COMMUNICATION A LA COMMISSION D'ENQUETE DU SENAT

sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Article L. 132-4 du code des juridictions financières

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

Suites données aux observations de la Cour dans le rapport public 2011

Juin 2012

Sommaire

AVERTISSEMENT 5

RESUME 7

CHAPITRE I - EVOLUTION DES REGLES CONCERNANT LA CSPE 13

I - La CSPE avant le 1er janvier 2011 13
A - Rappel historique 13
B - La CSPE dans le rapport public 2011 16

II - Evolution des règles concernant la CSPE depuis le 1erjanvier 2011 19
A - Evolution des modalités de fixation du montant annuel de la CSPE .. 20
B - Evolution des tarifs et des règles de calcul des charges couvertes par la CSPE 24

CHAPITRE II EVOLUTIONS CONSTATEES DE LA CSPE EN 2010 49

I - Evolution globale des charges et des recettes en 2010 49

II - Evolution des différents types de charges en 2010 par rapport à 2009 51
A - Les charges dues aux contrats d'achat en métropole 51
B - Les charges dues à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées 54
C - Les charges dues aux dispositions sociales 56

III - Comparaisons des prévisions de la commission de régulation de l'énergie et des réalisations en 2010 56

CHAPITRE III PREVISIONS D'EVOLUTION DE LA CSPE 2011-2020 59

I - Les prévisions par type de production 59
A - Les charges liées aux énergies renouvelables 60
B - Les charges liées à la cogénération 66

C - Les charges liées à la péréquation tarifaire en dans les zones non interconnectées 67
D - Les charges dues aux dispositions sociales..... 69
E - Divers..... 70

II - Les prévisions globales de recettes et de dépenses 72

III - La situation d'EDF 75
A - Les charges de CSPE d'EDF 75
B - La CSPE dans les comptes d'EDF..... 76
C - Les demandes d'EDF en matière de CSPE 77

CONCLUSION GENERALE 83

ANNEXES 87

Avertissement

Le présent rapport a été élaboré pour répondre à une demande de la commission d'enquête du Sénat « sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques », dont la réunion constitutive a eu lieu le 21 février 2012.

Le président de la commission d'enquête, le sénateur Ladislas Poniatowski, et le rapporteur, le sénateur Jean Desessard, ont demandé, par un courrier en date du 21 mars, que *« la Cour complète l'information du Sénat »* en application de l'article L. 132-4 du code des juridictions financières. La Cour est invitée à adresser à la commission « *une contribution tendant à actualiser les analyses et effectuer le suivi des recommandations qui ont été faites par la Cour à l'occasion de son rapport annuel 2011 en ce qui concerne la contribution au service public de l'électricité (CSPE)* ». La commission ayant prévu d'adopter son rapport le 20 juin 2012, elle a souhaité que la contribution de la Cour leur parvienne avant le 6 juin. A titre exceptionnel, le Premier Président a donné son accord à la réalisation de ce rapport dans ce délai particulièrement bref.

Le contrôle a été notifié à la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), à EDF et à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) par des courriers datés du 30 mars.

L'enquête de la Cour a reposé sur des questionnaires adressés à ces entités et des entretiens avec leurs représentants. Malgré des délais très contraints, ces derniers ont pu être respectés grâce aux diligences des institutions auxquelles le contrôle a été notifié et à la brièveté des délais de contradiction des constatations provisoires (15 jours) qu'elles ont respectée.

Le présent rapport a été délibéré, le 1er juin 2012, par la deuxième chambre de la Cour des comptes, présidée par M. Levy, président de chambre, et composée de MM. Camoin, Paul, de Gaulle, Claude Martin, Mousson, conseillers maîtres, ainsi que de Mme Pappalardo, conseillère maître, rapporteur, et de M. Dupuy, conseiller maître, contre-rapporteur.

Il a ensuite été examiné et approuvé le 5 juin 2012 par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes, composé de MM. Migaud, premier président, Bénard, procureur général, Descheemaeker, Bayle, Bertrand, rapporteur général du comité, Mme Froment-Meurice, MM. Durrleman, Levy, Lefas et Briet, présidents de chambre.

Résumé

La CSPE est un supplément de prix du kilowatt-heure payé par le consommateur d'électricité qui vise à compenser trois types de charges imposées aux producteurs d'électricité, c'est-à-dire, pour l'essentiel, à EdF :

- les surcoûts dus à l'obligation d'achat de l'électricité issue de la cogénération et des énergies renouvelables, sur l'ensemble du territoire ;
- les surcoûts de production dûs à la péréquation tarifaire dans les « zones non interconnectées » (ZNI), c'est-à-dire essentiellement les DOM-TOM et la Corse ;
- les coûts des dispositifs sociaux en faveur des personnes en situation de précarité.

Trois points sont examinés dans le présent rapport :

- les recommandations formulées par la Cour dans son rapport public annuel de janvier 2011 ;
- l'évolution des règles relatives à la CSPE depuis l'insertion de janvier 2011, c'est-à-dire les suites données à cette insertion ;
- les prévisions d'évolution de la CSPE d'ici 2020.

I - Les recommandations formulées par la Cour dans son rapport de 2011

La Cour constatait que le fait que le taux de la CSPE soit resté inchangé depuis 2004, à 4,5 €/MWh, ne permettait plus de couvrir les surcoûts imposés aux producteurs d'électricité. A fin 2010, le déficit cumulé atteignait 2,8 Md€ et pesait sur le fonds de roulement d'EDF.

Tout en constatant que la LFI pour 2011 permettait de relever significativement le taux de la CSPE, la Cour formulait quatre recommandations :

- *Maîtriser les facteurs de croissance des charges de 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 »,* notamment pour 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* ; la Cour considérait en particulier que la CSPE, qualifiée par le Conseil d'Etat « d'imposition innommée » (décisions du 13 mars 2006), est un *quasi-impôt dont le taux, et, au-delà, les conditions de prélèvement, devraient faire l'objet d'une autorisation périodique et d'un contrôle du Parlement* ;
- *Réexaminer le financement du soutien au développement des énergies renouvelables et des autres charges du service public de l'électricité, par le consommateur d'énergie* (et non par le consommateur d'électricité uniquement).

II - Evolution des règles relatives à la CSPE depuis l'insertion de la Cour

Cette évolution a concerné à la fois les règles et les méthodes :

- de fixation des recettes, c'est-à-dire du taux de la CSPE supporté par les consommateurs d'électricité,
- de calcul des dépenses, c'est-à-dire des charges à couvrir par la CSPE.

a) Evolution des règles concernant les recettes

En ce qui concerne les recettes, deux modifications législatives[1] ont permis l'augmentation de la contribution supportée par le consommateur, en laissant la commission de régulation de l'énergie proposer un taux sur une base objective de couverture des charges et en prévoyant qu'en l'absence de décision du ministre, cette proposition s'appliquerait « par délégation » du législateur mais avec un plafond d'augmentation de 3 €/MWh et par an.

Le supplément de prix que constitue la CSPE passe ainsi de 4,5 €/MWh en 2010, chiffre inchangé depuis 2004, à 10,5 € en juillet 2012 soit une hausse de 133 % en 18 mois.

[1] Dont l'une prise à l'occasion de la loi de finances du 29 décembre 2010, autrement dit avant la publication du rapport de la Cour mais pendant sa phase de contradiction.

Compte tenu du plafonnement des hausses et de la croissance très rapide des dépenses, il faudra sans doute cependant attendre 2017 pour que les déficits cumulés par EDF soient résorbés.

A titre indicatif, il est intéressant de noter que le chiffre de 10,5 €/MWh qui sera atteint en juillet 2012 se compare à un chiffre de 35,9 €/MWh, supporté par les ménages allemands, pour un but équivalent.

b) Evolution des règles concernant les dépenses

En matière de dépenses, les principales évolutions des règles ont affecté les obligations d'achat imposées aux producteurs d'électricité en métropole :

1 - La principale mesure a conduit à limiter le tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque

- en ne l'appliquant plus à guichet ouvert aux installations qui dépassent 100 kW,
- en révisant à la baisse les tarifs d'achat pour les installations de puissance inférieure à 100 kW.

En revanche, les engagements pris antérieurement envers les producteurs d'électricité photovoltaïque seront honorés et se traduisent par un accroissement des dépenses au fur et à mesure de l'entrée en fonctionnement des installations agréées précédemment.

2 - En dépit des réserves de la Cour sur l'intérêt limité du soutien apporté à la cogénération, les textes concernés n'ont pas été modifiés.

Dans la mesure toutefois où ils restreignent le bénéfice de l'obligation d'achat aux nouvelles installations de puissance inférieure ou égale à 12 MW ou aux installations anciennes ayant fait l'objet d'une rénovation significative, l'arrivée à terme de nombreux contrats d'achats devrait conduire à une division par trois de la puissance concernée entre 2010 et 2014.

3 - Les charges liées aux tarifs sociaux sont orientées à la hausse du fait d'un meilleur niveau de prestations couvertes et de l'automaticité du versement du tarif de première nécessité (décret du 6 mars 2012). En volume, elles restent de second ordre par rapport aux autres types de charges.

4 - La commission de régulation de l'énergie a mis en place une nouvelle méthode de calcul du coût évité pour les obligations d'achat à

compenser par la CSPE, qui atténue fortement le poids de la volatilité des prix du marché.

5 - Enfin, sans modifier le tarif d'achat mais en lui préférant la méthode des appels d'offres qui permet de s'en éloigner, 2011 a été marqué par le lancement d'un appel à projets pour 3000 MW d'éolien en mer ; 1928 MW ont été retenus pour un prix d'achat très supérieur aux tarifs antérieurs (20 c€/KWh contre 13 c€/KWh) qui n'avaient pas permis jusque là de développer cette forme de production d'électricité.

c) les recommandations qui n'ont pas eu de suite

Si les recommandations de la Cour ont été suivies en ce qui concerne les conditions d'achat de l'énergie photovoltaïque et le taux de la CSPE, il n'en a pas été de même sur deux points :

- le statut de la CSPE n'a pas été modifié alors que la Cour y voyait un « quasi impôt » ;

- les charges financées par la CSPE continuent de peser sur le consommateur d'électricité seulement ; ce sujet ne semble pas avoir fait l'objet d'une réflexion spécifique.

III - Les prévisions d'évolution des charges à couvrir d'ici 2020

1°) Les scénarios d'évolution des charges à couvrir par la CSPE, élaborés par les principaux acteurs, anticipent, à règlementation constante, des dépenses à couvrir en 2020 comprises entre 8,8 Md€ (EDF) et 10,9 Md€ (CRE) en 2020 contre 2,7 Md€ en 2010, soit une multiplication par 3,5 environ par rapport à 2010 et par un peu plus de 2 par rapport à la prévision actuelle de la CRE pour 2012 (4,3 Md€).

Le scénario le plus bas est celui d'EDF pour deux raisons :

- EDF fait une estimation plus limitée du développement de l'éolien en mer alors que la DGEC et la CRE font leurs estimations sur la base des objectifs fixés par le gouvernement ;
- EDF anticipe une hausse plus forte que les autres du prix du marché par rapport auquel est calculé le coût évité des obligations d'achat, donc de moindres charges couvertes par la CSPE.

2°) Les principales augmentations des dépenses à couvrir concernent :

- les énergies renouvelables en métropole, avec des dépenses multipliées par plus de 10, passant de 707 M€ en 2010 à quelque 7,5 Md€ en 2020 dans les prévisions de la CRE ;
- les charges de péréquation au profit des zones non interconnectées, hors énergies renouvelables, avec un doublement qui les fait passer de 802M€ en 2010 à 1,9 Md€ en 2020 dans les estimations de la CRE ;
- le soutien au développement de l'électricité produite à partir de la bagasse dans les mêmes zones, qui passe de 168 M€ en 2010 à plus de 600 M€ en 2020 pour la CRE.

En ce qui concerne les dispositifs à vocation sociale, les charges à couvrir tripleraient mais resteraient, à règlementation constante, à un niveau relativement modeste de l'ordre de 189 M€.

3°) Si les augmentations se poursuivent au rythme actuel, le déficit cumulé supporté par EDF devrait disparaître vers 2017, après s'être stabilisé à plus de 4 Md€ entre 2012 et 2014.

Avec ces hypothèses, la contribution demandée au consommateur d'électricité devrait doubler par rapport au niveau de 2012 pour dépasser sensiblement 20 €/MWh en 2020.

IV - Conclusion

Plusieurs pistes de réflexions pourraient être explorées pour limiter l'impact, sur les consommateurs d'électricité, de cette forte progression de la CSPE dans les années à venir :

- l'élargissement du financement des énergies renouvelables par les consommateurs d'énergie, et pas seulement par les consommateurs d'électricité, à travers la fiscalité par exemple ;
- l'utilisation d'autres sources de recettes ayant pour origine la production d'électricité (par exemple le produit de la future vente aux enchères des quotas d'émissions) ;
- la révision des règles d'exonération actuelles.

Des pistes de travail sont également ouvertes et devraient être approfondies pour limiter certains inconvénients du système actuel d'obligation d'achat, en incitant à optimiser la production des énergies renouvelables et en augmentant la liquidité et la transparence du marché.

Chapitre I

Evolution des règles concernant la CSPE

I - La CSPE avant le 1er janvier 2011

A - Rappel historique

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. Elle vise à assurer, comme le prévoit la loi organisant le service public de l'électricité, 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 des fournisseurs historiques (EDF et les ELD[2]) liés à une obligation d'achat ou aux appels d'offres en métropole continentale, qui font l'objet d'une compensation intégrale ;

[2] ELD : entreprise locale de distribution

- les surcoûts des producteurs et des fournisseurs EDF SEI et Electricité de Mayotte (EDM) liés à la péréquation tarifaire et aux surcoûts des obligations d'achat dans les zones non interconnectées (ZNI), également intégralement compensés ;
- les surcoûts des fournisseurs historiques 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.

En résumé, le montant de la CSPE, arrêté annuellement par le ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la commission de régulation de l'énergie (CRE), est calculé de sorte qu'il couvre en principe l'ensemble des charges de service public ainsi que les frais de gestion exposés par l'organisme gestionnaire, la Caisse des dépôts et consignations.

Dès **2003**, 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[3], soit, au tarif en vigueur en août 2010, 5,58 € par MWh.

La loi de finances rectificative pour **2004** a apporté deux modifications significatives au nouveau mécanisme :

- 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[4] (DNN). Ils sont désormais calculés « par référence aux prix de marché de l'électricité » ;
- les entreprises de transport ferroviaire ou de transports collectifs urbains interconnectés (SNCF, RATP notammment) bénéficient désormais du plafonnement à 500 000 €, à l'origine

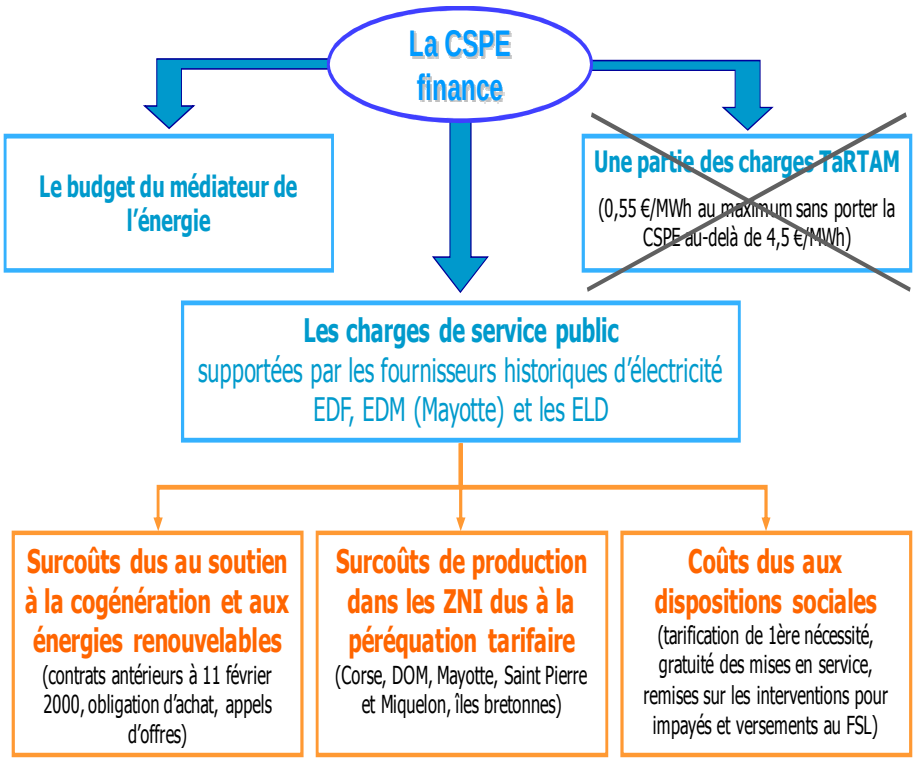
[3] Tarif correspondant à une puissance de 6kVA sans effacement ni horosaisonnalité
[4] En général appelés actuellement « entreprises locales de distribution » (ELD)

prévu par site de consommation et destiné aux entreprises industrielles fortement dépendantes de l'énergie électrique.

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. Par ailleurs, les modalités d'évaluation des coûts évités pour les distributeurs non nationalisés (DNN) ont été à nouveau modifiées : la référence aux prix de marché est remplacée par celle des tarifs de cession réglementés appliqués par EDF, à due proportion de l'électricité acquise dans ces conditions.

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 ; elle a également prévu que la CSPE pouvait contribuer à financer le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) institué par cette même loi.

Un mécanisme complexe de compensation mixte faisait porter in fine le coût de ce tarif 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, dans la limite de 0,55 €/MWh, sans que le niveau de la CSPE puisse dépasser 4,5 €/MWh. Ce dispositif a disparu en 2011 avec la fin du TaRTAM, sachant qu'en outre le montant de la CSPE nécessaire pour la couverture des charges, hors financement du TaRTAM, dépasse 4,5 €/MWh depuis 2009 ; la CSPE n'a donc contribué au financement du TaRTAM qu'en 2007 et 2008.



B - La CSPE dans le rapport public 2011

Le chapitre du rapport public de 2011 consacré à la CSPE était la première analyse approfondie de la Cour portant sur ce dispositif institué 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. Pour leurs travaux, les rapporteurs de la Cour disposaient donc des comptes de 2003 à 2009 et des estimations pour 2010 et les exercices suivants.

En résumé, la **principale conclusion** de la Cour consistait à relever que **le taux annuel de la CSPE, resté inchangé depuis 2004, n'était plus suffisant** pour couvrir les charges de service public de l'électricité. Elle constatait que le déficit structurel de compensation qui en résultait (estimé à 1,6 Md€ en 2009) pesait sur le fonds de roulement d'EDF.

