le montant des charges de service public depuis l'exercice 2006. Pour maintenir le fonctionnement normal du mécanisme de compensation, la CRE a donc pris l'initiative de notifier directement aux opérateurs le montant des charges à compenser, se substituant, de fait, au ministre. Néanmoins, le Conseil d'État, saisi par Électricité de Strasbourg qui contestait le montant des charges prévisionnelles qui lui avaient été notifiées, a confirmé, dans un arrêt du 31 juillet 2009, que la CRE ne peut notifier que les charges qui ont été préalablement arrêtées par le ministre. Le ministre a, depuis lors, fixé par arrêté le montant prévisionnel des charges pour 2010, mais sans préciser le montant de la contribution unitaire, de sorte que la valeur de 4,5 €/MWh, appliquée depuis 2004 s'est trouvée de facto reconduite.

Les contributions des consommateurs qui ont choisi des offres de marché sont recouvrées par le gestionnaire du réseau, sous la forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs d'utilisation des réseaux; celles des consommateurs qui sont restés aux tarifs réglementés sont recouvrées par le fournisseur, sous la forme d'un prélèvement additionnel à ces tarifs. Les redevables qui supportent, par ailleurs, des charges de service public peuvent s'abstenir de tout versement tant que leur compte à la Caisse des dépôts et consignations est créditeur.

II - L'insuffisance de la CSPE, depuis 2009, par rapport aux charges à couvrir

A - Une progression des charges à couvrir supérieure à celle de l'assiette de la CSPE

Le total des charges de service public compensables est passé de 1 533,4 M€ en 2004 à 2 661,6 M€ en 2009. Pour les financer, l'assiette de la CSPE a certes progressé, mais beaucoup moins vite.

Sur l'ensemble de la période 2004-2009, la consommation électrique prévisionnelle s'est accrue de près de 6 %. Compte tenu de la croissance très rapide (près de 20 %), dans le même temps, des effets des plafonnements et des exonérations, l'augmentation de l'assiette de la CSPE a cependant été limitée à la moitié de ce taux, soit 3 %. Il en est résulté un manque de CSPE à encaisser substantiel, compris entre 260 M€ et 486 M€ par an selon les années. Les exonérations et plafonnements, qui ont été décidés selon une logique conforme à la directive du 27 octobre 2003 qui entend préserver la compétitivité des industries électro-intensives, peuvent ainsi s'analyser comme un transfert de charges depuis les entreprises, qui en sont les principales bénéficiaires, vers les autres contributeurs (PME, professionnels et particuliers).

Les projections pour 2010 confirment le maintien de cette tendance : l'assiette de la CSPE ne devrait représenter que 80 % de la consommation électrique nationale totale, correspondant à un manque à encaisser d'environ 416 M€.

Le total des charges prévisionnelles à compenser continuant d'augmenter plus rapidement (+ 29 %) que l'assiette de la consommation électrique soumise à contribution (+ 3 %), le montant de la contribution unitaire théorique devrait s'accroître fortement.

Ainsi, la contribution unitaire théorique par MWh, calculée par la CRE pour équilibrer les charges prévisionnelles à compenser, aurait dû s'élever à 5,72 € en 2009 et à 6,51 € en 2010. Or, le montant effectif de la CSPE a de fait été maintenu à 4,5 € tandis que la loi a fixé, pour cette contribution, un plafond, qui ressortait, depuis août 2010 à 5,58 €.

Pour 2011, la CRE estime les charges prévisionnelles cumulées à 4 816 M€, soit une progression de 2 579 M€ par rapport aux charges prévisionnelles pour 2009. Elle évalue à 12,90 €/MWh, la contribution qui serait nécessaire pour assurer l'équilibre avec les charges, dont 9,3 €/MWh pour couvrir les charges prévisionnelles au titre de 2011

(3 465 M€), et 3,6 €/MWh pour régulariser les déséquilibres de 2009 et des années antérieures s'élevant à 1 351 M€.

B - Un taux de CSPE resté pourtant inchangé depuis 2004

Bien que les charges du service public de l'électricité aient progressé beaucoup plus rapidement que l'assiette de la CSPE, le ministre chargé de l'énergie n'a pris aucun arrêté pour en modifier le niveau. Son taux, fixé en 2004 et 2005 à 4,5 €/MWh, a été automatiquement reconduit depuis 2006 jusqu'à 2010 inclus. Il était cependant très en deçà du plafond légal de la CSPE qui s'élevait à 5,58 €/MWh en août 2010.

De surcroît, les nouvelles charges financées par la CSPE ont sensiblement aggravé le déséquilibre du dispositif :

- le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) a été financé à hauteur de 0,55 €/MWh en 2007 et de 0,23 €/MWh en 2008 ;

- en 2008 et 2009, le budget du médiateur de l'énergie l'a également été à hauteur de 0,01 €/MWh, et il devrait l'être pour 0,02 €/MWh en 2010 ;

- par voie de conséquence, la part effective de la contribution unitaire destinée à couvrir les charges imputables au service public de l'électricité n'a ainsi été que de 3,4 €/MWh en 2007, 4,26 €/MWh en 2008 et 4,49 €/MWh en 2009 ; elle devrait s'établir à 4,48 €/MWh en 2010.

Le taux de la contribution unitaire fixé par défaut à 4,5 €/MWh depuis 2004 n'a plus permis, depuis 2009, de couvrir intégralement les charges réellement supportées par les opérateurs. Selon les estimations de la CRE, réalisées avant l'augmentation intervenue au 1^{er} janvier 2011, le déficit de recouvrement de la CSPE devrait atteindre 582 M€ en 2009 et 732 M€ en 2010, soit un montant prévisionnel cumulé de 1 314 M€ au titre de ces deux exercices. Ce déficit cumulé équivaut à plus de la moitié du montant prévisionnel de la CSPE pour 2010.

C - Un déséquilibre de la compensation pesant sur EDF

La quasi-totalité de la CSPE (99 % en 2004, 96 % en 2008) bénéficie à l'opérateur historique EDF, qui supporte l'essentiel des charges de service public. Compte tenu des volumes financiers en jeu,

cette compensation des charges constitue un enjeu non négligeable dans l'équilibre financier et la stratégie de développement du groupe EDF.

Les autres bénéficiaires sont des distributeurs non nationalisés dont la part augmente, surtout Electricité de Mayotte (EDM).

A Mayotte, l'augmentation tient principalement à la péréquation tarifaire appliquée à partir de 2003 et devenue effective en 2007. L'alignement des tarifs de vente hors taxes d'EDM sur ceux de la métropole a généré un accroissement mécanique des surcoûts, à concurrence de la part des coûts de production non couverte par les recettes tarifaires (qui dépassait un facteur de 4 pour 1 en 2008) et un effet d'aubaine pour les consommateurs insulaires, qui trouvent un avantage comparatif à privilégier l'électricité, dans le contexte d'une croissance démographique très dynamique. Au total, le rythme d'accroissement de la consommation électrique est supérieur à 10 % par an à Mayotte.

Selon les estimations d'EDF, dorénavant société anonyme dont une partie du capital n'appartient plus à l'Etat, les charges de service public effectivement supportées par l'entreprise en 2009 et 2010 seraient très supérieures aux estimations prévisionnelles de la CRE. L'entreprise chiffre le déficit cumulé de recouvrement de CSPE à 1,6 Md€ à fin 2009 et à 2,6 Md€ à fin 2010. Elle estime, que, toutes choses égales par ailleurs, les charges de service public de l'électricité pourraient connaître une forte progression qui nécessiterait, hors effet report, une contribution unitaire de 7,1 €/MWh en 2010 et jusqu'à 16,5 €/MWh en 2020 pour couvrir les charges prévisionnelles des années considérées.

D - Des évolutions différenciées selon les grandes catégories de charges compensées

Les trois principales catégories de surcoûts compensables au titre de la CSPE ne présentent ni la même importance, ni les mêmes évolutions :

- les achats d'énergie occupent une place prépondérante, de presque les deux-tiers du montant de la CSPE : leur part relative a, toutefois, régressé entre 2004 et 2008, passant de 77 % à 60 %, et même 50 % en 2009, mais cette baisse est liée aux variations des prix de marché de l'électricité qui entrent dans le calcul des surcoûts, et non aux volumes d'achats d'énergie dont la tendance est croissante ;
- la péréquation tarifaire, dans les ZNI, génère un montant moindre, initialement de l'ordre du tiers de la CSPE totale,

mais en forte croissance : sa part est passée de 23 % en 2004 à près de 36 % en 2008 de la CSPE totale, et à plus de 45 % en 2009. Si l'on consolide la compensation des surcoûts liés à l'obligation d'achat et l'impact de la péréquation tarifaire dans les ZNI (EDM incluse), la compensation des charges, dans les zones insulaires, est devenue en 2008 le premier poste de la CSPE, avec près de la moitié du total des charges compensées. Elle a progressé de près de 33 % entre 2004 et 2005, et de plus de 15 % par an au cours des trois années suivantes. Cette tendance se confirme en 2009 avec un montant prévisionnel de charges à compenser au titre des ZNI de 60 % du montant total de la CSPE ;

- les tarifs sociaux, bien qu'affichant une croissance forte, n'occupent encore qu'une place marginale dans la CSPE (3,2 % en 2008). A cet égard, il faut noter que la tarification sociale n'est entrée en vigueur que le 1^{er} Janvier 2005. De plus, les dispositions relatives au tarif de première nécessité (TPN) ne sont pas applicables à Mayotte.

III - Une progression incontrôlée des charges liées au soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération

Parmi les charges de service public liées aux achats d'énergie, celles liées à la cogénération (production simultanée d'électricité et de chaleur) représentent, depuis 2004, un poids relatif prépondérant et assez stable. Les prévisions indiquent cependant que les énergies renouvelables dépassent, dès 2010, la cogénération comme facteur générateur de CSPE au titre de l'électricité achetée, au cours des prochaines années.

En leur sein, les filières éolienne et photovoltaïque prennent une importance grandissante, même si la part du photovoltaïque est encore très modeste en volume. Rapportée au volume total de l'électricité achetée, cette filière ne passerait en effet, en France métropolitaine continentale, que de 0,07 % en 2008 à 0,8 % en 2010 et 4,8% en 2011, mais son poids relatif dans la CSPE augmenterait dans le même temps de 0,4 % en 2008 à 5,7 % en 2010 et 26,4 % en 2011. Cette dérive a conduit le gouvernement à instaurer le 9 décembre 2010 une suspension de trois mois de l'obligation d'achat de projets d'énergie d'origine photovoltaïque et à envisager de reconsidérer prochainement les modalités du soutien au développement de cette filière.

Dans les ZNI, les énergies renouvelables connaissent un développement relatif modeste, dans un contexte de croissance soutenue de la demande énergétique. Toutefois, là encore, la filière photovoltaïque se distingue par des volumes d'électricité très faibles, achetés à un prix élevé : près de quatre fois supérieur au prix d'achat des autres filières en 2008.

Cette disproportion entre le volume d'électricité « solaire » mise à disposition du réseau, en métropole comme dans les ZNI, et le coût qu'elle induit via la CSPE confirme la nécessité d'une évaluation périodique de l'efficacité de la politique de soutien au développement du photovoltaïque.