Tout en constatant que la loi de finances pour 2011 (article 37) avait modifié les modalités de fixation de la CSPE, facilitant son augmentation et conduisant à un relèvement significatif de cette contribution au 1er janvier 2011, la Cour faisait **quatre recommandations** :

- *maîtriser les facteurs de croissance des charges de 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* », notamment pour 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* ; la Cour considérait en particulier que la CSPE, qualifiée par le Conseil d'Etat « d'imposition innommée » (décisions du 13 mars 2006), est *un quasi-impôt dont le taux et, au-delà, les conditions de prélèvement, devraient faire l'objet d'une autorisation périodique et d'un contrôle du Parlement* ;
- *réexaminer le financement du soutien au développement des énergies renouvelables* et des autres charges du service public de l'électricité, *par le consommateur d'énergie* (et non par le consommateur d'électricité uniquement).

Dans leurs réponses, les ministres chargés de l'énergie, de l'économie et du budget ne contestaient pas le constat fait par la Cour sur l'évolution des charges et la nécessité de faire disparaître le déficit supporté par EDF. En revanche, leurs réponses sont moins favorables à certaines recommandations de la Cour :

- concernant les **formules d'achat à « guichet ouvert »**, les ministres de l'économie et de l'énergie distinguent *les filières déjà matures et proches des prix de marché (hydraulique et 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 ;* cela explique les décisions prises en 2010 concernant l'achat de l'électricité photovoltaïque qui repose désormais sur un système d'appel d'offres sur des volumes prédéterminés, le dispositif d'obligation d'achat à guichet ouvert n'étant plus réservé qu'aux installations de puissance inférieure à 100 kWc ;

- au-delà de la volatilité des prix des éléments utilisés dans les calculs (prix de marché de l'électricité, du pétrole et du gaz) et malgré les mesures de maîtrise des charges (prises en 2010 en matière de photovoltaïque), *il existe* ***des tendances de fond à la croissance des charges de service public*** : d'une part, le développement des énergies renouvelables pour atteindre les objectifs du Grenelle de l'environnement ; d'autre part, les facteurs démographiques et l'accroissement tendanciels des investissements dans les zones non interconnectées (ZNI). Concernant ce dernier point, les ministres indiquent qu'une mission a été confiée à l'inspection générale des finances et au conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGEIET) visant à juguler les charges correspondantes et à les inscrire dans une démarche d'excellence environnementale ;

- aucune réponse ne traite le sujet de la **cogénération ;**

- seul le ministre du budget s'exprime sur la **nature juridique et la gouvernance** de la CSPE, précisant qu'il partage l'analyse de la Cour : « *au vu des enjeux budgétaires et financiers, le Parlement devrait être en mesure de contrôler le dispositif et son équilibre »* ;

- enfin, **le financement par le consommateur des charges du service public de l'électricité,** particulièrement celles liées aux

énergies renouvelables, est revendiqué comme un progrès de la réforme de 2003, apportant « *une garantie d'automaticité, de lisibilité et de simplicité* ». Le ministère chargé de l'écologie indique qu'il « *doit être préservé afin que l'ensemble des coûts complets de la production d'électricité soient internalisés dans les prix de vente, principe également en vigueur pour les autres énergies* ». Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie ajoutent que, de leur point de vue, « *il est vertueux et équitable que le coût complet de production de l'électricité, y compris le coût lié au développement des énergies renouvelables, soit internalisé dans le prix de vente* ». Enfin le ministre du budget, constatant que l'alternative à ce mode de financement par le consommateur serait un financement par l'impôt, se dit défavorable à cette recommandation et cite une étude du Trésor qui aurait montré que « *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* ».

A l'inverse EDF fait remarquer que le rattrapage du déficit passé de la CSPE va avoir lieu alors que le coût de l'augmentation du soutien aux énergies renouvelables va lui-même croître du fait de leur montée en puissance et que *ces hausses qui sont extrinsèques au fonctionnement d'EDF devront s'ajouter aux hausses tarifaires nécessaires pour permettre le financement du bon fonctionnement et de la pérennisation de l'outil industriel d'EDF*. Aussi, d'après elle, l'ensemble ne pourra qu'*avoir un effet préjudiciable à l'image d'EDF auprès du consommateur final*. Il serait donc équitable que *le financement du soutien au développement des énergies renouvelables fasse l'objet d'un réexamen pour que l'effort ne soit pas supporté par les seuls consommateurs d'électricité, mais partagé par l'ensemble des consommateurs d'énergie.*

II - Evolution des règles concernant la CSPE depuis le 1er janvier 2011

Plusieurs évolutions législatives intervenues depuis le 1er janvier 2011 ont modifié les modalités de fixation du montant unitaire annuel de la CSPE. La réglementation a fait évoluer certains tarifs d'achat de la production issue des énergies renouvelables, ainsi que les dispositifs sociaux. Enfin, la commission de régulation de l'énergie a fait évoluer ses méthodes de calcul du coût évité par les énergies renouvelables.

A - Evolution des modalités de fixation du montant annuel de la CSPE

1 - Les principes jusqu'à fin 2010

Chaque année N, le montant prévisionnel des charges de service public au titre de l'année suivante (N+1) est évalué par la commission de régulation de l'énergie à partir des éléments déclarés par les fournisseurs historiques pour l'année N-1 (transmission d'une comptabilité appropriée dont les règles sont fixées par la commission de régulation de l'énergie) avant le 31 mars N, et à partir des indications d'évolution prévisionnelle de ces éléments pour l'année N+1 (voir annexe 3).

Les charges prévisionnelles au titre de l'année N+1 sont ensuite augmentées (ou diminuées) de la différence entre le montant des charges effectivement constatées au cours des années antérieures (N-1 et avant) et le montant des contributions recouvrées au titre de ces mêmes années ; s'y ajoutent les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations (CDC) au titre de l'année à venir (N+1); est enfin déduit le montant des produits financiers que la CDC a réalisés dans sa gestion (N-1).

La CSPE théorique évaluée par la commission de régulation de l'énergie pour l'année N+1 doit permettre de couvrir le total des charges N+1 obtenu. L'assiette prévisionnelle des kWh contributeurs est évaluée par la commission de régulation de l'énergie à partir des données de consommation prévisionnelles fournies par RTE, EDF SEI et Electricité de Mayotte, en tenant compte des exonérations et plafonnements en vigueur.

Avant le 15 octobre de l'année N, la commission de régulation de l'énergie adresse ses propositions au ministre, à qui il revient d'arrêter les charges et la contribution pour l'année N+1 avant le 31 décembre de l'année N. La commission de régulation de l'énergie notifie ensuite à chaque opérateur les charges retenues le concernant pour l'année N+1.

Les propositions de la commission de régulation de l'énergie se présentent sous deux formes :

- le montant total des charges à couvrir par la CSPE au titre de N+1 et du rattrapage des déficits des années N-1 et précédentes ;
- le taux unitaire de la CSPE pour l'année N+1, calculé en divisant le montant des charges par le montant prévisionnel de kWh consommés soumis à contribution.

A défaut d'arrêté fixant la CSPE de l'année N+1 avant le 31 décembre de l'année N, l'article 5 de la loi du 10 février 2000 prévoyait que c'était le montant de la CSPE de l'année précédente qui était automatiquement reconduit.

2 - La pratique

Dans la pratique, le ministre chargé de l'énergie n'a pas pris l'arrêté fixant la CSPE de 2006 à 2010. Le taux unitaire de la CSPE, fixé en 2004 et 2005 à 4,5 €/MWh, a donc été reconduit depuis 2006 jusqu'à 2010 inclus. Il était alors inférieur au plafond légal de 7 % du tarif de vente du kWh (5,58 € par MWh pour le tarif en vigueur en août 2010).

Le taux de la contribution unitaire fixé par défaut à 4,5 €/MWh depuis 2004 n'a plus permis, à partir de 2009, de couvrir intégralement les charges réellement supportées par les opérateurs, provoquant l'apparition d'un déficit à la charge d'EDF, les autres opérateurs étant intégralement compensés[5].

3 - Les évolutions législatives

L'article 37 de la **loi de finances pour 2011**[6] a modifié les modalités de fixation de la CSPE :

- en supprimant le plafond de 7 % du prix de l'énergie du tarif 6kVA Base (soit 5,58 €/MWh fin 2010) ;
- en prévoyant qu'en l'absence de décision du ministre avant le 31 décembre de l'année N, la proposition de la commission de régulation de l'énergie s'appliquerait par délégation du législateur ;
- en limitant, dans le cas ci-dessus, l'augmentation possible de la contribution unitaire d'une année sur l'autre à 3 €/MWh ;
- en fixant à 550 000 € (au lieu de 500 000 €) le montant du plafond de la CSPE due par site et en prévoyant l'actualisation annuelle de ce montant[7].

[5] En effet, le déficit de compensation constaté en 2007 et 2008 s'explique par un écart important entre les prévisions et le résultat constaté et non par un défaut d'arrêté puisque la contribution unitaire proposée par la CRE pour ces deux années était inférieure à 4,5 €/MWh.

[6] Loi de finances pour 2011, n° 2010-1657, du 29 décembre 2010.

[7] Ce plafond est actualisé chaque année dans une proportion égale au taux prévisionnel de croissance de l'indice des prix à la consommation hors tabac associé

Une nouvelle modification législative a été introduite par l'article 56 de la **loi de finances rectificative pour 2011 du 29 juillet 2011**[8] qui prévoit que « *l'augmentation du montant de la contribution peut être échelonnée sur un an* », lorsque le montant est fixé par arrêté du ministre .

En outre, par dérogation aux dispositions du code de l'énergie, cet article a fixé le niveau de la contribution applicable à chaque kWh à 0,009 € jusqu'au 30 juin 2012, puis 0,0105 € du 1er juillet au 31 décembre 2012.

Fixation de la contribution unitaire

Depuis le 1er août 2011, l'article L. 121-13 du code de l'énergie, relatif à la fixation de la contribution unitaire de CSPE, est rédigé de la manière suivante :

« *Le ministre chargé de l'énergie fixe chaque année ce montant par un arrêté pris sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. L'augmentation du montant de la contribution peut être échelonnée sur un an.*

A défaut d'arrêté fixant le montant de la contribution due pour une année donnée avant le 31 décembre de l'année précédente, le montant proposé par la commission de régulation de l'énergie en application de l'alinéa précédent entre en vigueur le 1er janvier, dans la limite toutefois d'une augmentation de 0,003 €/kWh par rapport au montant applicable avant cette date ».

4 - Conséquences

Ces évolutions législatives ont permis de débloquer la situation antérieure en contournant la nécessité d'une décision explicite du ministre pour faire augmenter le montant de la contribution unitaire.

En conséquence, la CSPE a évolué significativement depuis ces modifications, puisqu'elle a subi un doublement en 8 mois et une progression de 133 % en 18 mois.

au projet de loi de finances de l'année. Par délibération du 2 février 2012, la CRE a fixé ce plafond à 559 350 € pour 2012.

[8] Loi de finances rectificative pour 2011 n° 2011-900 du 29 juillet 2011

Tableau n° 1 : Historique des valeurs de la contribution unitaire de la CSPE

Année	Contribution unitaire proposée par la CRE (€/MWh)	Contribution unitaire appliquée au 1er janvier (€/MWh)
2002 *	3	3
2003	3,3	3,3
2004	4,5	4,5
2005	4,5	4,5
2006	4,5	4,5 [1]
2007**	3,4	4,5 [1]
2008**	4,26	4,5 [1]
2009	5,8	4,5 [1]
2010	6,5	4,5 [1]
2011	12,9	7,5 puis 9 à partir du 31 juillet [2]
2012	13,7	9 puis 10,5 à partir du 1er juillet [3]

Source : commission de régulation de l'énergie

** contribution unitaire du FSPPE (fonds du service public de la production d'électricité créé en 2000)*

*** Pour 2007 et 2008, la contribution unitaire inclut une part liée au financement des charges TaRTAM de 0,55€ en 2007 et de 0,23€ en 2008*

1 : par reconduction de la contribution unitaire de l'année précédente en application du 12ème alinéa de l'article 5 de la loi du 10 février 2000

2 : par l'augmentation de 3 €/MWh conformément à l'article L. 121-13 du code de l'énergie, augmentation à 9 €/MWh le 31 juillet 2011 conformément à l'article 56 de la loi de finance rectificative pour 2011 (loi de finances rectificative 2011).

3 : augmentation à 10,5 €/MWh le 1er juillet 2012 conformément à la loi de finances rectificative 2011.

Cette augmentation a pris deux formes différentes :

- au 1er janvier 2011, on a appliqué le deuxième alinéa de l'article l.121-13, en l'absence d'arrêté du ministre. L'augmentation a été plafonnée à 3 €/MWh comme le prévoient les textes, la contribution unitaire passant donc de 4,5 à 7,5 €/MWh, montant qui reste inférieur à la proposition de la commission de régulation de l'énergie de 12,9 €/MWh ;
- au 1er août 2011, la décision a été prise sous une forme dérogatoire aux textes en vigueur, puisque c'est une décision législative qui a anticipé l'augmentation qui aurait dû avoir lieu au 1er janvier 2012, mais en l'échelonnant en deux temps

(comme le permettent désormais les textes quand la décision est ministérielle) : de 7,5 €/MWh à 9 €/MWh au 31er juillet 2011 et de 9 €/MWh à 10,5 €/MWh au 1er juillet 2012.

A titre de comparaison, on peut noter qu'en 2011, le surcoût lié uniquement aux énergies renouvelables, en Allemagne, s'élevait à 3,59c€/kWh (soit 35,9 €/MWh) pour le consommateur final, soit 15 % du prix de l'électricité payé par les ménages allemands.

Les deux évolutions législatives successives entrées en vigueur en 2011 ont facilité l'augmentation de la contribution unitaire de la CSPE à partir de cet exercice. Toutefois, malgré une croissance rapide, la contribution unitaire est restée inférieure à celle qui aurait permis de combler complètement, avant la fin 2012, le déficit accumulé pendant les années antérieures, du fait du plafonnement prévu par les textes *pour éviter les chocs préjudiciables au système et affectant le pouvoir d'achat des français*[9].

Le prolongement de cette augmentation dans le temps devrait permettre de rétablir à terme l'équilibre entre les recettes et les charges de CSPE, en limitant, dans un premier temps, la croissance du déficit supporté par EDF et, dans un second temps, en le résorbant, comme le souhaitait la Cour dans son insertion au rapport public de 2011.

B - Evolution des tarifs et des règles de calcul des charges couvertes par la CSPE

L'évolution des conditions de fixation des recettes de CSPE a été accompagnée de plusieurs modifications des tarifs d'achats et des règles de calcul de certaines charges à couvrir; certaines vont dans le sens d'une augmentation, d'autres d'une diminution des coûts.

[9] Réponse, en date du 21 janvier 2011, du ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et du ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique à l'insertion de la Cour consacrée à la CSPE dans le rapport public de 2011.

1 - Les conditions d'achat de la production d'électricité renouvelable

a) Le cas de l'électricité photovoltaïque (PV)

Les modifications qui ont l'effet le plus significatif sur l'évolution des charges de service public concernent les conditions d'achat de la production d'électricité photovoltaïque[10].

Face à l'évolution très rapide des projets d'installations photovoltaïques, le niveau des tarifs a été revu à la baisse à deux reprises **en 2010** et l'obligation d'achat a été suspendue par décret le 10 décembre 2010, à l'exception des plus petits projets (moins de 3kWh) et des projets les plus avancés.

Tableau n° 2 : Evolution du tarif de l'électricité photovoltaïque en 2010

c€/kWh	Installations Intégrées au bâti	Installations intégrées simplifiées au bâti	Autres installations
Arrêté 10 juillet 2006	55 c€ indexé/inflation*	métropole : 30 c€ indexé/inflation* Corse, départements d'outre-mer : 40 c€ indexé/inflation	
Arrêtés 12 et 15 janvier 2010	58 ou 50 c€ selon l'usage du bâtiment si <250kWc	42 c€ si <250kWc	métropole : 31,4 c€ + modulation 0 à 20 % selon l'ensoleillement local Corse, départements d'outre-mer : 40c€
Arrêté 31 août 2010	58 c€, 51 c€ et 44 c€ selon l'usage du bâtiment si <250kWc	37 c€ si <250kWc	métropole : 27,6 c€ + modulation 0 à 20 % selon l'ensoleillement local Corse, départements d'outre-mer : 35,2 c€

Source : site Internet du ministère chargé de l'énergie (DGEC)
** en 2009, en métropole, ces tarifs s'élevaient à 60,1c€ pour l'intégré au bâti et 32,8c€ dans les autres cas*

[10] L'objet de ce rapport n'étant pas d'analyser la politique de soutien à la production d'électricité photovoltaïque, il ne comporte aucun commentaire sur les conditions dans lesquelles ont été mises en place les mesures de soutien et la nouvelle régulation, ni sur leurs conséquences économiques, financières et industrielles.

Par **arrêté du 4 mars 2011**, un nouveau cadre de régulation a été défini et mis en place :

- **les installations de moins de 100 kW** continuent à bénéficier du tarif d'achat régulé, en vigueur à la date de dépôt de la demande de raccordement, mais ces tarifs sont globalement revus à la baisse. Le dispositif est résumé dans le tableau ci-dessous ;

Les tarifs sont globalement revus à la baisse, plus significativement pour les plus grandes installations que pour les plus petites (seuils de 9 et 36 kW), pour les entreprises que pour les particuliers, l'intégration au bâti continuant à être privilégiée.

La notion de « guichet ouvert » est tempérée par l'adaptation trimestrielle des tarifs en fonction du volume de demandes de raccordement déposées le trimestre précédent. Si les demandes dépassent les objectifs fixés (25 MW par trimestre pour chacune des deux catégories, résidentiel/non résidentiel), le tarif est revu à baisse (de 2,5 % jusqu'à 9,5 % par trimestre)[11].

[11] Si l'objectif de 25 MW par trimestre n'est pas atteint, le tarif fait tout de même l'objet d'une décote qui est annulée dans le cas où moins de 5MW serait raccordés.