Au cours des dernières années, l'évolution des charges liées au soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération s'est opérée via deux canaux principaux :

- l'augmentation des tarifs d'achat définis par l'Etat ;
- l'augmentation des volumes achetés au titre de l'obligation d'achat.

Compte tenu des modalités d'évaluation des charges de service public, ces deux paramètres interagissent avec l'évolution des prix de marché de l'électricité. Quand les prix de l'électricité sont bas sur le marché, les surcoûts à compenser sont plus élevés, pour combler l'écart qui existe avec le niveau des tarifs d'achat, et inversement.

A - Les tarifs d'achat par filière

La principale explication de l'accroissement des volumes d'électricité achetés sous obligation d'achat, et des coûts qui en résultent, réside dans les règles tarifaires fixées par les pouvoirs publics pour promouvoir le développement des énergies renouvelables.

En effet, en application de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF et les entreprises locales de distribution sont contraints à une obligation d'achat d'électricité d'origine renouvelable. Les producteurs bénéficient, en outre, de deux avantages : d'une part, un tarif, fixé par arrêté pour chaque filière, qui tient compte des coûts d'investissement et d'exploitation exposés par les producteurs, assorti le cas échéant d'une prime, et, d'autre part, la garantie que l'intégralité de la production sera rachetée à ce même tarif durant une période pouvant aller jusqu'à 20 ans, ce qui constitue une rente de situation.

Trois vagues successives d'arrêtés tarifaires concernant les énergies renouvelables sont intervenues depuis 2000 : entre 2001 et 2003

(en application de la loi de février 2000), puis en 2006-2007 et en 2009-2010.

Les conditions de rachat de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables, en particulier éolienne et photovoltaïque, introduites en juillet 2006, sont nettement plus attractives qu'auparavant pour ces filières, et traduisent la volonté des pouvoirs publics de soutenir le développement de ces dernières. Les effets en sont d'ailleurs sensibles, avec une très forte extension du parc des centrales installées, une augmentation du volume de l'électricité produite et achetée et, par voie de conséquence, des surcoûts à compenser par la CSPE.

La filière éolienne, industriellement mature, bénéficie d'un tarif de rachat de l'électricité adapté aux coûts de production, tout en intégrant une rémunération du porteur de projet. La forte augmentation des charges liées à la filière éolienne dans la CSPE est donc étroitement corrélée à la forte augmentation de la puissance installée sur le territoire.

Destinée à amorcer la constitution puis le développement de la filière photovoltaïque, la fixation de conditions tarifaires attractives a contribué à promouvoir l'électricité qui en est issue, dans des proportions telles, que l'effet d'aubaine en résultant pour les investisseurs de la filière (+ 1 500 % de contrats d'achat de 2004 à 2008) a provoqué un goulet d'étranglement dans les opérations de raccordement des installations au réseau public d'électricité.

Même si elle ne concerne encore que de faibles volumes d'achat, la « *bulle spéculative* », accompagnant le développement de la filière, très supérieur aux objectifs, a conduit le ministre chargé de l'énergie à réviser le dispositif, successivement en janvier et en août 2010, pour le rendre moins attractif. En cumulé, la baisse des tarifs atteint jusqu'à 38% pour certaines installations.

La cogénération bénéficie également d'un régime favorable.

Les surcoûts d'achat de l'électricité ainsi produite constituent, de très loin, le poste prépondérant de la CSPE au titre de l'obligation d'achat : ils ont évolué dans une fourchette comprise entre 676 M€ et 828 M€, selon les années, soit entre 83 % et 94 % des charges de service public liées à l'obligation d'achat. L'effet volume lié à la dynamique de la filière s'est combiné avec l'effet prix dû au tarif d'achat unitaire élevé, lui-même amplifié par le relèvement du plafond de la rémunération variable liée au prix du gaz.

B - Le nombre de contrats d'achat d'électricité par filière de production et les volumes achetés

La cogénération, filière aidée depuis de longues années, se développe désormais à un rythme moins soutenu, et le soutien apporté aux installations anciennes va progressivement se réduire en volume, au fur et à mesure de l'expiration, entre 2010 et 2014, de la majorité des contrats d'achats signés. En effet, plus de la moitié des contrats d'achat arrivant à expiration (de l'ordre de 2,4 GW sur un total de 4 GW) ne pourront être renouvelés, car ils excèdent le seuil de 12 MW de puissance installée au-delà duquel la possibilité de renouvellement du contrat n'est pas ouverte. Ces installations de plus de 12 MW pourront, soit cesser leur activité, soit vendre librement leur électricité sur le marché, soit enfin, le cas échéant, participer à un appel d'offres « *biomasse* » afin de bénéficier d'un nouveau contrat d'achat. Près de 2,3 GW d'installations de moins de 12 MW pourront être renouvelés, si des investissements de rénovation sont réalisés.

Dans le scénario central, élaboré par les « *cogénérateurs* » lors de la révision de la PPI, le taux de rénovation des installations était estimé à 50 %. Selon les estimations de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) du ministère chargé de l'énergie, les charges liées à la cogénération pourraient s'établir à environ 200 M€ à l'horizon 2015, contre 670 M€ actuellement.

Le nombre de contrats d'achat liés à la cogénération aurait pu décroître encore plus rapidement. En effet, la quasi-majorité des contrats conclus entre 1997 et 1999, pour une durée de douze ans, avaient vocation à expirer entre 2009 et 2011. La loi du 9 août 2004 a confirmé le caractère non reconductible des contrats relevant de l'obligation d'achat. Toutefois, le décret du 7 décembre 2005 relatif à la rénovation des installations de production d'électricité sous obligation d'achat, a autorisé le renouvellement des contrats d'achat, dès lors qu'une rénovation est mise en œuvre et que les investissements de rénovation représentent entre le tiers et la moitié de l'investissement initial.