Tableau n° 4 : Régulation des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque des petits projets depuis le 4 mars 2011 (métropole + zones non interconnectées)

Catégorie	Cible	Type installation			Tarif achat au 4/3/11 €/MWh	Evolution trimestrielle des tarifs
Toitures résidentielles	100 MW/an (25 MW /trimestre)	Résidentiel	Intégré au bâti	0-9 kW	**464**	Le tarif d'achat évolue chaque trimestre en fonction du volume de projets déposés
				9-36 kW	**402**	
			Intégration simplifié au bâti	0-36 kW	**303.5**	
				36-100 kW	**288.5**	
Toitures non résidentielles	80-100 MW/an (25 MW/ trimestre)	Enseignement ou santé < 100 KW	Intégré au bâti	0-9 kW	**402**	
				9-36 kW	**402**	
			Intégration simplifié au bâti	0-36 kW	**303.5**	
				36-100 kW	**288.5**	
		Autres bâtiments <100 kW	Intégré au bâti	0-9 kW	**352**	
			Intégration simplifié au bâti	0-36 kW	**303.5**	
				36-100 kW	**288.5**	

Source : commission de régulation de l'énergie

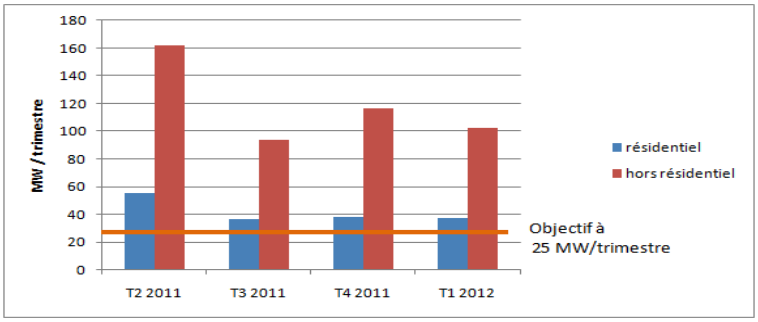
- pour les installations de puissance comprise **entre 100 kW et 250 kW**, les projets sont sélectionnés par appel d'offres simplifié (sélection uniquement sur le critère prix) ;
- pour les installations de **puissance supérieure à 250 kW**, on applique une procédure d'appel d'offres classique (sélection sur la base de plusieurs critères de choix : prix, impact environnemental, contribution à la R&D, faisabilité et délai de réalisation).

Pour les appels d'offres simplifiés, le délai de mise en service est de 18 mois. Pour les installations de puissance supérieures à 250 kW, le délai de mise en service est de 24 mois.

La sélection des appels d'offres est faite dans la limite d'un total annuel de 500 MW de électricité photovoltaïque installé (métropole + zones non interconnectées), dont 200 MW a priori réservés aux « petits » projets qui ont droit au tarif. L'objectif visé est de suivre le rythme de développement de 500 MW par an qui était sous-jacent à l'objectif initial de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) pour 2020.

Pour les projets de moins de 100kW, la **mise en œuvre du dispositif** de tarifs dégressifs a ralenti leur rythme de développement, qui est toutefois resté relativement élevé par rapport aux objectifs, les tarifs étant encore attractifs, semble-t-il. L'objectif des 25 MW/trimestre pour les bâtiments résidentiels et surtout pour les bâtiments hors résidentiel a été dépassé sur les 4 premiers trimestres d'application, ce qui a conduit à réduire les tarifs d'achats tous les trimestres, comme le montrent le graphique et le tableau ci-dessous.

Tableau n° 5 : Installations<100kW : suivi de la nouvelle régulation de l'électricité photovoltaïque



Source : EDF

** La baisse que l'on constate entre T2 2011 et T3 2011 est en partie due au fait que les installations ayant subi le moratoire en décembre 2010 ont fait leur demande de raccordement en masse au T2 2011.*

Tableau n° 6 : Deux exemples d'évolution des tarifs de l'électricité photovoltaïque pour les projets <100 kW

Tarif achat en €/MWh	T2-2011	T3-2011	T4-2011	T1-2012	T2-2012
pour un particulier <9KW	464	425.5	406.3	388	370.6
Installation intégration simplifiée hors résidentiel<36 kW	303.5	274.6	248.5	224.9	203.5

Source : commission de régulation de l'énergie

- pour les projets de puissance comprise **entre 100 kW et 250 kW**, un appel d'offres a été lancé, constitué de sept périodes successives de candidature, dont les dates limites de dépôt des offres sont réparties entre le 20 janvier 2012 et le 30 juin 2013, pour une puissance cumulée de 300 MWc. Sont closes les deux premières périodes : la première, close le 20 janvier 2012, qui portait sur 120 MWc, et la deuxième, close le 31 mars 2012, avec un objectif de 30 MWc ;
- seuls les résultats de la première période de candidature sont connus : pour un objectif de 120 MW, 345 dossiers (représentant une puissance de 68 MW) ont été déposés et la commission de régulation de l'énergie a proposé de retenir 218 dossiers, représentant une puissance de 45 MW pour un prix d'achat moyen de 229 €/MWh (lauréats désignés par le ministre le 22 mars 2011). Est ouverte la troisième période (dépôt des offres avant le 30/06/2012) avec un objectif de 30 MWc ;
- pour les installations de **puissance supérieure à 250 kW**, un appel d'offres a été lancé à l'été 2011, avec une date limite de remise des offres fixée au 8 février 2012. L'objectif de puissance recherchée était de 450 MWc. 425 dossiers ont été reçus dans les délais ; 316 ont été déclarés complets. L'instruction des dossiers par la commission de régulation de l'énergie est en cours. La commission de régulation de l'énergie devrait rendre son avis au ministre avant le 23 juin 2012.

L'ensemble de ce dispositif vise à sensiblement ralentir le développement des capacités photovoltaïques raccordées au réseau. En 2011, en effet, la mission de concertation confiée aux inspecteurs des finances Charpin et Trink estimait que la « trajectoire tendancielle », en l'absence d'intervention, était de + 1,5 GW/an entre 2010 et 2020, soit une capacité installée totale de 17 GW en 2020, alors que la « trajectoire PPI » visait seulement une capacité installée de 5,4 GW en 2020.

Les mesures prises en 2011 ont eu deux effets distincts :

- le **moratoire** et la gestion qui en a été faite ont eu pour conséquence de faire perdre le bénéfice de l'obligation d'achat aux anciennes conditions tarifaires à 3400 MW de projets parmi les 6400 MW alors en file d'attente. Sur les 3 000 MW restants, environ la moitié (1 350 MW) étaient encore en file d'attente de raccordement en fin d'année 2011. Les projets qui ont quitté la file d'attente en 2011 ont été très majoritairement raccordés au réseau (1 300 MW), et quelques uns abandonnés (380 MW). Les installations devront toutes être achevées au plus tard le 10 juin 2012 pour ne pas perdre le bénéfice de l'obligation d'achat aux anciennes conditions tarifaires. Comme la plupart des projets restants sont relativement bien avancés dans la file d'attente, ils seront en grande majorité réalisés dans les temps. Au total, les projets relevant de la réglementation antérieure sont réalisés avec un pourcentage de « perte » beaucoup plus faible que prévu ;
- les **conditions tarifaires moins favorables et dégressives** ralentissent le développement des nouveaux projets. Toutefois, l'hypothèse de projets engagés pour 2012 retenue par EDF dans ses estimations s'élève encore à 1 GW, soit le double de l'objectif cible de 500 MW.

Les augmentations de puissances installées en électricité photovoltaïque en 2011 et 2012 sont le cumul de ces deux évolutions et restent donc élevées. A partir de 2013, les différents acteurs estiment que l'objectif de 500 MW supplémentaire par an devrait être respecté.

Par ailleurs, le **calcul du coût évité par les installations photovoltaïques** fait l'objet, pour la première fois en 2012, d'un traitement particulier. A la suite des préconisations inscrites dans le rapport Charpin-Trink, la commission de régulation de l'énergie a mis en place une nouvelle méthode de calcul des coûts évités pour l'acheteur obligé :

- les coûts évités par l'électricité photovoltaïque étaient jusqu'alors calculés à partir d'une moyenne arithmétique mensuelle du prix spot sur le marché de gros de l'électricité multipliée par la production d'électricité photovoltaïque achetée pendant le mois correspondant. Cette méthode ne permettait pas de prendre en compte les spécificités de la production photovoltaïque, à savoir : un profil particulier de la production journalière (discontinuité jour/nuit) ; un effet saisonnier (volumes de production supérieurs en été). Par ailleurs, le prix de marché appliqué pour le calcul du coût évité était celui du mois de la facturation, or la production facturée pouvait concerner les 12 mois précédents ;
- la commission de régulation de l'énergie utilise dorénavant[13], pour le calcul des coûts évités de l'année N, un prix moyen mensuel de l'électricité calculé sur la base des prix spot horaires constatés sur le marché de gros pondérés par les profils de production photovoltaïque, qui sont horo-saisonniers.

Cette nouvelle méthode de calcul permet de déterminer un niveau de coût évité par l'électricité photovoltaïque en accord avec les périodes de production théorique, le photovoltaïque permettant de produire uniquement le jour, lorsque les prix spot sont les plus élevés sur le marché de gros.

La prise en compte de prix spot horaires associés à un profil de production horaire induit une augmentation du coût unitaire évité car les prix de marché sont en moyenne plus faibles la nuit que le jour, et donc une réduction du coût des charges liées à l'électricité photovoltaïque. Ainsi, pour 2009, par rapport à la méthode précédente, le coût unitaire évité calculé sur une base horaire aurait été en moyenne de 49,1 €/MWh sur l'année 2009, au lieu de 43 €/MWh, et il aurait induit une baisse des charges dues au photovoltaïque de l'ordre de 1,5 %.

[13] A compter des charges constatées 2011

L'objet de ce rapport n'étant pas d'analyser la politique de soutien au PV, il ne comporte aucun commentaire sur les conditions dans lesquelles ont été mises en place les mesures de soutien et la nouvelle régulation, ni sur leurs conséquences économiques, financières et industrielles.

On constate simplement que, comme la Cour le recommandait dans son insertion, le tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque n'est plus appliqué à « guichet ouvert » pour les installations qui dépassent 100 kW et que, pour les autres projets, les tarifs ont sensiblement diminué et continueront à le faire tant que les objectifs fixés ne seront pas respectés trimestriellement ; son développement est donc désormais mieux régulé, même si le rythme de développement des projets relevant du « guichet ouvert » reste soutenu et supérieur aux objectifs sur les 4 premiers trimestres d'application du nouveau dispositif.

Toutefois, les capacités engagées avant le moratoire, installées dans les années 2009 à 2012, et bénéficiant donc des tarifs d'achat élevés antérieurement en vigueur, continueront à peser sur les charges financées par la CSPE pendant la durée de leurs contrats, c'est-à-dire 20 ans.

b) Les autres énergies renouvelables [14]

Le cas de la biomasse et du biogaz

Les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de la biomasse ont évolué de manière différente selon le mode de production utilisé :

- le tarif de l'électricité produite par **combustion de biomasse** (d'origine végétale ou animale) a légèrement diminué entre 2009 et 2011 ;
- toutefois, l'appel d'offres de 2010 et les arrêtés tarifaires du 28 décembre 2009 et du 27 janvier 2011 n'auront pas d'effet avant l'année 2013 compte tenu des délais de réalisation et de mise en service des installations (estimés entre deux et trois ans) ;

[14] Voir tableau de l'évolution des tarifs en annexe 4

Tableau n° 7 : Evolution du tarif de l'électricité produite par combustion de la biomasse

Arrêtés	Tarif	Prime
Tarif 2002	Biomasse végétale : 4,9 c€/kWh biomasse animale : 4,5 à 5 c€/kWh	Prime à l'efficacité énergétique : 0 à 1,2 c€ prime à l'efficacité énergétique : 0 à 0,3 c€
28 décembre 2009	4,5 c€/kWh	Prime selon critères de puissance, ressources utilisées, efficacité énergétique : 8 à 13 c€
27 janvier 2011	4,34 c€/kWh	Prime selon critères de puissance, ressources utilisées, efficacité énergétique : 7,71 à 12,53 c€

Source : site Internet du ministère chargé de l'écologie (DGEC)

– le tarif de l'électricité produite à partir du **biogaz,** qui avait déjà sensiblement augmenté en 2006, a été légèrement relevé en 2011 ;

Evolution du tarif de l'électricité produite à partir de biogaz

Date des arrêtés	Tarif selon la puissance	Prime à l'efficacité énergétique
10 juillet 2006	7,5 à 9 c€/kWh	entre 0 et 3 c€/kWh
19 mai 2011	8,121 à 9,745 c€/kWh	entre 0 et 4 c€/kWh

Source : site Internet du ministère chargé de l'énergie (DGEC)

– le tarif de l'électricité produite à partir de la **méthanisation** a très sensiblement augmenté en 2011.

Tableau n° 8 : Evolution du tarif de l'électricité produite par méthanisation

Date des arrêtés	Tarif selon la puissance	Prime à l'efficacité énergétique
10 juillet 2006	7,5 à 9 c€/kWh	entre 2 et 5 c€/kWh
19 mai 2011	11,19 à 13,37 c€/kWh	entre 0 et 4 c€/kWh + prime pour traitement d'effluents d'élevage : entre 0 et 2,6 c€/kWh

Source : site Internet du ministère chargé de l'écologie (DGEC)

L'ensemble de ces évolutions a pour objectif de faciliter le développement de la production d'énergie à partir de biomasse, notamment par méthanisation, qui reste relativement faible en France, surtout en comparaison avec la situation en Allemagne, alors que cette activité peut être intéressante pour les agriculteurs et aider à régler d'autres problèmes, notamment en matière de pollution par les élevages. Elle présente également un intérêt pour la valorisation des déchets et des ordures ménagères.

Le cas de la petite hydraulique

Seule la petite production hydraulique (installation d'une puissance inférieure à 12MW) bénéficie de l'obligation d'achat. Il n'y a pas eu d'évolution récente du tarif d'achat de la petite production hydraulique depuis l'arrêté du 1er mars 2007 qui a augmenté le tarif d'achat, dans des proportions variables selon les installations.

En revanche, l'arrêté du 14 mars 2011 a précisé les conditions auxquelles les contrats venant à expiration pourraient être renouvelés[15]. Le mois d'octobre 2012 voit l'arrivée à échéance des contrats d'achats signés en 1997 pour une durée de quinze ans (contrats dits H97). Les exploitants ont donc le choix entre deux possibilités :

- obtenir un nouveau contrat d'achat dans le cadre d'une rénovation ; si celle-ci respecte les montants d'investissements fixés par l'arrêté du 14 mars 2011, l'installation est réputée mise en service pour la première fois et peut donc bénéficier du

[15] Investissements cumulés sur une période de 5 ans de 1000€/kW installé pour une puissance installée >300kW ; de 800€/kW pour une puissance installée <100kW ; entre ces deux seuils interpolations linéaires.

tarif d'achat en vigueur au moment du renouvellement (actuellement celui du 1er mars 2007). Toutefois, un nouvel arrêté tarifaire semble attendu depuis quelques mois pour préciser notamment le traitement des contrats actuels qui viennent à expiration ;

– vendre leur production sur le marché, directement ou via une plate-forme d'agrégation.

On note que la commission de régulation de l'énergie n'est pas saisie pour avis[16] des arrêtés relatifs à la rénovation et ne peut donc pas s'assurer que le tarif d'achat en vigueur entraîne une rémunération normale au regard de l'investissement de rénovation consenti.

Tableau n° 9 : Evolution du tarif de l'électricité produite par la petite hydraulique

Date des arrêtés	Tarif durée contrat : 20 ans	Prime
25 juin 2001	5,49 à 6,1 c€/kWh selon la puissance	prime entre 0 et 1,52c€/kWh en hiver selon la régularité de la production
1er mars 2007	6,07 c€/kW	prime entre 0,5 et 1,68 c€/kWh en hiver selon la régularité de la production

Source : site Internet du ministère chargé de l'écologie (DGEC)

Le cas de l'éolien

Les tarifs d'achat de l'électricité d'origine éolienne n'ont pas été modifiés depuis l'arrêté du 17 novembre 2008[17], qui avait lui-même repris ceux du 10 juillet 2006 :

– éolien terrestre : en 2012, le tarif s'élève à 8,5 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,9 et 8,5 c€/kWh pendant 5 ans selon les

[16] La commission de régulation de l'énergie est toutefois invitée à participer aux groupes de travail avec l'ensemble des parties prenantes préalablement à la rédaction des arrêtés tarifaires.

[17] 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites.

sites, compte tenu de l'indexation annuelle du tarif prévue par l'arrêté ;

– éolien en mer : 13 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 3 et 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites

Toutefois, en matière d'éolien en mer, l'année 2011 a été marqué par le lancement d'un appel à projet, pour un total de 3 000 MW (mais seulement 1 928 MW ont été retenus), dont le prix d'achat (environ 23 c€/kWh en 2020 sur la base de la délibération de la commission de régulation de l'énergie du 5avril 2012[18]) sera sensiblement supérieur au tarif d'achat existant, qui n'avait pas permis jusqu'à présent de développer cette forme de production d'électricité en France.

Le cas de la géothermie

Il y a pas eu d'évolution depuis la forte augmentation des tarifs d'achat de l'électricité produite par la géothermie et objet de l'arrêté du 23 juillet 2010, tant en métropole que dans les départements d'outre-mer (DOM).

Tableau n° 10 : Evolution du tarif de l'électricité d'origine géothermique

Date des arrêtés	Tarif	Prime à l'efficacité énergétique
10 juillet 2006	métropole : 12 c€/kWh départements d'outre-mer : 10 c€/kWh	métropole + départements d'outre-mer : entre 0 et 3 c€/kWh
23 juillet 2010	métropole : 20 c€/kWh départements d'outre-mer : 13 c€/kWh	métropole : entre 0 et 8 c€/kWh département d'outre-mer : entre 0 et 3 c€/kWh

Source : site Internet du ministère chargé de l'écologie (DGEC)

[18] D'après la délibération de la CRE du 5 avril 2012, le surcoût de l'éolien en mer sera de 160 €/MWh par rapport au prix de marché de 66,5 €/MWh. Le prix d'achat sera donc de 226,5 €/MWh en 2020, soit un prix d'achat moyen de 202 €/MWh en 2011.

En 2010-2011, les tarifs d'achat des différentes formes d'électricité renouvelable ont fait l'objet d'une analyse générale qui a conduit à des ajustements plus ou moins importants, souvent à la hausse (biogaz et méthanisation notamment) mais parfois aussi à la baisse (PV, combustion de la biomasse). Ces modifications sont faites en fonction de l'évolution des coûts de production et des priorités gouvernementales qui peuvent également intégrer des objectifs relevant d'autres politiques que la politique énergétique (politique industrielle, politique agricole, politique de protection de l'environnement…). Compte tenu des puissances prévues pour les différentes formes d'électricité renouvelable et du niveau des tarifs qui ont été relevés, l'ensemble tant globalement vers un objectif de maîtrise de la croissance des coûts.

Ces modifications, dont les conséquences sont encore peu visibles dans les charges de 2010 et 2011, seront plus sensibles à l'avenir et doivent être prises en compte dans les estimations à moyen terme.

2 - Les conditions d'achat de l'électricité produite en cogénération

Les charges résultant des contrats d'achat de l'électricité produite par cogénération constituent depuis l'origine et jusqu'en 2011 le premier poste des charges de service public de l'électricité liées à l'obligation d'achat en métropole (6,4 Md€ entre 2003 et 2010, soit 43 % des charges de CSPE).

Le tarif d'achat de cette électricité produite en cogénération n'a pas évolué depuis l'arrêté du 31 juillet 2001 : il est partagé entre une prime fixe et une rémunération variable, proportionnelle au nombre de kWh produits.

La prime fixe rémunère notamment la sécurité d'approvisionnement et impose à l'installation de fonctionner en continu à sa puissance maximale au cours de l'hiver.

La rémunération variable est bâtie sur une logique de coût de combustible évité, en faisant l'hypothèse que la cogénération se substitue à une centrale à cycle combiné au gaz ; elle est donc indexée sur le prix du gaz naturel (tarif GDF-Suez). Suivant les prix du gaz, ce mode de calcul conduit à une rémunération unitaire comprise entre 8 et 13 c€/kWh (prime fixe incluse), très élevée en comparaison des prix de marché de

l'électricité. L'intérêt de ces centrales est de coupler la production d'électricité à un débouché pour la chaleur coproduite, permettant ainsi d'atteindre des efficacités énergétiques voisines de 80 % alors qu'une centrale thermique classique ne dépasse pas les 60 % d'efficacité.

Les conditions économiques de ces contrats se sont révélées très avantageuses et la filière s'est développée au-delà des prévisions initiales. Les conditions d'achat de l'électricité ont été si favorables que, souvent, les producteurs, désireux d'étendre leur parc pour en profiter, ont consenti un fort rabais sur le prix de vente de la chaleur au consommateur, détournant donc l'intérêt du dispositif qui ne visait à l'origine qu'à éviter le gaspillage de l'énergie « fatale », sous-produit de la production d'électricité.

Aussi **plusieurs dispositions législatives ont-elles cherché à restreindre l'application de l'obligation d'achat à la cogénération** : d'une part la loi du 10 février 2000[19] a restreint le bénéfice de l'obligation d'achat aux nouvelles installations de puissance inférieure ou égale à 12 MW ; d'autre part, l'article 33 de la loi du 9 août 2004[20] a limité à « *une seule fois* » la possibilité pour une installation de bénéficier d'un contrat d'obligation d'achat en matière de cogénération. La très grande majorité des contrats, conclus entre 1997 et 1999 pour une durée de 12 ans, sont arrivés à échéance entre 2009 et 2011 et ne devraient donc pas être reconduits.

Le coût de la cogénération aurait donc dû diminuer rapidement.

Cependant un **décret pris en 2005**[21] a instauré un dispositif au terme duquel « *est considéré comme mise en service pour la première fois une installation existante ayant fait l'objet d'investissements de rénovation dont le montant et la nature correspondent, pour la filière considérée, aux critères fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie* », ce qui permet donc de bénéficier d'un **renouvellement des contrats d'achat** et de contourner les dispositions introduites par voie législative un an plus tôt.

L'arrêté du 14 décembre 2006 relatif à la rénovation des installations de cogénération d'électricité et de chaleur a fixé les conditions d'application du décret de 2005, pour la cogénération, à un

[19] Article 10 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

[20] Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières

[21] Décret n° 2005-1149 du 7 décembre 2005 relatif à la rénovation des installations de production d'électricité sous obligation d'achat et modifiant le décret n°2001-410 du 10 mai 2001

niveau relativement faible, puisqu'il suffit d'un niveau d'investissement égal à la moitié, voire le tiers de l'investissement initial[22], pour obtenir le renouvellement d'un contrat aux mêmes conditions tarifaires que pour une nouvelle installation, créant donc un effet d'aubaine.

Dans ces conditions, d'après la commission de régulation de l'énergie, un peu plus de la moitié des installations de puissance inférieure ou égale à 12 MW arrivées au terme de leur contrat d'achat optent pour la rénovation. Compte-tenu de la sortie des installations de plus de 12 MW (2,4 GW sur les 4,7 GW sous obligation d'achat avant 2010) t du très faible flux de nouvelles installations entrant dans le dispositif (3 à 5 par an), la capacité de production du parc devrait être de 2 700 MW en fin 2012, et tendre vers 1500 MW fin 2014.

La recommandation de la Cour qui s'interrogeait sur l'opportunité de continuer à soutenir l'électricité produite par cogénération*, filière qui ne figure pas parmi les priorités gouvernementales,* n'a fait l'objet d'aucun commentaire des ministres dans leurs réponses et n'a donné lieu à aucune modification des conditions d'achat de cette filière qui continue donc à peser sur les comptes de la CSPE alors que les contrats d'achat auraient dû pratiquement tous disparaitre en 2013.

Toutefois le dispositif actuel qui s'applique à la cogénération devrait conduire à une division par 3 de la puissance installée bénéficiant des tarifs d'achat entre 2010 et 2014.

3 - Obligation d'achat en métropole : modification de la méthode de calcul du coût évité

Comme on le verra ultérieurement, une part importante des écarts entre prévisions et réalisations en matière de CSPE est due à la volatilité des prix de référence, c'est-à-dire des prix du marché, qui sont utilisés pour faire les calculs de charges liées à l'obligation d'achat (contrat d'achat en application d'un tarif d'achat ou résultant d'un appel d'offres) en métropole.

[22] Il faut que le cumul des investissements sur 3 ans soit au moins égal à 350 €/kW installé au début de la période de rénovation, avec une formule d'actualisation de ce montant.

Ces charges sont le résultat de la différence entre :

- le coût d'achat, correspondant aux versements effectués par les acheteurs obligés (essentiellement EDF) en faveur des producteurs (d'énergies renouvelables ou de cogénération) conformément aux tarifs d'achat en vigueur ou aux prix de vente issus d'un appel d'offres ;
- le coût évité à ces acheteurs, c'est-à-dire le coût de l'électricité qu'ils auraient achetée s'ils n'avaient pas été soumis à l'obligation d'achat.

En application des dispositions de la loi du 10 février 2000[23], le coût évité est déterminé en **référence au prix de marché**[24], mais la détermination de ce dernier n'est pas évidente.

Jusqu'à une délibération de la commission de régulation de l'énergie du 25 juin 2009, les charges prévisionnelles au titre de l'année N+1 étaient calculées, l'année N, en référence aux prix observés l'année N sur les marchés à terme pour une livraison l'année N+1, alors que les charges constatées de l'année N+1, calculées en N+2, l'étaient en référence aux prix du marché *spot day-ahead*[25] constatés a posteriori.

Cette différence de méthodes entre le calcul des charges prévisionnelles au titre d'une année et celui des charges constatées au titre de la même année, associée à la forte volatilité des prix spot, a eu un impact sur la trésorerie d'EDF et a provoqué de fortes variations de la contribution unitaire nécessaire pour couvrir les charges, avec un impact sur les consommateurs.

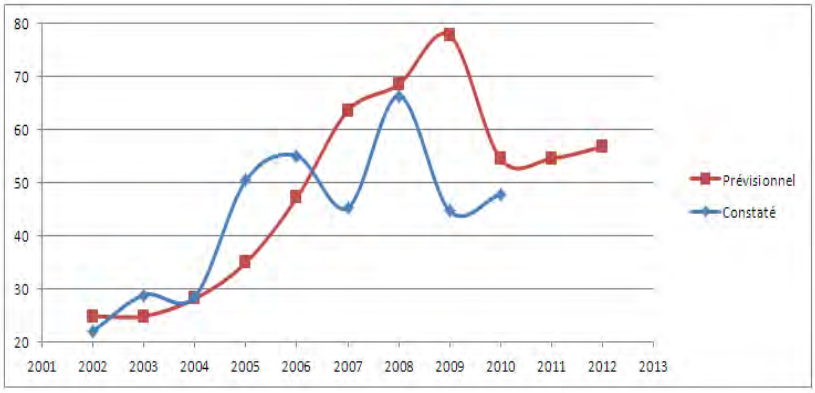
[23] Article 5 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000[23] relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

[24] Sauf pour les ELD (entreprises locales de distribution), pour lesquels il est calculé par référence aux tarifs de cession et aux prix de marché, à proportion de leurs achats respectifs à ces conditions.

[25] Le prix *day-ahead* est le prix des produits spot ou au comptant livrés au maximum le lendemain de leur achat (prix fixé en J pour J+1) ; fixé tous les jours sur EPEX Spot (bourse d'échange), il reflète l'équilibre de court terme entre l'offre et la demande. C'est un prix horaire qui possède une forte volatilité en raison des variations imprévues concernant aussi bien l'offre (arrêt intempestif d'une centrale, par exemple) que la demande (température plus basse que prévu, par exemple).

Tableau n° 11 : Prix moyen pondéré par les volumes d'achat utilisé pour le calcul du coût évité par les obligations d'achat d'EDF en métropole

€/MWh	Prévisionnel	Constaté
2002	24,9	22,1
2003	24,9	28,9
2004	28,2	28,6
2005	35,0	50,5
2006	47,2	55,1
2007	63,6	45,3
2008	68,6	66,4
2009	77,8	44,7
2010	54,5	47,9
2011	54,6	
2012	56,8	



Source : commission de régulation de l'énergie

Ainsi, les charges constatées au titre de 2007 se sont révélées supérieures de plus de 480 M€ aux charges prévisionnelles au titre de l'obligation d'achat en métropole du fait de l'écart entre le prix de référence utilisé pour les prévisions et celui constaté pour le calcul des réalisations. A l'inverse, pour les mêmes raisons, les charges constatées

au titre de 2006 ont été inférieures de plus de 150 M€ à celles qui avaient été prévues, pour la part correspondant à l'obligation d'achat.

Par une délibération du 25 juin 2009, la commission de régulation de l'énergie a donc modifié les références de prix de marché utilisées pour le calcul du coût évité des contrats sans différenciation horosaisonnière[26] (92 % des contrats d'obligation d'achat) conclus par EDF en métropole, en distinguant :

- le coût évité par la production considérée comme « quasi certaine », pour laquelle les estimations prévisionnelles comme les résultats constatés seront calculés en utilisant les prix des produits à terme. En pratique cela signifie que les résultats constatés sont calculés avec le même « prix de marché » que celui qui a été utilisé pour les estimations, quel que soit ce qui s'est passé sur les marchés pendant l'année considérée ;
- le coût évité par la production qui n'est pas certaine (aléatoire) : il continue d'être calculé en utilisant les prix *spot* réellement constatés pendant l'année (prix *day-ahead « France » sur EPEX SPOT).*

Pour chaque filière, les coefficients de puissance quasi-certaine, puissance disponible à tout instant sur la période de temps considérée avec une probabilité de l'ordre de 90 %, ont été arrêtés par la commission de régulation de l'énergie pour les années 2010, 2011 et 2012 (voir tableau ci-dessous). Ils devront ensuite être régulièrement actualisés. En 2010, le volume de production quasi-certaine (environ 11 TWh) représente environ un tiers de la production sous obligation d'achat.

[26] Certaines installations bénéficient de contrats d'achat à différenciation horosaisonnière, ce qui signifie que la rémunération du producteur par EDF dépend du moment où il produit son électricité. Il s'agit essentiellement de production hydraulique et de cogénération. Pour ces contrats, le mode de calcul du coût évité, en référence aux prix du marché, n'a pas changé.

Tableau n° 12 : Coefficient de puissance quasi certaine de 2010 à 2012

	Cogénération	Biogaz/biomasse/ incinération	Eolien	Hydraulique	Autres*
Hiver	80 %	80 %	15 %	20 %	0 %
Eté	0 %	50 %	5 %	10 %	0 %

Source : délibération de la commission de régulation de l'énergie du 25 juin 2009

** Photovoltaïque, géothermie et autres (divers et petites installations)*

Ce nouveau calcul du coût évité pour les obligations d'achat en métropole continentale change l'exposition au risque d'EDF qui demandait son application : si EDF n'avait pas été soumise à l'obligation d'achat et à ses tarifs réglementés, elle aurait acheté autant que possible l'électricité correspondante à l'avance, donc « à terme » sur le marché de gros. Elle n'aurait en effet pas pris le risque de l'acheter au dernier moment à un prix « spot » très volatil.

La nouvelle hypothèse reflète donc mieux le coût évité. Elle réduit l'exposition au risque de l'acheteur comme celle des consommateurs. EDF n'a plus désormais à se couvrir contre ce risque d'évolution du prix du marché spot, sachant que, de toute façon, le montant définitif de la CSPE sera calculé à partir du montant pris en compte dans les prévisions.

A titre d'illustration, la simulation de l'application de cette méthode à l'année 2007 aurait fait apparaître un écart entre coût évité prévisionnel et coût évité constaté dix fois moins élevé que la méthode précédente.

Tableau n° 13 : Coût évité : simulation des méthodes pour 2007

M€	Méthode avant la délibération du 25/06/2009	Nouvelle méthode
Coût évité prévisionnel 2007	1 575,0	1 448,5
Coût évité constaté 2007	1 157,8	1 405,8
Différence	**- 417,2**	**- 42,7**

Source : commission de régulation de l'énergie

Cette nouvelle méthode de calcul du coût évité pour les obligations d'achat en métropole continentale, qui réduit donc sensiblement la part de volatilité attachée à l'évolution des prix du marché, sera appliquée pour la première fois pour le calcul des charges constatées au titre de 2012, après une période de transition en 2010 et 2011.

4 - Les charges de service public dans les zones non interconnectées

Les tarifs d'achat dans les zones non interconnectées (ZNI) ont peu évolué depuis 2010, à l'exception de :

- la **géothermie** : l'arrêté tarifaire du 23 juillet 2010 a augmenté de 30 € le prix du MWh (130 €/MWh vs 100 €/MWh dans l'arrêté du 10 juillet 2006) et maintient la prime à l'efficacité énergétique entre 0 et 30 €/MWh. L'installation Bouillante 1 en Guadeloupe a été rénovée et bénéficie désormais du nouveau tarif d'achat[27] ;
- le **photovoltaïque** : l'arrêté du 4 mars 2011 unifie les tarifs applicables dans les départements d'outre-mer et en métropole, à la différence des arrêtés antérieurs. Il provoque une diminution significative des tarifs applicables et donc une

[27] En métropole, l'installation géothermique de Soultz-sous-Forêts a conclu un contrat d'achat et bénéficie de ce tarif. L'impact sur la CSPE est toutefois minime.

baisse des charges de CSPE générés par les nouveaux MW installés.

Il n'y a eu aucune modification concernant la **bagasse** au cours des trois dernières années. Le dernier arrêté tarifaire en date est celui du 20 novembre 2009 qui, afin d'encourager l'utilisation de la bagasse, énergie compétitive dans les dans les zones non interconnectées, a créé une prime variable complémentaire de 13 €/tonne de canne pour les installations existantes et a arrêté le tarif d'achat de l'énergie fournie à partir de la bagasse dans les installations nouvelles en fonction de leur taille mais **son impact financier ne s'est répercuté qu'en 2011**. La commission de régulation de l'énergie a évalué l'impact financier de la « prime-bagasse » pour les installations existantes à environ 33.8 M€, qui s'ajoutent aux surcoûts liés aux contrats d'achat de production d'électricité à partir de cette source d'énergie[28]. Les évolutions futures seront liées aux éventuelles mises en service de nouveaux moyens de production pouvant fonctionner à la bagasse. Ainsi, sont actuellement prévus 15 MW en Guadeloupe, 34 MW à La Martinique et 46 MW à la Réunion.

On rappelle que dans les zones non interconnectées, les surcoûts de l'obligation d'achat sont calculés par rapport à la part de la production dans les tarifs réglementés de vente.

En ZNI, l'application de la nouvelle régulation sur le PV va provoquer une baisse de la croissance des charges générées par les nouvelles installations, limitant de fait la hausse des charges de CSPE.

En revanche, les modifications concernant la production d'électricité utilisant la bagasse, qui résultent de l'arrêté du 20 novembre 2009, ont commencé à se faire sentir dès les résultats constatés en 2010 et ont un impact notable sur les charges en ZNI.

5 - Les tarifs sociaux

Le tarif de première nécessité (TPN) est entré en vigueur le 1er janvier 2005[29]. Il devrait bénéficier à toute personne titulaire d'un

[28] Annexe 1 de la délibération de la CRE en date du 7 octobre 2010 *portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2011*.

[29] Décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 relatif à la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité

contrat de fourniture d'électricité dont le foyer a des ressources annuelles inférieures ou égales au plafond ouvrant droit à la couverture maladie universelle (CMU) complémentaire[30]. Ce tarif consiste en une réduction de 40 à 60 % par rapport au tarif réglementé de vente en fonction de la composition du foyer, dans la limite de 100 kWh par mois (soit en moyenne 95 € TTC de réduction annuelle, environ 15 % de la facture en moyenne). En outre, il donne droit (décret du 26 juillet 2006) à la gratuité de la mise en service et à un abattement de 80 % sur les interventions pour impayés. Ces pertes de recettes et frais supplémentaires font l'objet d'une compensation financée par la CSPE, au profit des opérateurs concernés (2,3 % de la CSPE en 2010).

En outre, les charges supportées du fait du tarif de première nécessité donnent la possibilité aux opérateurs de bénéficier d'une compensation en cas de participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité. Cette compensation peut s'élever jusqu'à 20 % des charges dues au titre du TPN, dans la limite du concours financier de l'opérateur au fonds de solidarité pour le logement (arrêté du 24 novembre 2005).