Les avantages de la cogénération, en termes d'efficacité énergétique méritent, dès que possible, d'être réévalués et mis en rapport avec le coût, élevé, du soutien à la filière via la CSPE. Cette évaluation mérite d'être conduite dès que possible.

Si la part de la cogénération décroît, le nombre de contrats concernant les énergies renouvelables, en revanche, augmente très rapidement entre 2004 et 2008: +265 % pour la filière biogaz, +434 % pour la filière éolienne, sous obligation d'achat, malgré un encadrement

administratif strict du dispositif¹⁷³, et une explosion de la filière photovoltaïque, dont les installations sous obligation d'achat ont cru de plus de 1 500 %. Cette tendance s'est encore amplifiée en 2009 et 2010. Un tel accroissement, issu de la conjonction de facteurs économiques favorables (tarifs de rachat de l'électricité produite, fiscalité allégée, aides à l'installation, évolution très favorable du coût de production¹⁷⁴, etc.), justifie, là encore, une évaluation périodique des effets des mesures incitatives, mises en œuvre pour satisfaire les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Les arrêtés tarifaires, pris fin 2009 et en août 2010, témoignent de la prise de conscience, par les autorités publiques chargées de l'énergie, du caractère non maîtrisé des dépenses de soutien à la filière photovoltaïque, qui requiert, de toute urgence un strict encadrement.

Au-delà du nombre de contrats, il convient de prendre en considération les volumes achetés.

A cet égard, la dynamique de croissance des achats d'électricité au titre de l'obligation d'achat est sensiblement différente selon qu'il s'agit des filières traditionnelles ou des énergies renouvelables. Sur la période 2003-2008, les quantités livrées par la filière cogénération stagnent et tendent à régresser, alors que les volumes relevant de la filière hydraulique font plus que doubler pendant la même période. En revanche, les volumes d'électricité renouvelable achetée ont triplé au cours de la période, et pourraient quadrupler en 2010. Parmi ces énergies, les deux filières les plus dynamiques sont l'éolien, avec des quantités livrées non négligeables (près de 30 % des livraisons en 2010) et le photovoltaïque dont le parc des centrales installées croît à vive allure, même s'il ne produit qu'une fraction minimale de l'électricité (0,07 % en 2008 mais déjà 0,8 % du total en 2010 selon les prévisions).

C - Perspectives d'évolution des charges d'ici 2020

En l'état actuel de la réglementation en vigueur, les prévisions d'évolution des charges par filière sont inquiétantes.

Selon des ordres de grandeur fournis par la DGEC fin septembre 2010, ces charges pourraient ainsi atteindre 5 Md€ à l'horizon 2020.

¹⁷³ En métropole continentale, les installations utilisant l'énergie mécanique du vent doivent être implantées dans des zones de développement de l'éolien (ZDE) et respecter la fourchette de puissance installée, fixée par l'arrêté préfectoral qui crée la ZDE considérée. Jusqu'au 15 juillet 2007, les parcs éoliens, établis en dehors d'une ZDE et dont la puissance installée était inférieure ou égale à 12 MW, bénéficiaient automatiquement de l'obligation d'achat.

¹⁷⁴ Le secteur photovoltaïque aurait ainsi connu une baisse de l'ordre de 30 % à 40 % de ses coûts de production en 2009.

Celles induites par la filière photovoltaïque devraient représenter entre 2,4 Md€ et 2,6 Md€ selon les hypothèses de marché. Pour au moins 60 %, elles sont inéluctables, car elles correspondent à des projets engagés. Les charges induites par la biomasse devraient représenter entre 1,5 Md€ et 1,8 Md€, selon les hypothèses de prix de marché. L'éolien en mer devrait occasionner des charges à hauteur de 0,5 Md€ à 0,7 Md€. La production éolienne à terre, source d'énergie renouvelable la plus sensible aux hypothèses de prix de marché compte tenu des volumes produits, pourrait générer une charge de 215 M€ dans un scénario central, ou, au contraire, contribuer positivement à hauteur de 450 M€.

Les charges résultant des tarifs sociaux devraient croître de 75 M€ aujourd'hui à 150 à 200 M€ en 2020.

Selon la DGEC, à moyen terme, les charges de cogénération pourraient décroître, jusqu'à 200 M€ d'ici quatre ans, après avoir connu leur pic historique en 2009, à 1 Md€. A l'inverse, les charges liées à la péréquation tarifaire pourraient croître d'environ 50 M€ par an, sous l'effet d'une augmentation de la demande d'environ 5 % l'an.

Ces ordres de grandeur sont toutefois indicatifs et dépendent très étroitement des hypothèses prises – notamment sur le développement du photovoltaïque et, dans une moindre mesure, sur les prix de marché : concernant les surcoûts liés à l'obligation d'achat, les charges de CSPE augmentent de 20 M€ lorsque les prix de marché baissent d'un euro par MWh sur l'année. Ainsi, si la DGEC a pu avancer le chiffre de 5 Md€ pour les charges de service public à l'horizon 2020, la CRE les évalue – hors régularisation des années antérieures-, à 4 300 M€ dès 2012. Et lorsqu' EDF évalue à 16,5 €/MWh le montant de CSPE nécessaire en 2020 à législation inchangée, cela correspond à un montant de charges de l'ordre de 6 500 M€.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Depuis 2009, le taux actuel, resté inchangé depuis 2004, de la CSPE ne permet plus de couvrir les charges de service public. Leur financement par la CSPE ne s'inscrit plus dans une trajectoire soutenable. Le déficit structurel de compensation, estimé à 1,6 Md€ en 2009, pourrait atteindre 2,6 Md€ en 2010. En l'état, il pèse sur le fonds de roulement d'EDF.

Dans sa délibération de l'automne 2010 relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2011, la CRE a recommandé de porter cette dernière à 12,90 €/MWh, dont 9,3 €/MWh pour couvrir les charges prévisionnelles de service public au

titre de 2011, et 3,6 €/MWh pour couvrir la régularisation des charges de 2009 et les reliquats antérieurs.

Cette situation appelle, en premier lieu, une action ferme de maîtrise des dépenses, notamment pour le soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération. Toute formule d'obligation d'achat à « guichet ouvert » devrait être résolument écartée pour les filières peu matures où l'évolution des technologies conduira à une évolution rapide des coûts de production ; par ailleurs, les politiques de soutien aux filières devraient s'appuyer sur des stratégies industrielles de développement des filières mieux maîtrisées et plus contrôlées.

Au-delà, une réflexion et une action s'imposent, sur la nature de la CSPE, sur sa gouvernance, ainsi que sur son niveau.

Créée par la loi, la CSPE a été qualifiée par le Conseil d'Etat, dans deux décisions du 13 mars 2006, d'« imposition innommée » - c'est-à-dire une imposition non susceptible de se rattacher clairement à l'une des deux catégories d'impositions définies à l'article L. 199 du livre des procédures fiscales : impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires ou assimilées, d'une part, et droits d'enregistrement, droits de timbre, contributions indirectes et assimilées, d'autre part. Il s'agit bien d'un prélèvement assis sur la consommation électrique, payé par tous, quand bien même le grand public n'en a-t-il, le plus souvent, pas conscience. Dès lors, le taux, et au-delà les conditions de prélèvement, de ce quasi-impôt devraient faire l'objet d'une autorisation périodique et d'un contrôle du Parlement conformément au principe constitutionnel du consentement à l'impôt, et à l'obligation de transparence visant les prélèvements obligatoires posée par l'article 52 de la LOLF.

La loi de finances pour 2011 a, dans son article 37, modifié les modalités de fixation de la CSPE d'une part, en supprimant le plafond de 7% du prix de l'énergie du tarif 6kVA Base (soit 5,58 €/MWh actuellement) et, d'autre part, en prévoyant qu'en l'absence de décision du ministre avant le 31 décembre, la proposition de la CRE s'appliquerait par « délégation » du législateur. La loi prévoit également dans ce dernier cas que l'augmentation de la contribution d'une année sur l'autre n'excèdera pas 3 €/MWh, ce qui porte le taux de la contribution unitaire à 7,5 €/MWh. Enfin, le montant du plafond de la CSPE due par site est porté à 550 000 € (au lieu de 500 000 €) et fera désormais l'objet d'une actualisation annuelle.

Cette modification des procédures de fixation de la CSPE, qui a conduit à un relèvement significatif de cette contribution au 1^{er} janvier et rendra le système plus robuste, n'empêchera pas le montant global des sommes dues à EDF de croître encore en 2011. Cela conduit le ministère

à affirmer que « le montant de la contribution unitaire devra être relevé au-delà de la hausse intervenue pour l'année 2011 ». En outre, cette réforme laisse la CSPE en dehors du droit commun de l'autorisation et du contrôle du Parlement en matière d'imposition.

Au-delà de l'évolution de la CSPE, la légitimité même de son mécanisme actuel mérite réflexion : même si la logique du système actuel permet l'internalisation du coût complet de production de l'électricité dans les prix de vente, est-il justifié de faire reposer une part essentielle du financement du soutien au développement des énergies renouvelables et des autres charges du service public de l'électricité sur le seul consommateur d'électricité ?

La Cour formule les recommandations suivantes :

- maîtriser les facteurs de croissance des charges du service public de l'électricité, au premier rang desquelles figure le système de l'obligation d'achat, à des tarifs trop attractifs, fonctionnant « à guichet ouvert ». C'est le sens, pour ce qui concerne ce dernier sujet, de la concertation menée actuellement par MM. Charpin et Trink avec l'ensemble des parties prenantes de la filière photovoltaïque ;
- s'interroger sur l'opportunité de continuer à soutenir des filières qui ne figurent pas parmi les priorités gouvernementales en matière de politique énergétique, comme la cogénération ;
- remettre à plat le dispositif d'ensemble afin d'en rendre le fonctionnement plus lisible et d'en clarifier le statut fiscal ;
- réexaminer le financement du soutien au développement des énergies renouvelables, par le consommateur d'énergie.

**REPONSE DE LA MINISTRE DE L'ÉCOLOGIE, DU
DEVELOPPEMENT DURABLE, DES TRANSPORTS ET DU
LOGEMENT**

Financement des charges du service public de l'électricité par les consommateurs d'électricité

Parmi les recommandations de la Cour figure le réexamen du financement du soutien au développement des énergies renouvelables, et des autres charges du service public de l'électricité, par les seuls consommateurs d'électricité.

Avant la réforme introduite par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, la compensation des charges du service public de l'électricité était financée par des contributions à la charge des producteurs, des fournisseurs d'électricité et des importateurs d'électricité livrant à des clients finals au prorata des kilowatts-heures d'électricité livrés, ainsi que par les producteurs produisant pour leur propre compte au-delà d'un certain seuil. Ce prélèvement reposait sur des données déclaratives concernant les kilowatts-heures livrés. Ainsi, les charges de service public de l'électricité étaient financées par le secteur électrique.

Depuis lors, le prélèvement direct auprès des consommateurs finals d'électricité au prorata de la quantité d'électricité consommée est une garantie d'automatisme, de lisibilité et de simplicité.

Le financement des charges de service public de l'électricité, notamment celui du développement des énergies renouvelables, par les consommateurs d'électricité, doit être préservé afin que l'ensemble des coûts complets de la production d'électricité soient internalisés dans les prix de vente.