Plusieurs évolutions récentes vont avoir un impact sur le montant de la compensation versé à ce titre :

- le **décret 2012-309 du 6 mars 2012** *relatif à l'**automatisation** des procédures d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel* a pour objectif de simplifier l'attribution de ces tarifs. Il a étendu le bénéfice du tarif de première nécessité de manière automatique, sauf refus, à tous les ayant droit à la CMU-complémentaire alors qu'auparavant les bénéficiaires devaient en faire la demande exprès en complétant une attestation qui leur était envoyée. Le nombre de bénéficiaires, qui était de 642 000 fin 2010, devrait donc sensiblement augmenter puisque les ayants droit sont estimés entre 1,5 et 2 millions de foyers. La commission de régulation de l'énergie considère toutefois que la procédure, bien que simplifiée par rapport à la situation précédente, reste encore trop complexe, *en raison du nombre d'acteurs qu'elle fait intervenir et des nombreux flux d'information qui transitent entre eux*[31]. Elle ne

[30] 648 €/mois pour un célibataire, 1 360 €/mois pour un couple avec 2 enfants

[31] La commission de régulation de l'énergie considère que cette procédure génère des surcoûts de gestion importants au regard du montant des réductions consenties (de l'ordre de 8 % des charges prévisionnelles du tarif de première nécessité (TPN)). A minima, pour simplifier la procédure, améliorer l'accessibilité de ce tarif et contribuer à l'ouverture des marchés, la CRE considère que la mise en œuvre de ce tarif devrait être ouverte aux fournisseurs alternatifs, comme pour le tarif social du gaz. En effet,

prévoit donc pas que tous les ayants droit seront concernés dès 2012 (prévisions commission de régulation de l'énergie pour 2012 : environ 70 % des ayants droits estimés à 1,5 M, soit 1 076 000 clients concernés) comme EDF qui retient un nombre de bénéficiaires en 2012 égal à 1,1 million ;

- **l'arrêté du 23 décembre 2010** a revu à la **hausse de 10 points le niveau des réductions de factures** que l'arrêté précédent du 5 août 2008 avait fixé à :
  - 30 % pour 1 unité de consommation dans le foyer bénéficiaire (UC) ;
  - 40 % pour un nombre d'UC compris entre 1 et 2 ;
  - 50 % pour un nombre d'UC supérieur ou égal à 2.
- L'arrêté du 23 décembre 2010 a augmenté ces taux de réduction de 10 points pour les faire passer à 40 à 60 % en fonction du nombre d'unité de consommation, soit une majoration de la réduction moyenne d'environ 16 € par an hors taxes. Dans son avis, daté du 23 décembre 2010, la commission de régulation de l'énergie avait évalué à 10 M€ les charges supplémentaires induites par la revalorisation, soit +0,03€/MWh, à nombre de bénéficiaires constants (650 000).

En outre, l'effet cumulé de ces deux types d'évolution, qui augmente le montant des charges au titre du tarif de première nécessité, augmente aussi le montant possible de **compensation des concours financiers versés par les opérateurs,** notamment au fonds de solidarité pour le logement (FSL). Ainsi, dans le cas d'EDF, pour un versement au FSL de 22,3 M€ en 2009, seuls 11 M€ étaient compensés par la CSPE (soit 20 % des 53 M€ de charges liées au TPN en 2009) ; si les charges du TPN doublaient, la quasi-totalité du versement au fond de solidarité pour le logement d'EDF serait compensée (pour un montant versé au fond de solidarité pour le logement identique).

aujourd'hui, un client d'un fournisseur alternatif doit revenir chez le fournisseur historique (EDF ou ELD) pour bénéficier du tarif de première nécessité.

CONCLUSIONS

Si l'on fait la synthèse des évolutions récentes des textes concernant la CSPE et que l'on se réfère aux recommandations de la Cour dans son Rapport public 2011, on constate que :

- des progrès ont été faits pour maîtriser certains facteurs de croissance des charges de service public de l'électricité, notamment pour la filière photovoltaïque ;

- en revanche, aucune évolution des textes n'a été constatée concernant la cogénération ;

- aucune modification n'est venue clarifier le statut fiscal de la CSPE. Certes, pour 2012, l'augmentation de la contribution unitaire a été votée directement par le Parlement, pour en permettre une application anticipée dès la mi-2011 pour la moitié de cette augmentation. Mais cette décision exceptionnelle n'a pas vocation à se reproduire systématiquement ;

- comme l'indiquaient les réponses des ministres, aucune évolution ne va dans le sens d'un réexamen du financement du soutien aux énergies renouvelables et des autres charges de service public de l'électricité, par le consommateur d'énergie ;

- en revanche, des modifications permettant des calculs plus cohérents et allégeant le poids de la volatilité des prix de marché ont été décidées par la commission de régulation de l'énergie en 2009 ;

- enfin, certaines évolutions vont dans le sens d'une augmentation des charges, mais de manière limitée, notamment en matière de tarifs sociaux.

Chapitre II

Evolutions constatées de la CSPE

en 2010

En termes de résultats constatés, nous disposons aujourd'hui d'une année supplémentaire, l'exercice 2010, par rapport aux données disponibles et utilisées pour la rédaction du rapport public de 2011.

I - Evolution globale des charges et des recettes en 2010

En 2010, les charges constatées au titre de l'année sont quasiment stables (- 1,2 %) par rapport à celles de l'année précédente, qui étaient, pour leur part, en très sensible augmentation par rapport à celles de l'année précédente (+ 45 %).

Tableau n° 14 : CSPE : Evolutions constatées 2003 -2010

En M€	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009***	2010	2010/ 2009
Contrats d'achats*	1 004,8	1 102,1	815,2	878,4	1 183,4	882,5	1 563,6	1 574,4	+ 0,7 %
*dont cogénération**	*803,8*	*838,4*	*676,6*	*713,2*	*803,4*	*828,8*	*950,6*	*823,1*	*- 13,4 %*
*dont EnR**	*142,0*	*201,3*	*89,1*	*110,7*	*322,5*	*-4,9*	*561.1*	*706,7*	*+ 25,9 %*
*dont autres**	*59,0*	*62,4*	*49,5*	*54,6*	*57,5*	*58,6*	*51,9*	*44,6*	*- 14,0 %*
Péréquation tarifaire**	409,9	431,2	564,2	661,5	762,3	897,1	1 056,6	1 018,3	- 3,6%
Dispositions sociales	0	2,0	23,7	34,4	43,9	59,2	66,3	61,7	- 6,9 %
Total des charges constatées au titre de l'année (a)	**1 414,7**	**1 535,3**	**1 403,1**	**1 574,3**	**1 989,5**	**1 838,8**	**2 686,5**	**2 654,5**	**- 1,2 %**
Assiette prévisionnelle (en TWh)	442,2	380	378	369	383	384,1	391,0	375,1	- 4,1 %
Contribution unitaire appliquée (€/MWh)	3,3	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
Recettes constatées de l'exercice(b)	**1 219,1**	**1 654,6**	**1694,1**	**1 670,5**	**1 466,2**	**1694,2**	**1 655,5**	**1 935,8**	**+ 16,9%**
Déficit de l'année (c = a-b)	**196**	**-119**	**-291**	**-96**	**523**	**145**	**1 031**	**719**	**- 30 %**

Source : commission de régulation de l'énergie

** en métropole continentale, donc hors zones non interconnectées (ZNI)*
*** surcoûts de production + surcoûts dus aux contrats d'achat dans les dans les zones non interconnectées et à Mayotte*

**** La commission de régulation de l'énergie a ajouté les reliquats de charges 2009 qui ont été déclarés par EDF en 2011 et non 2010*
*****hors frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations*

Cette stabilité des charges de l'année 2010 par rapport à celles de l'année 2009 est essentiellement le résultat de deux évolutions de sens inverse :

– une diminution de 13,4 % des charges liées aux contrats d'achat de cogénération (- 127,3 M€), complétée par une faible évolution à la baisse des coûts liés à la péréquation tarifaire

dans les dans les zones non interconnectées (-1,4 %, soit 14,9 M€) ;

– une forte augmentation de 26,6 % des charges liées aux contrats d'achat d'énergies renouvelables en métropole (+ 146,8 M€).

En matière de recettes, le maintien de la contribution unitaire à 4,5 €/MWh, au lieu du montant de 6,5 €/MWh proposé par la commission de régulation de l'énergie, conduit à un nouveau déficit de 968 M€, Pour calculer le déficit à la fin de l'exercice 2010, il faut sommer les déficits et y ajouter le déficit 2002 de 200 M€. **Le déficit cumulé est de 2 308 € fin 2010.**

II - Evolution des différents types de charges en 2010 par rapport à 2009

A - Les charges dues aux contrats d'achat en métropole

1 - La cogénération

Comme prévu, du fait de la sortie progressive des installations de cogénération du dispositif tarifaire initial, les charges dues à la cogénération ont recommencé à baisser (- 13,4 % soit – 127,3 M€) après une année 2009 très « couteuse » du fait notamment de la prise en compte, avec effet rétroactif au 1er janvier 2006, de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) dans la composante de rémunération du gaz du tarif d'achat de cogénération[32].

On constate que, pour les raisons rappelées précédemment, les coûts liés à la cogénération restent très élevés et représentent encore plus de 30 % des charges totales.

2 - Les énergies renouvelables

Le **prix de marché** pris en compte pour calculer le coût évité « réel » en 2010 (47,9 €/MWh) étant **supérieur à celui de 2009** (44,7 €/MWh), cette situation a réduit, dans les comparaisons 2009/2010, l'impact de l'augmentation en 2010 des volumes achetés ainsi que celle des prix unitaires d'achat pour certaines énergies renouvelables.

[32] En application de l'article 135 de la loi de finances rectificative pour 2008 du 30 décembre 2008

Tableau n° 15 : Evolution des charges dues aux contrats d'achat d'énergies renouvelables en métropole

En M€*	2007	2008	2009	2010	2010/2009
Eolien	158,8	80,9	319,2	344,1	+ 8 %
Photovoltaïque	1,1	7,8	54,3	208,9	+ 285 %
Hydraulique	111,3	-70	115,5	80,7	- 30 %
Géothermie	0	0	0	0	
Biomasse	16,6	9,2	20,9	29,5	+ 41 %
Biogaz	10,1	4,3	25,1	30,0	+ 20%
Incinération ordures ménagères	24,6	-37	26,0	13,5	- 48 %
Total	**322,5**	**-4,9**	**561,1**	**706,7**	**+ 26 %**

Source : commission de régulation de l'énergie
**les charges intègrent des reliquats constatés 2 ou 3 ans après l'année considérée*

L'essentiel de la progression des charges (+ 145,6 M€) est dû au développement de **l'électricité photovoltaïque** dont le volume de production augmente (multiplication par un facteur 4 environ) mais aussi le coût d'achat unitaire du MWh (+ 5,1 %, de 515,8 €/MWh en 2009 à 542,4 €/MWh en 2010), en raison de l'accroissement du volume d'installations intégrées au bâti, qui bénéficient un tarif supérieur aux autres types d'installation. En 2010, la majorité des projets raccordés étaient des projets en file d'attente éligibles à l'arrêté de 2006 ; la mise en service de très nombreuses installations au tarif de 60c€/kWh sans limitation de puissance masque l'effet des décisions prises au cours de l'exercice visant à diminuer fortement le tarif d'achat et à réserver les tarifs les plus élevés aux installations de plus faibles puissances.

Tableau n° 16 : Achats d'énergies renouvelables en métropole : évolution des volumes et des prix entre 2009 et 2010

En M€	2009		2010		Evolution des charges 2010/2009
	Volume d'achat (TWh)	Coût unitaire d'achat (€/MWh)	Volume d'achat (TWh)	Coût unitaire d'achat (€/MWh)	
Eolien	7,7	84,7	9,7	84,2	+ 8 %
Photovoltaïque	0,1	515,8	0,4	542,4	+ 285 %
Hydraulique	6,0	60,8	6,6	60,2	- 30 %
Géothermie					
Biomasse	0,4	94,4	0,6	98,4	+ 41 %
Biogaz	0,6	83,5	0,8	85,7	+ 20%
Incinération ordures ménagères	2,7	52,1	2,8	52,5	- 48 %
Prix de marché moyen	***44,7 €/MWh***		***47,9 €/MWh***		

Source : commission de régulation de l'énergie

Les charges relatives à **l'éolien** augmentent de 24,9 M€ (+ 8 %) par rapport à 2009 mais ce chiffre est un peu trompeur, le montant de l'année 2009 ayant été augmenté par le report de 2008 sur 2009 de la mise en service de plusieurs installations dans l'attente de la publication d'un arrêté tarifaire intervenu en novembre 2008. Les résultats de l'année 2010 sont donc marqués par une sensible augmentation de la production électrique éolienne (+ 26%, 7,7 TWh en 2009 ; 9,7 TWh en 2010) du fait de la mise en service de nouvelles installations et parce que l'année 2010 a été particulièrement ventée.

La diminution de 30 % des charges de la **petite hydraulique** entre 2009 et 2010, malgré une progression de 10 % des volumes achetés (grâce aux travaux de rénovation et à une hydraulicité favorable),

s'explique essentiellement par l'évolution du prix de marché de référence plus faible en 2009.

Pour l**a biomasse et le biogaz**, leurs taux de progression sont dû essentiellement à la forte progression des volumes achetés (+ 46 % pour la biomasse, + 25 % pour le biogaz), même si ces derniers restent faibles (0,6 TWh pour la biomasse ; 0,7 TWh pour le biogaz), confortée par l'augmentation des coûts unitaires d'achat (+ 4 % pour la biomasse ; + 2,6 % pour le biogaz).

Enfin, la diminution des charges liées à **l'incinération d'ordures ménagères** est uniquement due à l'augmentation du prix du marché entre 2009 et 2010, qui a plus que compensé l'augmentation de la production.

B - Les charges dues à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées

Les charges liées à la péréquation tarifaire en zones non interconnectées restent globalement relativement stables (-1,4 %) mais avec une répartition qui évolue : la part liée aux surcoûts de production décroit (- 14,4 %) ; les coûts liés aux contrats d'achat augmentent (+ 57,3 %).

Tableau n° 17 : Péréquation applicable aux zones non interconnectées : évolution des volumes et des prix entre 2009 et 2010

En M€	2009**			2010			2010/2009
	Volume d'achat (TWh)	Coût unitaire d'achat (€/MWh)	charges totales (M€)	Volume d'achat (TWh)	Coût unitaire d'achat (€/MWh)	Charges totales (M€)	Evolution des charges
Total péréquation			**1 033,2**			**1 018,3**	**- 1,4 %**
Surcoût production			846,4			724,4	- 14,4 %
Contrats d'achat dt			186,8			293,9	+ 57,3 %
Eolien	*0,1*	*98,7*	*5,2*	*0,09*	*88,8*	*3,8*	*- 27 %*
Photovoltaïque	*0,03*	*406,5*	*12,5*	*0,10*	*439,9*	*40,9*	*+ 227 %*
Hydraulique	*0,08*	*71,4*	*2,2*	*0,07*	*75,4*	*2,2*	*0 %*
Géothermie	*0,05*	*78,1*	*1,6*	*0,01*	*68,3*	*0,3*	*- 81 %*
Biomasse	*0,0*		*0*	*0*		*0*	
Biogaz	*0,01*	*82,75*	*0,5*	*0,02*	*93,2*	*0,8*	*+ 60 %*
Incinération ordures ménagères	*0,03*	*63,2*	*0,5*	*0,02*	*64,8*	*0,4*	*- 20 %*
Interconnexion	*0,28*	*79,4*	*10,4*	*0,34*	*72,6*	*10,5*	*+ 1 %*
Bagasse/charbon	*1,81*	*111,4*	*115,7*	*1,93*	*134,4*	*168,2*	*+ 45 %*
Thermique	*0,32*	*167,3*	*38,3*	*0,36*	*232,4*	*66,6*	*+ 74 %*
Prix moyen de la PPTV*	***46,5 €/MWh***			***46 €/MWh***			

Source : commission de régulation de l'énergie
** Part production dans les tarifs de vente d'électricité*
*** Hors reliquats*

Pour les différents contrats d'achat, les évolutions les plus notables concernent :

- la **bagasse charbon** dont le coût progresse de 45 % (115,7 M€ en 2009 ; 168,2 M€ en 2010) et qui représente 57 % des coûts liés aux contrats d'achat en 2010 (62 % en 2009) du fait des nouveaux investissements mais aussi de l'augmentation du prix d'achat consécutive à l'introduction de la « prime bagasse » et à la hausse des prix du charbon ;
- l'électricité **photovoltaïque** dont le coût progresse de 227 %, mais qui reste à une échelle encore modeste en volume comme en coût (12,5 M€ en 2009 ; 40,9 M€ en 2010) ;
- l'évolution constatée en 2010 de la répartition entre surcoûts de production et contrats d'achat va s'accentuer à l'avenir avec le changement de statut des installations d'EDF dans les zones non interconnectées, qui ont été filialisées, ce qui provoque un changement du type de coût supporté par EDF[33], mais sans conséquence sur le montant total.

C - Les charges dues aux dispositions sociales

En 2010, les charges liées à la mise en œuvre des dispositions sociales, notamment du tarif de première nécessité, ont diminué de 7 %. Cette baisse est principalement due à la baisse du nombre des bénéficiaires. Au 31 décembre 2010, 615 000 clients bénéficiaient de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité, ce qui représente une baisse de 35 % par rapport au 31 décembre 2009. Il semble que beaucoup de nouveaux ayant-droits n'aient pas exercé leur droit d'éligibilité. Par ailleurs, cette baisse fait suite à une augmentation importante en 2009.

III - Comparaisons des prévisions de la commission de régulation de l'énergie et des réalisations en 2010

Si les résultats de l'année 2010 sont très proches de ceux de 2009, les écarts entre résultats et prévisions sont sensibles (+ 19 %, 422 M€).

[33] Les surcoûts de production d'EDF se transforment en surcoûts liés aux contrats d'achat entre EDF et sa filiale

Les principaux écarts entre les prévisions de la commission de régulation de l'énergie et les réalisations en 2010 portent sur **les contrats d'achat en métropole** (335 M€ sur un écart total de 422 M€), avec deux explications complémentaires portant sur les deux principaux types de contrats d'achat :

- en matière de **cogénération,** les fortes variations du prix du gaz, sur la base duquel le prix d'achat de l'énergie de la cogénération est indexé, ont affecté les résultats de l'exercice ; mais on retrouve également une persistance de la production de la cogénération plus forte que prévue ;

- en matière d'énergies renouvelables, l'essentiel de l'écart (139 M€ sur 179 M€) s'explique par la **volatilité des prix de marché** et son effet sur le calcul du coût évité. Le prix moyen pondéré avait été estimé à 54,5 €/MWh, alors que le prix constaté utilisé pour le calcul des réalisations n'est que de 47,9 €, ce qui augmente automatiquement les charges à compenser par rapport à la prévision. Comme on l'a vu précédemment, cet élément d'incertitude dans les prévisions va bientôt disparaître pour la production quasi certaine.

Par ailleurs, d'autres hypothèses qui fondaient les estimations se sont révélées inappropriées : elles portent surtout sur le **coût unitaire d'achat moyen** plus que sur les volumes d'achat eux-mêmes, en particulier pour l'électricité photovoltaïque (coût unitaire d'achat prévu à 574 €/MWh contre 542 €/MWh réalisé) et pour la biomasse[34] (coût unitaire d'achat prévu à 113 €/MWh contre 98 €/MWh réalisé)

En ce qui concerne **les charges dues à la péréquation** dans les zones non interconnectées, l'écart d'une centaine de millions entre les prévisions (917,8 M€) et les réalisations (1 018,3 M€) s'explique pour les deux tiers (+ 69 M€) par un écart sur les surcoûts de production du fait de l'évolution des coûts des combustibles et pour un tiers (31 M€), par un écart sur les contrats d'achat, notamment du fait d'un coût d'achat de l'électricité produite par la bagasse/charbon supérieur aux prévisions.