Je souligne que le développement de l'électricité renouvelable en Allemagne est également financé par un prélèvement, comparable à la CSPE, payé par les consommateurs d'électricité et dont le montant s'élève à 35,30 €/MWh. Dans les pays ayant opté pour l'obligation d'incorporation de l'électricité produite par les énergies renouvelables dans le réseau de distribution, le surcoût est également supporté in fine par le consommateur d'électricité.

L'internalisation des coûts complets est un principe en vigueur pour les autres énergies. Ainsi, en matière de gaz naturel, l'obligation de fourniture au tarif spécial de solidarité est financée via une contribution acquittée par les consommateurs de gaz naturel et bientôt il en sera de même pour le soutien à l'injection de biogaz dans les réseaux. De même, l'obligation d'incorporation de biocarburant dans les carburants est

financée in fine par le consommateur de carburant au travers du surcoût dans les prix à la pompe.

Le principe du financement des charges de service public de l'électricité par les consommateurs d'électricité nous apparaît ainsi être le seul valable. Un financement budgétaire, donc par le contribuable, aurait moins de sens économique.

Perspectives d'évolution du montant des charges de service public

De manière générale, les prévisions en matière de CSPE sont très volatiles : les évolutions des prix de marché de l'électricité, du pétrole et du gaz pouvant soit se compenser, soit s'ajouter.

Les charges dues à la péréquation tarifaire sont fonction des prix de marché du pétrole pour lequel la sensibilité est de l'ordre de 12 M€ de CSPE en plus pour 1 € d'augmentation du baril.

Les surcoûts liés aux obligations d'achat sont très fortement dépendants des prix de marché de l'électricité qui sert de référence pour le calcul de la compensation de l'obligation d'achat : cette sensibilité est croissante avec le développement des énergies renouvelables. Les charges de CSPE augmentent de 20 M€ lorsque le prix de marché baisse de 1 €/MWh sur l'année.

La volatilité peut être illustrée par la forte augmentation des prix de marché de l'électricité entre 2004 et 2008 tandis que les cours ont fortement baissé en 2009.

Pour autant, il existe des tendances de fond qui feront croître les charges de façon sensible sur les dix prochaines années :

- les facteurs démographiques et l'accroissement tendanciel des investissements dans les zones non-interconnectées (ZNI). Des réflexions sont entreprises par une mission confiée à l'IGF et au CGIET pour juguler ces charges et les inscrire dans une démarche d'excellence environnementale ;

- le développement des énergies renouvelables, répondant aux objectifs du Grenelle de l'environnement. Ce facteur devrait représenter l'essentiel de l'augmentation de la CSPE.

Au-delà des actions de maîtrise des charges (nouveaux tarifs d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque suite à l'arrêté du 31 août 2010 et moratoire décidé en décembre 2010, création d'une mission d'expertise relative à l'excellence énergétique dans les ZNI), le montant de la contribution unitaire devra être relevé au-delà de la hausse intervenue pour l'année 2011.

**REPONSE CONJOINTE DE LA MINISTRE DE L'ECONOMIE, DES
FINANCES ET DE L'INDUSTRIE ET DU MINISTRE CHARGE DE
L'INDUSTRIE, DE L'ENERGIE ET DE L'ECONOMIE NUMERIQUE**

En ce qui concerne les modalités de détermination de la CSPE, nous portons à votre attention la modification législative votée par la représentation nationale dans l'article 37 de la loi de finances pour 2011, mise en œuvre depuis. En vertu de cet article, dont le vote a été précédé d'un débat sur le financement des charges de service public, il est désormais prévu que la CSPE évolue en proportion de ces charges, de sorte de parvenir à un équilibre des recettes et des dépenses. Pour éviter des chocs préjudiciables au système et affectant le pouvoir d'achat des Français, le législateur a toutefois plafonné à 3 € par MWh l'évolution de la CSPE d'une année sur l'autre. La nouvelle disposition législative opère parallèlement un relèvement du plafond du montant de la CSPE acquitté par site de consommation de 500 000 € à 550 000 €, montant actualisé chaque année par indexation sur les taux prévisionnels de croissance de l'indice des prix à la consommation hors tabac. Si cette mesure n'a pas d'effet direct sur l'évolution des charges, elle permet d'assurer une évolution cohérente des contributions des charges et améliore de ce fait la robustesse du système. Dans la pratique, la contribution unitaire a été relevée de 4,5 €/MWh à 7,5 €/MWh au 1er janvier 2011.

Parmi les recommandations de la Cour figure le réexamen du principe de financement des charges du service public de l'électricité par les consommateurs d'électricité. En premier lieu, le financement par le secteur électrique des charges du service public de l'électricité n'est pas nouveau : avant même la réforme introduite par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, la compensation des charges du service public de l'électricité reposait sur les producteurs, fournisseurs et importateurs d'électricité. Elle était établie sur des données déclaratives concernant les kilowatts-heures livrés.

Le prélèvement direct auprès des consommateurs finals d'électricité au prorata de la quantité d'électricité consommée désormais en vigueur, ne change donc pas l'équilibre du système mais garantit une plus grande automaticité, lisibilité et simplicité. De notre point de vue, il est vertueux et équitable que le coût complet de production d'électricité, y compris le coût lié au développement des énergies renouvelables, soit internalisé dans les prix de vente, et il est donc souhaitable de préserver le mode actuel de financement des charges de service public de l'électricité. Nous soulignons que d'autres pays ont fait le choix d'un financement de même nature, que ce soit l'Allemagne qui présente un dispositif comparable à la CSPE (mais d'un montant de 35,3 €/MWh, c'est-à-dire sensiblement plus élevé), ou les

pays qui ont opté pour l'obligation d'incorporation de l'électricité produite par les énergies renouvelables dans le réseau de distribution. Nous ajoutons enfin que l'internalisation des coûts complets est un principe en vigueur pour les autres énergies, telles que les carburants ou le gaz naturel.

Pour ce qui est des plafonnements de CSPE dont bénéficient les sites de grande consommation d'électricité et les entreprises électro-intensives, nous tenons à souligner qu'il relève d'une logique conforme à celle de la directive du Conseil de l'Union européenne du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité. Cette directive, notamment son article 17, pose le principe de réduction fiscale en permettant de plafonner, au regard de la valeur ajoutée, la contribution assumée par les entreprises grandes consommatrices d'énergie. Ces plafonnements ont été institués afin d'assurer la compétitivité de notre industrie et l'attractivité de notre territoire.

S'agissant du mode de soutien aux énergies renouvelables, nous tenons à être prudents sur la recommandation consistant à écarter toute formule d'achat à « guichet ouvert ». Il nous semble important en effet de distinguer les filières déjà matures et proches des prix de marché (éolien) des filières moins matures (photovoltaïque), pour lesquelles le guichet ouvert sans régulation dynamique n'est effectivement pas la solution la plus pertinente en raison du niveau élevé des tarifs et de l'évolution rapide des coûts de production, telle qu'en atteste la mission relative à la régulation et au développement de la filière photovoltaïque en France présidée par M. Charpin. La filière photovoltaïque a fait l'objet de mesure en 2010, puisque le niveau des tarifs a été revu à deux reprises au cours de l'année et que l'obligation d'achat a été suspendue par décret le 10 décembre 2010, à l'exception des projets de moins de 3 kWh ou des projets les plus avancés, en raison du développement à un rythme supérieur aux objectifs des installations photovoltaïques sans contrepartie industrielle suffisante. Dès l'entrée en vigueur du décret, une concertation a été engagée avec les acteurs concernés par le développement de la filière photovoltaïque française sur la mise en place d'un nouveau cadre de régulation. Cette concertation devra permettre d'aboutir d'ici mi-février à une proposition de nouveau cadre de régulation de la filière photovoltaïque ainsi qu'à l'élaboration d'un plan permettant de faire émerger les technologies photovoltaïques les plus innovantes et les plus performantes sur le plan environnemental.

Concernant les perspectives d'évolution du montant des charges de service public, il convient de rappeler que les prévisions sont volatiles et dépendent notamment des évolutions des prix de marché de l'électricité, du pétrole et du gaz, de façon cumulative parfois. En particulier, les coûts liés aux obligations d'achat sont très fortement dépendants du prix de marché de l'électricité, qui sert de référence pour le calcul de la compensation de

l'obligation d'achat. Pour autant, il existe des tendances de fond qui risquent d'entraîner une évolution à la hausse des charges dans les prochaines années, en particulier le développement des énergies renouvelables en conformité avec le Grenelle de l'Environnement, et les facteurs démographiques et l'accroissement tendanciel des investissements dans les zones non-interconnectées. S'agissant de ce dernier point, une mission confiée à l'IGF et au CGIET a pour objectif de formuler des recommandations permettant de juguler les charges correspondantes et de les inscrire dans une démarche d'excellence environnementale.

**REPONSE DU MINISTRE DU BUDGET, DES COMPTES PUBLICS,
DE LA FONCTION PUBLIQUE ET DE LA REFORME DE L'ETAT,
PORTE-PAROLE DU GOUVERNEMENT**

Je tiens à saluer la qualité de ce rapport dont je partage les principaux constats. Ce travail appelle de ma part les remarques suivantes.

S'agissant de l'insuffisance de la contribution au service public de l'électricité, depuis 2009, par rapport aux charges à couvrir, la Cour souligne à juste titre la très forte progression des charges (+ 29 % entre 2004 et 2009), du fait notamment de la rapide montée en puissance des obligations d'achat de l'énergie photovoltaïque, à des tarifs avantageux pour les producteurs. Cette progression des charges à couvrir a été sans commune mesure avec la progression de la CSPE censée les financer et dont le taux est resté inchangé depuis 2004 à 4,5 €/MWh.

Cette insuffisance de CSPE a généré un déficit cumulé important fin 2010.

Comme le rappelle la Cour, la Commission de régulation de l'énergie évalue à 12,90 €/MWh la contribution qui serait nécessaire en 2011 pour rétablir l'équilibre du système, soit une augmentation de deux tiers du prélèvement sur les factures d'électricité.

Conscient du fort déséquilibre du dispositif de la CSPE, le Gouvernement a accueilli favorablement un amendement du député Michel Diefenbacher au projet de loi de finances pour 2011 modifiant les modalités de fixation de la CSPE. En vertu du texte adopté, le niveau de la CSPE est fixé au montant préconisé par la Commission de régulation de l'énergie, dans la limite d'une évolution annuelle de +3 € MWh. Ainsi en 2011, la contribution unitaire est relevée de 4,5 €/MWh à 7,5€/MWh.

Si la question de la recette se doit d'être posée, je tiens à indiquer que la priorité doit également être donnée à une maîtrise vigoureuse des dépenses à compenser.

Sur ce point, la Cour souligne les perspectives de très forte augmentation des charges à couvrir par la CSPE, notamment en matière de rachat d'énergies renouvelables et plus particulièrement d'énergie photovoltaïque.

Les tarifs de rachat proposés aux producteurs d'énergie photovoltaïque sont en effet quatre fois supérieurs au prix d'achat pratiqués pour les autres filières ; ils ont alimenté un important effet d'aubaine avec un effet de « bulle ». Ainsi, les objectifs de développement du photovoltaïque fixés à la suite du Grenelle de l'environnement (1,1 GW en 2012) devraient être très largement dépassés (on pourrait atteindre une capacité de 4,4 GW en 2012), sans que les objectifs de création d'emplois et de développement d'une filière industrielle française ne soient atteints.