[34] Les prévisions des charges de biomasse sont faites par la commission de régulation de l'énergie en tenant compte des appels d'offres lancés par le gouvernement. Il s'avère in fine que le taux de réalisation actuel des appels d'offre dit CRE1, CRE2 et CRE3 a été très faible (de l'ordre de 30 %). Les charges prévisionnelles s'appuyaient sur des hypothèses plus optimistes.

CONCLUSIONS

L'année 2010, dont les résultats sont globalement proches de ceux de 2009 (2 686 M€ en 2009 ; 2 654 M€ en 2010) avec un prix de marché de l'électricité constaté relativement proche également de celui de l'année précédente (46,5 €/MWh en 2009 ; 47,9 €/MWh en 2010), laisse apparaître, toutefois, les évolutions suivantes, qui vont se prolonger dans les années qui viennent :

- l'augmentation du coût lié à l'électricité photovoltaïque, particulièrement en métropole (54 M€ en 2009 ; 209 M€ en 2010) ;

- les progrès, certes plus lents, des coûts liés à la biomasse (de 20,9 M€ à 29,5 M€) et au biogaz (de 25,1 M€ à 30 M€) ;

- l'augmentation des coûts liés aux contrats d'achat dans les zones non interconnectées, en particulier du fait du développement de la production d'électricité à partir de la bagasse/charbon (116 M€ en 2009 ; 168 M€ en 2010) ainsi que de celui, plus modéré, de l'électricité photovoltaïque (12 M€ en 2009 ; 41 M€ en 2010).

L'essentiel des écarts entre prévisions et réalisations s'explique par l'évolution du prix de marché, qui a été plus faible que prévu (54,5 €/MWh) ; les nouvelles règles de calcul du coût évité arrêtées en 2009 vont faire en partie disparaître, à partir de 2012, ce facteur d'écart entre charges prévisionnelles et constatées.

Chapitre III

Prévisions d'évolution de la CSPE

2011-2020

Prévoir l'évolution de la CSPE jusqu'en 2020 suppose que l'on fasse tout d'abord des prévisions par type de charges couvertes par la contribution, chacun ayant sa propre logique de développement.

L'agrégation de ces prévisions permet ensuite d'avoir une vue d'ensemble de l'évolution et, combinée à des prévisions sur les recettes, d'examiner comment pourrait évoluer le déficit actuel supporté par EDF et le coût total de la CSPE.

I - Les prévisions par type de production

La direction générale de l'énergie et du climat, la commission de régulation de l'énergie et EDF ont chacune leur propre modèle de prévision dont les périmètres sont légèrement différents pour certains items, ce qui complique les comparaisons.

Ainsi :

– le modèle prévisionnel de la direction générale de l'énergie et du climat ne modélise pas les coûts associés à l'incinération, la géothermie et la bagasse ; il ne distingue pas non plus les charges énergies renouvelables en métropole et dans les zones non interconnectées ;

- la commission de régulation de l'énergie distingue les énergies renouvelables en métropole et dans les zones non interconnectées; elle ne classe pas la bagasse dans les énergies renouvelables
- EDF, comme la commission de régulation de l'énergie, distingue les énergies renouvelables en métropole et dans les zones non interconnectées ; en revanche, elle classe la bagasse dans les énergies renouvelables.

Par ailleurs, la prévision de l'évolution des charges couvertes par la CSPE est un exercice difficile, les estimations étant, par nature, très sensibles aux hypothèses retenues, notamment sur les quantités d'électricité donnant lieu à obligation d'achat, sur les tarifs d'achat eux-mêmes mais aussi sur l'écart entre ces tarifs et les prix du marché.

Ainsi, l'évolution du montant de la CSPE est très liée à l'évolution des prix de marché de l'électricité qui sont eux-mêmes très volatils ; or il n'existe aucune référence de marché à l'échéance 2020, les produits dits « à terme » ne portant que sur 3 ou 4 ans au maximum.

A - Les charges liées aux énergies renouvelables

A l'horizon 2020, les estimations des charges liées aux énergies renouvelables faites par la direction générale de l'énergie et du climat, la commission de régulation de l'énergie et EDF mettent toutes en évidence une hausse sensible de ces charges qui résulte de trois causes principales : l'éolien en mer, la biomasse et l'électricité photovoltaïque. Cependant, plusieurs différences dans les hypothèses retenues conduisent à des écarts non négligeables entre les trois sources d'estimations.

Les écarts entre les résultats des trois estimations ont deux causes principales : des différences de prévisions sur les quantités d'électricité produites pour chaque forme d'énergies renouvelables ; des hypothèses différentes sur l'évolution des prix du marché. En revanche, les trois exercices de prévisions utilisent les tarifs d'achat prévus dans les textes actuellement, c'est-à-dire qui baissent annuellement pour l'électricité photovoltaïque et qui sont indexés à la hausse pour les autres tarifs[35].

[35] Indexation du tarif en fonction de l'évolution de l'indice du coût horaire du travail révisé dans les industries mécaniques et électriques et de l'indice des prix à la production de l'industrie française depuis la parution des arrêtés tarifaires (les coefficients d'indexation à appliquer sont définis dans les arrêtés tarifaires pour chaque filière).

Tableau n° 18 : Comparaisons des estimations des charges liées aux énergies renouvelables dans la CSPE

M€ courants	2010	2012			2020		
	CRE	DGEC*	CRE	EDF	DGEC*	CRE	EDF
PV	209	1 630	1 373	1 334	2 778	2 080	2 664
Biomasse	30	80	81	145	1 055	1 263	1 196
Biogaz	30	52	41		364	404	
éolien terrestre	344	526	495	503	1 291	1 158	926
éolien en mer	0	0	0		2 340	2 572	1 172
Hydraulique	81	50	62	49	52	59	- 38
Géothermie	0		1			2	
Incinération déchets	13		- 2	- 4		- 20	- 31
Total métropole	**707**		**2 051**	**2 027**		**7 518**	**5 889**
Energies renouvelables et zones non interconnectées	*48*		172	215**		271	627**
Total EnR hors bagasse	**755**	**2 338**	**2 223**		**7 880**	**7 789**	
Bagasse	**168**		**209**			**613**	
Total yc bagasse	**923**		**2 432**	**2 168**		**8 402**	**6 516**

Source : ministère chargé de l'énergie, commission de régulation de l'énergie, EDF
**ministère chargé de l'énergie : les chiffres de la direction générale de l'énergie et du climat agrègent les données métropole+ZNI par filière alors que ceux de la commission de régulation de l'énergie et d'EDF distinguent les résultats des deux types de zones.*
*** EDF : ces montants comprennent les charges liées à la bagasse/charbon*

NB : Les estimations annuelles entre 2010 et 2020 sont présentées dans les annexes 5, 6 et 7

1 - Les hypothèses d'évolution des prix du marché

Une part importante des écarts entre les estimations de la direction générale de l'énergie et du climat et de la commission de régulation de l'énergie, d'une part, et d'EDF, d'autre part, s'explique par des hypothèses différentes sur l'évolution des prix du marché, qui permet de calculer **le coût évité**.

La direction générale de l'énergie et du climat et la commission de régulation de l'énergie font leurs calculs sur la base d'une hypothèse de **prix du marché** de 54€/MWh en 2013, qui était le prix de marché de 2013 en mars 2012, avec une progression de 3 % par an jusqu'en 2020 (incluant une inflation de 2 % par an). Soit un prix de 66.4€/MWh en 2020. Cette hypothèse, déterminante pour la prévision des charges de la CSPE, est entachée de fortes incertitudes, en l'absence de références de prix à cet horizon.

EDF, pour sa part, utilise ses travaux de gestion prévisionnelle qui servent de base à ses scénarios de trajectoires financières : ils reposent sur des perspectives d'évolution de l'offre et de la demande et du « prix de gros » du marché de l'électricité, ensuite décliné par filière et par an. Cela conduit EDF à retenir un coût évité, supérieur à celui de la direction générale de l'énergie et du climat et de la commission de régulation de l'énergie et réduit donc les coûts des charges des énergies renouvelables par rapport aux estimations de la commission de régulation de l'énergie et de la direction générale de l'énergie et du climat, à volume d'achat identique.

Les charges liées aux énergies renouvelables sont très sensibles à ce paramètre : ainsi, une augmentation de 12 €/MWh du prix de marché en 2020 induit une baisse des charges d'environ 1 milliard d'euros, avec l'hypothèse théorique que les objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements sont atteints.

Le prix de marché pour 2013 s'élève mi-mai à environ 49 €/MWh. Sur la base de ce prix, les charges liées aux énergies renouvelables calculées par la commission de régulation de l'énergie et la direction générale de l'énergie et du climat augmentent d'environ 500 M€ en 2020.

2 - Les écarts sur les quantités d'électricité produites

Aujourd'hui, le développement des énergies renouvelables en matière d'électricité pour 2020 a pour objectif de permettre d'atteindre une part de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation

d'énergie finale fixée à la France dans le cadre du « 3x20 » européen[36]. A partir de cet objectif, la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production de l'énergie (en métropole) prévue par le code de l'énergie décline les objectifs de développement par filière. Concernant l'électricité, le Plan Nation d'Action en faveur des énergies renouvelables pour 2009-2020 a fixé pour objectif que 27 % de la consommation finale brute d'électricité soit produite à partir d'énergies renouvelables. Pour atteindre ce pourcentage, les objectifs de développement à l'horizon 2020 des énergies renouvelables électriques dans la programmation pluriannuelle des investissements sont :

- 25 000 MW d'éolien dont 19 000 MW d'éolien terrestre et 6 000 MW d'éolien en mer ;
- 5 400 MW d'électricité photovoltaïque ;
- + 2 300 MW d'électricité produite à partir de la biomasse ;
- + 3TWh et + 3 000 MW d'hydroélectricité.

La direction générale de l'énergie et du climat et la commission de régulation de l'énergie ont établi un scénario théorique fondé sur l'hypothèse structurante de l'atteinte des objectifs de la PPI fixés pour 2020, même si cette hypothèse semble peu réaliste pour certaines filières, comme l'éolien terrestre et offshore. L'intérêt de cet exercice théorique est qu'il donne un ordre de grandeur du coût de l'atteinte des objectifs pour le consommateur d'électricité, même si celle-ci n'intervient qu'après 2020. En revanche les estimations d'EDF sont plus « prudentes » pour certaines formes d'énergies renouvelables. Les principales différences portent sur l'éolien en mer.

a) Les estimations en matière d'éolien en mer

Les plus gros écarts entre les trois estimations concernent l'éolien en mer.

En effet, les estimations de la direction générale de l'énergie et du climat comme de la commission de régulation de l'énergie sont faites sur la base du respect de l'objectif de 6 000 MW prévu par le Grenelle de l'environnement d'ici 2020, par le biais d'appels d'offres. Les charges

[36] Le « paquet énergie climat » voté par les pays européens en décembre 2008 comprend 3 objectifs à horizon 2020 : faire passer la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen à 20 % ; réduire les émissions de CO2 des pays de l'Union de 20 % ; accroitre l'efficacité énergétique de 20 % d'ici 2020.

sont estimées à partir d'un tarif d'achat d'environ 202 €/MWh[37] et l'hypothèse est faite que les premières éoliennes du premier appel d'offres seront mises en service à compter de janvier 2017.

EDF, en revanche, fait une estimation plus limitée du développement de l'éolien en mer, de **3 928 MW** en 2020. En effet, EDF fait ses calculs sur la base de 2 appels d'offres : 1 928 MW retenus pour le premier appel d'offres dont les lauréats ont été désignés le 6 avril 2012, avec une entrée en service en 2018 ; 2 000 MW pour le second appel d'offres et une mise en service à partir de 2020. En revanche, EDF fait ses calculs avec un tarif moyen légèrement inférieur à celui utilisé par la direction générale de l'énergie et du climat et la commission de régulation de l'énergie.

Au total, du fait de ces écarts sur les hypothèses de volume d'électricité produite qui sont, en outre, amplifiés par les hypothèses différentes sur le coût évité, l'écart entre les prévisions de la commission de régulation de l'énergie (2,6 Md€) et celles d'EDF (1,2 Md€) s'élève à 1,4 milliards en 2020.

b) Les estimations en matière d'électricité photovoltaïque

Le Grenelle de l'environnement avait fixé pour objectif d'atteindre 1 100 MW de capacité installée en 2012 et 5 400 MW en 2020. Or, l'objectif de 1 100 MW était déjà atteint fin 2010 et fin 2011, près de 2 800 MW étaient raccordés. L'hypothèse retenue par la **direction générale de l'énergie et du climat** est que **8 100 MW** seront raccordés en 2020, conformément à la trajectoire-cible fixée en 2011 d'un raccordement de 500 MW par an. L'année 2012 sera toutefois impactée par les projets en file d'attente, avec des perspectives de raccordement évaluées entre 1 000 et 1 500 MW par an.

Pour sa part, **EDF** table sur une capacité installée d'électricité photovoltaïque de **8 080 MW**, dont 3 100 MW relevant des tarifs en vigueur avant le moratoire.

Quant aux estimations de la **commission de régulation de l'énergie**, elles sont inférieures à celles de la direction générale de l'énergie et du climat et d'EDF, puisqu'elle considère que si les objectifs

[37] Ce prix d'achat résulte de la somme du prix de l'offre éolienne des projets retenus et du prix du raccordement. Ces prix ne seront figés qu'à la date de signature du contrat. Les modalités de leur évolution sont décrites dans le cahier des charges. Ensuite, au cours de la vie du contrat, ils évolueront chaque année en fonction de l'évolution de deux indices INSEE reflétant le coût de travail dans les entreprises du secteur de l'énergie et les prix à la production de l'industrie française.

de la programmation pluriannuelle des investissements seront bien dépassés, la puissance facturée n'atteindra « que » **7 750 MW** dont 560 MW dans les zones non interconnectées.

Au total, les différences cumulées sur les volumes produits et le coût évité par rapport au prix du marché conduisent à un écart d'environ un tiers entre l'estimation la plus basse, celle de la commission de régulation de l'énergie (2,1 Md€), et l'estimation la plus haute, celle de la direction générale de l'énergie et du climat (2,8 Md€).

Au total, les estimations des charges liées à l'électricité photovoltaïque de la direction générale de l'énergie et du climat et d'EDF, en 2020, sont relativement proches, aux alentours de 2,7 milliards, dont l'essentiel (1,6 Md€ par an) concerne des contrats qui relèvent des anciennes réglementations (avant 2011).

Tableau n° 19 : Comparaisons des estimations en matière d'électricité photovoltaïque en 2020

En 2020	DGEC	CRE	EDF
Puissances installées*	8 147 MW	7 750 MW	8 080 MW
Charges liées au PV	2 778 M€	2 080 M€	2 664 M€

Source : ministère chargé de l'énergie, commission de régulation de l'énergie, EDF
** Pour la CRE, il s'agit de puissances facturées*

3 - Perspectives générales d'évolution des charges liées aux énergies renouvelables

Compte tenu des périmètres différents des trois estimations, seules celles de la commission de régulation de l'énergie et d'EDF sont parfaitement comparables, quand on intègre les coûts liés à la bagasse/charbon.

Dans les deux cas, on constate une progression très marquée de ces charges : plus qu'un doublement entre 2010 et 2012, essentiellement dû à l'électricité photovoltaïque ; une multiplication par 9 (pour EDF) ou par 7 (pour la commission de régulation de l'énergie) entre 2010 et 2020, provoquée à la fois par les progrès de l'électricité photovoltaïque, l'apparition de l'éolien en mer et le développement de la biomasse (yc.

biogaz et bagasse), complété par la poursuite du développement de l'éolien terrestre.

On constate une très sensible évolution de la répartition du poids des différentes filières entre 2012 et 2020, avec une réduction du poids relatif à l'électricité photovoltaïque entre 2012 et 2020 et une forte progression de la biomasse-biogaz, ainsi que de l'éolien en mer, tandis que le poids de l'éolien terrestre diminue progressivement.

Tableau n° 20 : Estimations énergies renouvelables commission de régulation de l'énergie et EDF : évolution du poids des filières (métropole)

	2010	2012	2020	
	réalisations	**CRE estimations**	**CRE estimations**	**EDF estimations**
PV	29 %	67 %	28 %	45 %
Biomasse*	4 %	4 %	17 %	20 %
Biogaz	4 %	2 %	5 %	
Eolien terrestre	49 %	24 %	15 %	16 %
Eolien en mer	0	0	34%	20 %
Hydraulique	12 %	3 %	1 %	- 1 %
Divers	2 %			
Total	**100 %**	**100 %**	**100 %**	**100 %**

Source : commission de régulation de l'énergie et EDF

B - Les charges liées à la cogénération

Les écarts de prévision en matière de cogénération sont relativement importants.

Les prévisions de la commission de régulation de l'énergie pour 2020 sont sensiblement en retrait par rapport à la situation actuelle, de l'ordre de 50 % entre les estimations de 2012 et celles de 2020. Ces estimations prolongent la tendance constatée et prévue depuis trois ans en l'amplifiant. Elles reposent sur l'hypothèse que les contrats existants vont à leur terme et qu'environ la moitié des contrats concernant des installations de taille inférieure à 12 MW seront renouvelés après

réalisation de travaux de rénovation (application des textes de 2006). Les estimations de la direction générale de l'énergie et du climat sont du même ordre de grandeur que celles de la commission de régulation de l'énergie.

La direction générale de l'énergie et du climat prend pour hypothèse qu'au moins 60 % des installations de moins de 12 M choisiront de renouveler leur contrat, ce qui n'est pas très éloigné des estimations de la commission de régulation de l'énergie.

Les estimations d'EDF sont sensiblement supérieures, avec un écart de 35 % (114 M€) en 2020, basée sur l'hypothèse de travail d'un renouvellement important des contrats après investissements de rénovation.

Tableau n° 21 : Cogénération : estimations en M€ courants

2009	2010	2011 estimations		2012 estimations			2020 estimations		
Réel	Réel	DGEC	CRE	DGEC	CRE	EDF	DGEC	CRE	EDF
950	823	856	705	737	709	772	289	326	440

Source : commission de régulation de l'énergie, EDF

Toutes ces estimations supposent qu'il n'y ait pas d'évolution de la réglementation concernant la cogénération et qu'en particulier, il n'y ait pas de décision de prolongation pour les installations supérieures à 12 MW dont les contrats s'éteignent peu à peu, comme prévu à l'origine.

C - Les charges liées à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées

On constate un écart non négligeable entre les estimations de la commission de régulation de l'énergie et celles d'EDF en 2020, à la fois pour les énergies renouvelables et pour les autres formes d'électricité, mais ces chiffres ne recouvrent pas exactement les mêmes périmètres pour les deux institutions. En outre, ils ne sont pas fondés sur des hypothèses identiques de développement des moyens de production dans ces zones.

Tableau n° 22 : Charges dues à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées

M€ courants	2009	2010	2012 estimations			2020 estimations		
	réel	réel	DGEC*	CRE	EDF	DGEC*	CRE	EDF
Energies renouvelables en zones non interconnectées *dont l'électricité photovoltaïque bagasse/charbon*	138 *12 116*	216 *41 168*		381 *154 209*	215**		886 *228 613*	627**
Hors énergies renouvelables *dont thermique surcoût production*	896 *38 846*	802 *67 724*	1 041	1002 *84 703*	1 130 *292 838*	1 538	1 938 *1 199 703*	1 208 *778 430*
Mayotte* **					**env 200**			**env 400**
Total	**1 033**	**1 018**		**1 382**	**1 545*** **		**2 824**	**2 235*** **

Source : ministère chargé de l'énergie, commission de régulation de l'énergie et EDF
** la direction générale de l'énergie et du climat classe la bagasse dans la catégorie « hors énergies renouvelables »*
*** EDF : y compris bagasse*
**** sauf pour EDF, les chiffres énergies renouvelables et « hors énergies renouvelables » intègrent les chiffres de Mayotte*

Les estimations de la commission de régulation de l'énergie sont supérieures, globalement, à celles d'EDF en 2020 tant en ce qui concerne les charges liées aux énergies renouvelables que pour les autres types d'énergies.

- énergies renouvelables : les estimations d'EDF en 2020 sont inférieures d'environ 30 % à celles de la commission de régulation de l'énergie, qui prévoit une augmentation très sensible des charges dont les deux causes essentielles sont la **progression de l'électricité photovoltaïque** (multiplication par 5,5 entre 2010 et les estimations pour 2020) **et celle de la bagasse**, associée au charbon, (multiplication par 3,6). L'essentiel de ce type de charge reste très nettement lié à l'utilisation de la bagasse en 2020 ;
- les autres énergies : l'écart est encore plus important (38 %) concernant les autres formes d'énergies dont la progression

estimée par la commission de régulation de l'énergie est très forte (+ 142 % entre 2010 et les prévisions de 2020). Pour la commission de régulation de l'énergie, la totalité de l'augmentation des coûts relève du **développement de l'électricité d'origine thermique**. Il en est de même pour EDF, mais dans de moindres proportions ; par ailleurs EDF prévoit une quasi division par 2 des surcoûts de production.

Quels que soient les chiffres retenus, de la commission de régulation de l'énergie ou d'EDF, les estimations convergent pour prévoir une **très sensible progression des charges liées aux dans les zones non interconnectées**, qui s'explique à la fois par une forte augmentation prévisible de la demande d'électricité et par les incitations mises pour encourager les investissements dans la production d'électricité dans ces zones, notamment la prise en compte d'un taux de rémunération nominal avant impôt de 11 % du capital investi dans des nouvelles installations ou dans des rénovations[38], alors que le taux de 7,25 % continue à s'appliquer pour les investissements réalisés avant le 4 avril 2006, date de la publication de l'arrêté du 23 mars 2006 fixant le taux de 11 %. L'appétence des investisseurs depuis 2006 reste, malgré ce taux, limitée. EDF réalise dans ce contexte la quasi-totalité des investissements[39].

D - Les charges dues aux dispositions sociales

Les estimations faites sur la base des textes actuellement en vigueur et d'un nombre de bénéficiaires du tarif de première nécessité en 2020 de 1,5 million conduisent à un doublement des charges dues aux dispositions sociales. Leur montant reste donc très limité par rapport au total des charges de la CSPE.

[38] Arrêté du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées.
[39] En termes de puissance, les autres producteurs réalisant en général des installations de plus petites puissances.

Tableau n° 23 : Estimations des charges liées aux dispositions sociales (M€ courants)

2009	2010	2011 estimations		2012 estimations		2020 estimations	
Réel	**Réel**	**DGEC**	**CRE**	**DGEC**	**CRE**	**DGEC**	**CRE**
66	62	75	48	92	98	184	189

Source : commission de régulation de l'énergie

Ces estimations pourraient être sous-estimées. En effet, compte tenu des efforts pour lutter contre la précarité énergétique et de l'augmentation prévisible du prix de l'électricité, les charges dues aux dispositions sociales vont probablement sensiblement augmenter ; toutefois, il n'est pas possible aujourd'hui d'estimer cette augmentation ni ses conséquences sur la CSPE, qui seront fonction des décisions qui seront prises en la matière et des modalités de financement retenues.

E - Divers[40]

Les prévisions d'**EDF** font apparaître quelques items que l'on ne retrouve pas dans les estimations de la commission de régulation de l'énergie concernant :

– le coût de la mise en œuvre des installations retenues en réponse à l'appel d'offres lancé en 2011 pour **l'alimentation en électricité de la région Bretagne** : le surcoût de la production de cette installation sera financé par la CSPE pour un montant qu'EDF estime à 70 M€ à partir d'une mise en service en 2017. La commission de régulation de l'énergie, pour sa part, estime ce coût à 40 M€ (valeur juin 2012), avec une mise en service en fin 2016. En outre, lorsque le marché de capacité sera opérationnel, les recettes que le producteur tirera de la

[40] Les tableaux de prévisions de la DGEC (voir annexe 6) font apparaître une ligne « autres obligations d'achat » en métropole, dont le montant est le même en 2010 et 2020 (45 M€) malgré une diminution sensible en 2011 et 2012. Cette catégorie inclut les contrats d'achat pour les centrales fonctionnant en mode dit « dispatchable », les centrales thermiques à fourniture partiellement garantie ainsi que l'incinération.

valorisation des certificats attachés au cycle combiné à gaz viendront réduire la compensation financée par la CSPE ;

– le **coût de gestion de l'obligation d'achat**, c'est-à-dire le coût de gestion des différents contrats donnant droit à cette obligation d'achat, dont le nombre a sensiblement augmenté avec le développement de l'électricité photovoltaïque (200 000 contrats actuellement).

Tableau n° 24 : Nombre de contrats gérés par EDF dans le cadre de l'obligation d'achat

Nombre de contrats	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Photovoltaïque	865	1 041	2 962	8 433	27 310	73 088	200 000
Autres filières	2 756	2 824	2 971	3 020	3 260	3 358	3 600
Total	**3 621**	**3 865**	**5 933**	**11 453**	**30 570**	**76 446**	**203 600**
Coût de gestion annuel en M€	**10,4**	**11,4**	**14,2**	**16,5**	**18,4**	**21,9**	**25,2**

Source : EDF

A l'occasion de sa déclaration de charges de CSPE de 2011, EDF a estimé ses coûts de gestion de l'activité des obligations d'achats à 118 M€ entre 2005 et 2011. Ces coûts comprennent principalement des coûts de main d'œuvre et de système d'information. En 2011, 144 personnes sont dédiées pour gérer l'ensemble des contrats d'obligation d'achat, dont le nombre a fortement augmenté avec le développement du photovoltaïque[41].

EDF considère que le coût de gestion qui s'élève actuellement à environ 25 millions pourrait atteindre 40 à 50 millions en 2020.Ce dernier type de dépense n'est pas pris en compte actuellement dans le cadre de la CSPE mais EDF souhaite qu'il le soit. La prise en compte de ces frais de

[41] : En 2011, les coûts de gestion se décomposent de la manière suivante : 12,2 M€ de charges de personnels ; 3,7 M€ de coûts directs d'achats externes liés à l'administration des contrats ; 5,6 M€ de coûts indirects ; 3,7 M€ de coûts informatiques.

gestion, a priori fondé, pourrait toutefois s'avérer complexe et coûteuse en termes de régulation. En effet, elle concernerait également les entreprises locales de distribution (ELD) (environ 150) et supposerait probablement la mise en place d'un dispositif de vérification des comptes par la commission de régulation de l'énergie.

De même, les prévisions d'EDF examinées dans les paragraphes précédents ne tiennent pas compte du coût du **portage du déficit** (voir ci-dessous) dont EDF demande également la prise en charge par la CSPE. Même si cette charge, contrairement à la gestion des contrats d'achat, ne devrait pas être pérenne (elle disparaitra lorsque le déficit sera comblé), elle affecterait cependant les charges jusqu'en 2016 ou 2017.

II - Les prévisions globales de recettes et de dépenses

Tableau n° 25 : Comparaisons des estimations de la direction générale de l'énergie et du climat, de la commission de régulation de l'énergie et d'EDF en 2020

En M€	DGEC	CRE	EDF
Contrats d'achats*	8 214	7 844	6 329
dont cogénération	*289*	*326*	*440*
dont énergies renouvelables	*7 880**	*7 518**	*5 889**
dont autres	*45*		
Péréquation tarifaire**	1 538	2 824	2 235
Dispositions sociales	184	189	189
Total des charges de l'année	**9 936**	**10 857**	**8 753**

Source : DGEC, commission de régulation de l'énergie et EDF- pour plus de détails voir les annexes 5, 6 et 7
** métropole hors zones non interconnectées, sauf pour les estimations des énergies renouvelables de la direction générale de l'énergie et du climat*

*** surcoûts de production + surcoûts dû aux contrats d'achat dans les zones non interconnectées et Mayotte, sauf pour la direction générale de l'énergie et du climat (estimations ZNI hors énergies renouvelables, yc bagasse)*

Au total, les estimations de charges globales faites par la direction générale de l'énergie et du climat, la commission de régulation de l'énergie et EDF d'ici **2020** présentent donc quelques différences notables et un **écart de 2,1 Md€** (16 %) entre le montant le plus élevé, celui de la commission de régulation de l'énergie (10,9 Md€), et le plus faible, celui d'EDF (8,8 Md€).

Les trois estimations reposent sur l'hypothèse que les textes actuels concernant l'évolution de la contribution unitaire de CSPE continueront à être appliqués à l'avenir. Par conséquent, la contribution augmenterait rapidement dans un premier temps pour combler le déficit accumulé depuis 2007 puis, plus lentement, pour suivre le rythme d'accroissement des charges annuelles.

Du fait des différences entre les montants des charges prévues en 2020 par EDF, la direction générale de l'énergie et du climat et la commission de régulation de l'énergie, si la première partie de l'évolution est identique, jusqu'en 2015, date à laquelle le déficit cumulé devrait commencer à se réduire, elle diffère ensuite, la commission de régulation de l'énergie prévoyant une contribution unitaire de 26,4 € en 2020 alors que le montant de CSPE estimé par EDF conduit à une contribution inférieure de 4 à 5 euros.

Tableau n° 26 : Estimations des charges et des recettes de CSPE

€ courants	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CRE												
Charges de l'année	2 686*	2 654	*3 465*	*4 261*	*5 111*	*5 415*	*5 967*	*6 631*	*7 632*	*8 735*	*9 892*	*10 857*
Contribution	4,5	4,5	8,1	9,7	*13,5*	*16,5*	*19,5*	*19,5*	*19,5*	*20,4*	*23,4*	*26,4*
Recettes de l'année	1 656	1 936	*3 074*	*3 707*	*5 130*	*6 358*	*7 614*	*7 707*	*7 787*	*8 226*	*9 532*	*10 857*
Déficit de l'année	1 031	719	*391*	*547*	*-19*	*-943*	*-1647*	*-1076*	*-155*	*509*	*360*	*0*
DGEC												
Charges de l'année	2 661	2 654	*3 741*	*4 237*	*4 740*	*4 903*	*5 262*	*5 656*	*6 249*	*7 121*	*8 398*	*9 935*
Contribution	4,5	4,5	*8,1*	*9,7*	*13,5*	*16,5*	*18,6*	*15,3*	*16*	*18,2*	*21,2*	*24,2*

Source : ministère chargé de l'énergie, commission de régulation de l'énergie
** y compris les reliquats*

- *tous les chiffres sont en M€ courants sauf les lignes « contribution » qui sont en €/MWh*
- *les chiffres en italique sont des estimations, les autres sont des réalisations*
- *charges de l'année : il s'agit des charges liées à la production d'électricité de l'année considérée*
- *le montant de la contribution est indiqué au 1er janvier de chaque année, sauf en 2011 et 2012 où il s'agit du montant moyen, compte tenu de l'augmentation de la contribution à 9€ au 1er juillet 2011 et à 10,5 € au 1er juillet 2012.*

En fin de période, il semble que la commission de régulation de l'énergie fasse l'hypothèse que l'on maintiendra le montant de la contribution unitaire, même lorsqu'il sera un peu supérieur au besoin prévu par ses estimations (en 2016).

Ces prévisions ne tiennent compte ni des coûts de gestion des contrats d'achat ni du coût du portage du déficit. EDF estime que l'intégration des coûts de portage du déficit et des coûts de gestion des contrats d'obligation d'achat nécessiterait un surplus de contribution compris entre 3 et 4€/MWh en 2016 et 2017. En 2020, l'augmentation de la contribution ne serait que d'une dizaine de c€/MWh, due au coût de gestion des contrats d'achat.

Très grossièrement, on peut considérer que le déficit du dispositif atteint son maximum en 2012, autour de 4 milliards, et reste stable à ce

niveau pendant 3 ans (2012, 2013, 2014), avant de disparaître en deux ans (2015 et 2016).

III - La situation d'EDF

A - Les charges de CSPE d'EDF

La répartition des charges de CSPE qui pèsent sur EDF est résumée dans le tableau ci-après. La part des charges liées aux obligations d'achat en métropole est la plus importante (61 % en 2010) et a tendance à augmenter régulièrement ces dernières années, notamment du fait du développement récent de l'électricité photovoltaïque.

Tableau n° 27 : principales composantes de la CSPE pour EDF SA

En millions d'€	**2009**		**2010**		**2011**	
Surcoûts des Obligations d'achat en métropole	1 541	58 %	1 599	61 %	2 244	63 %
Autres (zones non interconnectées et solidarité)	1 123	42 %	1 006	39 %	1 312	37 %
Total CSPE EDF	**2 664**		**2 605**		**3 556**	

Source : EDF – valeurs indiquées dans les comptes d'EDF

Les charges comptables sont connues lors de la clôture des comptes. Ces charges à compenser sont certifiées par les commissaires aux comptes. Pour 2010, leur montant est de 2605 M€.

Toutefois, dans sa délibération du 13 octobre 2011, la commission de régulation de l'énergie a reconnu à EDF des charges à compenser pour un montant de 2 539 M€. La différence provient, d'une part, d'écarts méthodologiques de calcul des charges et, d'autre part, d'ajustements réalisés par la commission de régulation de l'énergie. Une fois les charges définitivement constatées par la commission de régulation de l'énergie, EDF intègre dans sa comptabilité le montant correspondant.

En 2010, les charges supportées par EDF (2 539 M€) ont donc représenté 95,7 % du montant total des charges 2010 de la CSPE (2 654,5 M€), les autres charges étant supportées par les entreprises locales de distribution (ELD) et Electricité de Mayotte.

Pour 2011, le montant des charges prévisionnelles calculées par la commission de régulation de l'énergie est de 3 465 M€ (EDF, ELD et Mayotte). Pour EDF seule, le montant prévisionnel calculé par la commission de régulation de l'énergie est de 3 226 M€ (93 %). Le montant comptable des charges d'EDF pour 2011 est de 3 556 M€.

B - La CSPE dans les comptes d'EDF

Les éléments de la CSPE, en recettes et en dépenses, se retrouvent dans les comptes de l'entreprise. La situation à la fin de l'année 2011 est la suivante :

- dans le compte de résultat :
  - les charges de service public exposées sont comptabilisées selon leur nature (achats d'énergie, achats de combustibles pour les dans les zones non interconnectées, etc.) ;
  - le montant total de la compensation des surcoûts exposés, attendue au titre du mécanisme de la CSPE, est comptabilisé en recette, sous forme de subvention d'exploitation, dans le poste « autres produits et charges opérationnels », pour 3 556 M€ en 2011 ;
  - l'impact des charges de service public est neutre au niveau de l'EBITDA, puisque la subvention doit compenser le surcoût des missions de service public concernées. »
- dans le tableau des flux de trésorerie :
  - les recettes perçues ne s'élèvent qu'à 2 547 M€
  - ce qui provoque une augmentation du besoin en fonds de roulement de 1 009 M€ (soit 3 556 M€ - 2 547 M€) ;
- au bilan
  - les charges supportées par EDF SA et non encore remboursées par la CSPE sont enregistrées dans le fonds de roulement sous «autres créances» pour 3 821 M€, cumul des montants de charges supportées les années

antérieures et non couvertes par des ressources de CSPE (2 812 M€) et du « déficit » de 2011 (1 009 M€) ;

- l'endettement financier net augmente à due concurrence ;
- à fin 2012, le déficit prévisionnel enregistré dans le fond de roulement serait compris entre 4,4 et 4,6 Md€.