Je ne peux donc que partager la recommandation de la Cour qui insiste sur la nécessité d'une évaluation périodique de l'efficacité de la politique de soutien au développement du photovoltaïque. Le Gouvernement a ainsi diligenté en 2010 une mission de l'inspection générale des finances et du Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies relative à la régulation et au développement de la filière photovoltaïque en France. Le moratoire instauré par le décret du 9 décembre 2010 et les travaux interministériels engagés à sa suite s'inscrivent également dans cette perspective.

La Cour indique par ailleurs « qu'en l'état actuel de la réglementation en vigueur, les prévisions d'évolution des charges par filière sont inquiétantes ». La charge de compensation pourrait en effet augmenter de plus de 5 Md€ à l'horizon 2020, dont plus de la moitié pour la filière photovoltaïque.

Je partage entièrement cette analyse qui permet de renforcer la prise de conscience des problématiques financières liées au dispositif de la CSPE. Il convient impérativement de maîtriser tout à la fois les tarifs de rachat, notamment pour le photovoltaïque, et les volumes concernés. A cet égard, un système d'appel d'offres sur des volumes prédéterminés devra être privilégié à un dispositif d'obligation d'achat à guichet ouvert qui devrait être réservé aux particuliers.

La Cour recommande enfin une réflexion et une action sur la nature et la gouvernance de la CSPE.

Selon la Cour « il s'agit bien d'un prélèvement assis sur la consommation électrique, payé par tous ». Dès lors, le taux de ce «quasi-impôt» devrait faire l'objet d'une autorisation périodique et d'un contrôle du Parlement.

Je partage également cette analyse : au vu des enjeux budgétaires et financiers, le Parlement devrait être en mesure de contrôler le dispositif et son équilibre.

La Cour s'interroge enfin sur l'opportunité de faire reposer sur le seul consommateur d'électricité le financement du développement des énergies renouvelables et les autres charges du service public de l'électricité. L'alternative serait un financement par l'impôt.

Je suis défavorable sur cette dernière recommandation.

Une étude de la direction générale du Trésor a en effet récemment montré qu'un financement par l'impôt était plus préjudiciable à l'économie et à l'emploi qu'un financement ciblé sur la consommation d'énergie.

Comme le souligne cette étude, la CSPE a « un impact moins négatif sur l'économie que la majorité des impôts car [elle] pèse sur un type de bien (...) pour lequel il existe des possibilités de substitution »¹⁷⁵

REPONSE DU PRESIDENT DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE

La présentation des charges réalisée par la Cour diffère de celle adoptée par la CRE : la Cour intègre les surcoûts liés aux contrats d'achat dans les ZNI dans les surcoûts d'achat liés à l'obligation d'achat ou aux appels d'offres, alors que la CRE les intègre dans les surcoûts liés à la péréquation tarifaire.

Outre le fait que ces contrats concernent pour beaucoup des centrales thermiques qui ne relèvent ni de l'obligation d'achat ni d'un appel d'offres, les surcoûts liés à ces contrats sont essentiellement dus à la péréquation tarifaire. Seuls les surcoûts liés au photovoltaïque sont également dus à des coûts de production beaucoup plus élevés que le coût des centrales thermiques dans ces zones.

La CRE considère donc qu'il serait préférable de considérer dans le rapport public la même répartition des charges que celle adoptée et rendue publique par la CRE.

¹⁷⁵ Cahiers, Document de travail de la DG Trésor, numéro 2010/06, Impacts macroéconomiques du Grenelle de l'environnement.

REPOSE DU PRESIDENT DIRECTEUR GENERAL D'EDF

EDF partage l'analyse de la Cour sur la dérive observée du mécanisme de financement des charges de service public de l'électricité relevant de la CSPE.

Le développement des énergies renouvelables, auquel EDF est favorable, ne peut se réaliser pour le moment sans mesures incitatives. Toutefois l'impact de ces mesures doit rester sous contrôle, c'est pourquoi EDF soutient les préconisations de la Cour concernant la nécessité d'une action résolue de maîtrise de ces incitations, et plus généralement la recherche d'un meilleur pilotage de la politique de soutien aux filières, et notamment au photovoltaïque.

EDF adhère aux observations de la Cour sur la question du financement des charges de service public de l'électricité relevant de la CSPE. Le déséquilibre dans la compensation pour EDF des charges de service public exposées crée un déficit qui atteindra au moins 2,6 Md€ fin 2010 (sans même qu'il ne soit prévu une couverture des charges financières encourues). Ce déséquilibre est appelé à croître pendant plusieurs années sur les comptes de l'entreprise malgré les dispositions de relèvement annuel automatique de la CSPE jusqu'à 3 €/MWh instaurées par la loi de finances pour 2011.

Les hausses successives de taxes sur les consommations d'électricité imposées par le rattrapage de ce déficit se cumulent avec la croissance prévue des charges futures de service public liées au développement des énergies renouvelables.

L'ensemble de ces hausses qui sont extrinsèques au fonctionnement d'EDF devront s'ajouter aux hausses tarifaires nécessaires par ailleurs, pour permettre le financement du bon fonctionnement et de la pérennisation de l'outil industriel d'EDF.

Dans ces conditions, les augmentations finales de la facture d'électricité résultant de la situation décrite par la Cour ne pourront qu'avoir un effet préjudiciable à l'image d'EDF auprès du consommateur final.

Il serait équitable, comme le recommande la Cour, que le financement du soutien au développement des énergies renouvelables, en sus de l'effort de maîtrise souhaité par la Cour, fasse l'objet d'un réexamen, pour que l'effort soit pas supporté comme jusqu'à présent uniquement par les seuls consommateurs d'électricité, mais partagé par l'ensemble des consommateurs d'énergie.