Tableau n° 28 : Impact de la CSPE sur les états financiers d'EDF SA

En millions d'€ courant	2009	2010	2011 prévisions	2012 prévisions
Compte de Résultat				
Surcoûts/Manque à gagner constatés	(2 664)	(2 605)	(3 556)	
Subvention d'exploitation "autres produits et charges opérationnels"	2 664	2 605	3 556	
EBITDA	Neutre	Neutre	Neutre	
Flux de trésorerie				
Recettes perçues	1 585	1 637	2 547	
Augmentation de BFR (variation créance)	1 079	968	1 009	762
Bilan « autres débiteurs »				
Créance (Charges – CSPE facturée)	1 844	2 812	3 821	4 583
Dette (CSPE sur énergie livrée non encore facturée)	(303)	(344)	(579)	

Source : EDF

C - Les demandes d'EDF en matière de CSPE

Compte tenu de l'évolution des charges de service public de l'électricité et des conditions de leur financement depuis la création de la CSPE, EDF formule plusieurs demandes :

- EDF demande **la couverture totale, sans décalage dans le temps, des charges de service public** qu'elle supporte ;
- la modification intervenue en 2011 sur le mode de décision et de fixation du montant de la cotisation unitaire de CSPE lui donne donc satisfaction, même si le rattrapage se fait

progressivement. Le déficit cumulé devrait donc cesser d'augmenter en 2013 pour se résorber alors progressivement ;

- EDF souhaite également le **remboursement rapide du déficit cumulé ;**
- cet objectif devrait être atteint en 2017, grâce à la même modification intervenue en loi de finances rectificatives 2010. EDF attire en particulier l'attention sur le fait que ce déficit crée une pression significative sur les ratios utilisés par les agences de notation financière. En effet, le déficit actuel représente environ 0,25 point de son ratio clé (dette nette/excédent brut d'exploitation) qu'elle a annoncé vouloir maintenir à un niveau inférieur à 2,5. Compte tenu de ses forts besoins d'emprunt, pour financer ses investissements notamment, le maintien de sa note est un objectif majeur pour EDF ;
- EDF calcule le **coût de portage du déficit cumulé** qu'elle supporte et en demande également le remboursement cette créance pesant sur la trésorerie d'EDF. Au 31 décembre 2011, le coût du portage du déficit calculé, avec un taux d'intérêt de 9,3 % (Wacc EDF nominal avant impôt), comme la somme des intérêts capitalisés de chaque variation annuelle de la créance depuis 2002, s'élevait à **957 M€** au 31 décembre 2011. EDF considère que ces coûts de portage sont inhérents au dispositif et ont donc vocation à être compensés en application du principe de compensation intégrale des charges de service public de l'électricité posé par l'article L. 121-6 du code de l'énergie, même si l'article qui liste les charges couvertes par la CSPE ne le cite pas explicitement. EDF a donc inscrit le montant des coûts de portage supportés depuis l'origine du dispositif dans sa déclaration de charges 2011 transmise au régulateur le 31 mars 2012 ;

Si la demande d'EDF d'une prise en charge de ses frais financiers ne parait pas économiquement infondée, cependant le taux d'intérêt retenu par EDF est discutable. En effet, ce taux intègre le risque lié à l'activité du groupe ; il serait donc plus pertinent de retenir comme plafond, le taux d'intérêt auquel emprunte EDF, à savoir de l'ordre de 5 % ;

- enfin, EDF souhaite que les **coûts de gestion des contrats d'achat**, dont le nombre progresse régulièrement et qui a très fortement augmenté avec le développement de l'électricité photovoltaïque (environ 200 000 contrats aujourd'hui), soit

également compensé, avec le même raisonnement que pour le remboursement du coût de portage du déficit. Ce coût de gestion actuellement estimé à 20 M€ devrait atteindre 40 à 45 M€ par an d'ici 2020 d'après EDF.

Au-delà du problème du calcul exact des charges et de leur remboursement, EDF considère que la croissance de la CSPE n*'est pas soutenable pour le consommateur final d'électricité*. La conjonction de la croissance de la CSPE et des autres composantes de la facture (coût de production, coût d'acheminement) rendrait la hausse totale importante pour le consommateur final. EDF souhaite donc que l'on trouve d'autres mécanismes de financement de la CSPE.

CONCLUSIONS

Malgré les écarts entre les prévisions de la DGEC, de la commission de régulation de l'énergie et d'EDF, les principales évolutions des charges couvertes par la CSPE sont faciles à identifier. Entre 2010 et 2020 :

- en métropole, les dépenses liées à la cogénération devraient être divisées au moins par 2, mais celles liées aux énergies renouvelables devraient être multipliées par 10 si les objectifs fixés actuellement sont respectés, les postes les plus importants étant ceux de l'éolien en mer, du PV et de la biomasse. Concernant l'objectif de l'éolien en mer, toutefois, même s'il est encore techniquement atteignable, l'hypothèse faite par EDF que les deux tiers seront réalisés d'ici 2020 parait plausible et réduit sensiblement la charge à supporter par la CSPE sur ce sujet (écart de 1,4 Md€ avec la commission de régulation de l'énergie). Concernant le PV, les écarts entre les prévisions de surcoûts sont sensibles (entre 700 et 600 M€), de même que pour l'éolien terrestre (écart de 500 M€ entre DGEC et EDF).

- dans les zones non interconnectées, les estimations de la commission de régulation de l'énergie sont également sensiblement plus fortes que celles d'EDF (1 milliard), mais dans les deux cas la croissance des charges est soutenue, notamment pour la bagasse-charbon et la production thermique ;

- le prolongement des dispositifs actuels en matière de dispositions sociales conduit à un doublement des charges d'ici 2020 mais leur montant reste très modeste ; compte tenu de l'évolution à venir du coût de l'électricité, il est probable que ce type de charges a vocation à augmenter plus fortement.

Globalement, les hypothèses faites sur l'évolution du prix du marché, et donc du coût évité, ont un impact très important sur les montants estimés de CSPE dans les années à venir. Les hypothèses différentes retenues par la DGEC et la commission de régulation de l'énergie, d'une part, et par EDF, d'autre part, expliquent environ la moitié (1 milliard) de l'écart total entre leurs estimations, les hypothèses de prix du marché de la commission de régulation de l'énergie et de la DGEC étant inférieures à celles d'EDF, ce qui augmente les surcoûts à financer par la CSPE en métropole par rapport aux calculs d'EDF.

La DGEC, la commission de régulation de l'énergie et EDF ont élaboré des scénarios basés sur des hypothèses différentes : celui de la DGEC et d'EDF est fondé sur l'atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables fixés par la PPI pour 2020 (modifiés par la prise en compte des cibles annuelles de développement du parc

photovoltaïque), le scénario d'EDF est fondé sur l'anticipation d'un développement de l'éolien en mer en deçà des objectifs. En outre, le prix de marché considéré par EDF pour valoriser le coût évité par les énergies renouvelables en 2020 est sensiblement plus élevé que celui pris en compte par la commission de régulation de l'énergie et la DGEC, ce qui induit un montant de charges dues aux énergies renouvelables nettement plus faible, toutes choses égales par ailleurs.

Malgré ces hypothèses différentes, on peut considérer qu'en 2020, en application des textes actuellement en vigueur, des contrats déjà passés et des estimations faites sur le développement des différents types de charges de service public, les charges de service public de l'électricité devraient être multipliées par 3,5 environ entre 2010 (réalisation) et 2020 et par un peu plus de 2 entre les prévisions de 2012 et celles de 2020.La contribution unitaire devrait par conséquent au moins doubler entre juillet 2012 (10,5 €/MWh) et 2020. Le déficit actuel supporté par EDF devrait disparaître en 2017.

Cette évolution incite à ouvrir différentes pistes de réflexion sur les possibilités de modification du mode de financement des charges couvertes par la CSPE ainsi que d'évolution du dispositif d'obligation d'achat, dans le cadre d'une réflexion globale sur l'évolution souhaitable du prix de l'électricité et des différentes formes d'énergie.

Conclusion générale

Au-delà du constat de la situation présente de la CSPE et des évolutions envisagées à règlementation inchangée, deux séries de réflexions mériteraient d'être approfondies.

1) Pistes de réflexion sur le coût et le financement des charges de service public de l'électricité

La Cour recommandait dans son insertion au rapport public de 2011 de « *réexaminer le financement du soutien au développement des énergies renouvelables et des autres charges de service public de l'électricité, par le consommateur d'énergie* », et non le seul consommateur d'électricité. S'il n'y a pas eu de modification sur ce point depuis la publication du rapport, il y a cependant un certain nombre de travaux sur le sujet, alimentés notamment par EDF dont on a signalé précédemment le souci de ne pas trop charger la facture payée par le consommateur, déjà alourdie par l'augmentation d'autres coûts.

Deux arguments sont notamment mis en avant :

- la politique de développement des EnR n'a pas uniquement des objectifs énergétiques, mais a aussi des objectifs de politique industrielle, de protection de l'environnement et de soutien à l'agriculture notamment ;
- les consommateurs d'électricité sont d'ores et déjà plus taxés que les consommateurs d'autres formes d'énergies par des taxes spécifiques (environ 20 % pour l'électricité, 9 % pour le fuel et 0 % pour le gaz pour les ménages).

Aussi, certains réfléchissent-ils à la possibilité de répartir tout ou partie de la charge sur l'ensemble des consommateurs d'énergie et pas seulement sur les consommateurs d'électricité, par exemple sous forme d'une **fiscalité nouvelle** spécifique qui pourrait porter également sur les carburants.

Il faut toutefois noter que l'augmentation du prix des combustibles fossiles ne facilite pas l'acceptabilité de ce type de mesure. Par ailleurs, le développement des énergies renouvelables ne concerne pas seulement l'électricité et les consommateurs participent également au financement du développement de la production de chaleur (biogaz) et des biocarburants.

D'autres formes de financement, moins directement sensibles et visibles pour le consommateur, pourraient également être envisagées, par exemple l'affectation de tout ou partie des nouvelles recettes tirées du secteur électrique comme celles provenant de la prochaine vente aux enchères des quota d'émission de gaz à effet de serre, de la mise en concurrence de l'attribution des concessions hydrauliques ou de l'augmentation potentielle des recettes de TVA issue de hausses des prix de l'électricité ;une autre possibilité serait d'augmenter le dividende versé à l'Etat par EDF. Ces propositions auraient l'avantage d'affecter des ressources complémentaires au financement des énergies renouvelables ; elles auraient l'inconvénient, en ces temps de rigueur budgétaire, de réduire les ressources potentielles de l'Etat pour maitriser la dette publique.

Enfin, on constate que **les exonérations de CSPE,** qui profitent actuellement uniquement aux gros consommateurs, donc aux entreprises, représentent presque 20 % de la consommation d'électricité et ont tendance à progresser tant en volume qu'en pourcentage. Sans que l'on puisse, semble-t-il, mesurer dans quelle proportion, cette tendance va se prolonger, l'augmentation de la contribution unitaire de CSPE rend plus facile à atteindre le plafond de 550 k€ par site de consommation, même si ce plafond est réévalué chaque année du montant de l'inflation, de même que le plafonnement à 0,5 % de la valeur ajoutée des électro-intensifs. Même sans faire d'hypothèse sur l'augmentation du nombre de TWh exonérés, le doublement de la cotisation unitaire dans les années à venir va provoquer au minimum un doublement du montant des exonérations, qui vont passer d'environ 1 milliard à 2 milliards d'euros ; la charge correspondante sera simultanément de fait reportée sur ceux qui ne bénéficient pas de ces exonérations, autrement dit les ménages. Un rééquilibrage entre les différents types de consommateurs pourrait être examiné.

Toutes ces hypothèses présentent des avantages et des inconvénients qui doivent être appréciés dans un cadre plus global que celui du financement de la CSPE et dans un contexte particulier marqué notamment par :

- la nécessité de réduire l'endettement public et une politique de rigueur budgétaire qui passe en particulier par une augmentation de la pression fiscale ;
- la situation de l'industrie française ;

– le faible prix de l'électricité en France par rapport à ses voisins, en particulier pour les ménages, et la forte consommation d'électricité qui y est liée.

2) Pistes de réflexion sur le dispositif d'obligation d'achat des énergies renouvelables

En ce qui concerne le dispositif d'obligation d'achat des EnR à un tarif fixé par les textes, diverses réflexions portent sur ses inconvénients et sur les possibilités d'y remédier.

Les décisions prises par la commission de régulation de l'énergie en juin 2009, modifiant le mode de calcul du coût évité, en limitant la volatilité du montant de la CSPE associée aux obligations d'achat en métropole ont déjà corrigé partiellement un défaut majeur. Toutefois, ce système de contrats d'achat à tarifs fixes, copié sur celui de l'Allemagne, provoque plusieurs distorsions :

– une incitation à produire qui est déconnectée de la valeur de la production (valable surtout pour les énergies renouvelables contrôlables à coûts marginaux de production non nuls) ;

– une implantation des centrales sur le territoire en fonction de la quantité de production espérée, sans tenir compte du profil de production ;

– une absence d'incitation à optimiser le profil de production (par développement de stockage ou optimisation de la maintenance, par exemple)

Par ailleurs, certains considèrent que le système de financement actuel reposant sur l'achat de la production par EDF diminue la liquidité et la transparence du marché, du fait du rôle prépondérant d'EDF, et qu'il limite les possibilités de valorisation du caractère renouvelable de la production directement auprès des consommateurs consentants.

Plusieurs pistes d'évolution pourraient être explorées pour répondre à toute ou partie de ces défauts. On peut citer par exemple (voir annexe 8) :

– le passage d'un mécanisme de tarif d'achat à un mécanisme de prime calculée ex post, sur le modèle des Pays-Bas qui encourage le producteur d'EnR à valoriser au mieux son électricité sur le marché et à produire au moment où c'est le plus efficace, mais en lui assurant un revenu défini à l'avance (voir annexe 9). Dans ce schéma, la rémunération du producteur est duale : la prime vient compléter les revenus tirés

de la vente sur le marché. Ce système prépare l'intégration de la production dans le marché (la « parité réseau ») ;

- la vente de l'électricité verte sur le marché, avec le maintien d'un acheteur obligé pour répondre aux besoins des petits producteurs, ce qui assurerait une plus grande liquidité et transparence du marché et une meilleure identification des charges de production et de commercialisation liées aux EnR ;
- le transfert de l'activité d'acheteur obligé au gestionnaire du réseau de transport (GRT) qui est hors du champ concurrentiel.

Ces différentes pistes, dont les conséquences en termes d'évolution du coût de la CSPE, ne sont pas faciles à chiffrer et qui ne portent que sur une partie des charges de service public couvertes par la CSPE, méritent un examen attentif de leurs bénéfices et de leurs inconvénients dans une vision prospective de progression du volume des EnR produites et une réflexion d'ensemble du rôle des différents acteurs.

Annexes

Annexe 1 : lettre du 21 mars 2012 du président de la commission d'enquête du Sénat et réponse du Premier président de la Cour des comptes

Annexe 2 : chapitre consacré à la CSPE dans le rapport public annuel 2011 de la Cour des comptes

Annexe 3 : mécanisme d'évaluation des charges de CSPE (source commission de régulation de l'énergie)

Annexe 4 : les tarifs d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables et la cogénération (site Internet de la direction générale de l'énergie et du climat)

Annexe 5 : tableau des prévisions de la commission de régulation de l'énergie pour 2009, 2010, 2011, 2012 et 2020 et des réalisations 2009 et 2010

Annexe 6 : tableau des prévisions de la direction générale de l'énergie et du climat 2010° 2020 pour les énergies renouvelables : évolution des puissances installées, des volumes d'achat et du coût dans la CSPE par filière : métropole + zones non interconnectées

Annexe 7 : prévisions d'ensemble de la direction générale de l'énergie et du climat

Annexe 8 : Obligations d'achat : résumé des difficultés identifiées et évolutions proposées – présentation de la direction générale du Trésor

Annexe 9 : dispositif d'obligation d'achat : mécanisme de prime calculée ex-post (modèle des Pays-Bas)

Annexe 1

Lettre du 21 mars 2012 du président de la commission d'enquête du Sénat et réponse du Premier président de la Cour des comptes

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

SÉNAT

Monsieur Didier MIGAUD
Premier Président
Cour des Comptes
13, rue Cambon
75100 PARIS CEDEX 01

COMMISSION D'ENQUÊTE SUR LE COÛT RÉEL DE L'ÉLECTRICITÉ AFIN D'EN DÉTERMINER L'IMPUTATION AUX DIFFÉRENTS AGENTS ÉCONOMIQUES

Paris, le 21 mars 2012

Réf : CE – 2012_55 (DE)

Monsieur le Premier Président,

Comme vous le savez, le Sénat a créé une commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques, dont la réunion constitutive a eu lieu le mardi 21 février 2012.

Deux magistrats de la Cour, M. Gilles-Pierre Lévy, Président de la deuxième chambre et Mme Michèle Pappalardo, conseillère maître, sont venus, le mardi 20 mars, devant cette commission, à sa demande, exposer les conclusions de votre institution sur les coûts de la filière électronucléaire, dont la publication est pour beaucoup dans la décision du Sénat de créer cette commission d'enquête.

Soucieux d'appuyer les travaux de la commission d'enquête sur des informations et des analyses aussi cohérentes et actuelles que possible, nous souhaitons que la Cour complète l'information du Sénat en application de l'article 134-2 du code des juridictions financières qui dispose que « *La Cour des comptes procède aux enquêtes qui lui sont demandées par les commissions des finances et par les commissions d'enquête du Parlement sur la gestion des services ou organismes soumis à son contrôle ou à celui des chambres régionales ou territoriales des comptes.* »

SÉNAT

Conscients de ce que, par leur durée même de fonctionnement, les commissions d'enquête ne sont pas facilement compatibles avec les méthodes de travail de la Cour, nous croyons néanmoins possible de vous demander une contribution tendant à actualiser les analyses et à effectuer le suivi des recommandations qui ont été faites par la Cour à l'occasion de son rapport annuel 2011 en ce qui concerne la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Ce choix nous paraît pertinent parce qu'il vient actualiser un volet important de la politique énergétique – qui a sensiblement évolué depuis la parution de l'insertion au rapport annuel – et qu'il nous paraît, par sa nature, adapté au bref laps de temps auquel nous contraint la procédure des commissions d'enquête.

Dès lors que la commission d'enquête a prévu d'adopter son rapport le 20 juin prochain, nous vous saurions gré de nous faire parvenir cette contribution au plus tard deux semaines avant cette date, soit le 6 juin, étant noté que le format de celle-ci ne peut que tenir compte de la brièveté de ce délai.

En vous remerciant, nous vous prions de croire, Monsieur le Premier Président, à l'expression de notre haute considération.

Ladislas PONIATOWSKI
Président

Jean DESESSARD
Rapporteur

Le Premier Président
de la
Cour des Comptes

Paris, le 5 avril 2012

Monsieur le Président, Monsieur le Rapporteur,

Par courrier en date du 21 mars dernier et en application de l'article L. 132-4 du code des juridictions financières, vous souhaitez que la Cour actualise les analyses et effectue le suivi des recommandations qu'elle a faites dans le chapitre consacré à la compensation des charges du service public de l'électricité (CSPE) de son rapport public annuel 2011.

Votre commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité ayant prévu d'adopter son rapport le 20 juin prochain, vous souhaitez disposer de cette contribution de la Cour au plus tard deux semaines avant cette date, soit le 6 juin 2012.

La Cour s'efforcera de répondre à votre demande dans les délais que vous proposez. La communication de la Cour, préparée par la deuxième chambre présidée par M. Gilles-Pierre Lévy, vous sera donc adressée pour le 6 juin 2012. La rapporteure est Mme Michèle Pappalardo, conseillère maître.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, Monsieur le Rapporteur, l'expression de ma haute considération.

Didier MIGAUD

M. Ladislas PONIATOWSKI
Président

M. Jean DESESSARD
Rapporteur

Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité
SENAT
15, rue de Vaugirard
75 291 Paris cedex 06

Annexe 2

Chapitre consacré à la CSPE dans le rapport public 2011 de la Cour des comptes

(pages 279 à 302)

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 innomée », 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 commission de régulation de l'énergie, 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 commission de régulation de l'énergie 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 commission de régulation de l'énergie, 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 commission de régulation de l'énergie 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 commission de régulation de l'énergie 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 commission de régulation de l'énergie 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 commission de régulation de l'énergie 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€ pour la CSPE.

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

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 1er 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 zones non interconnectées, 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 zones non interconnectées (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 zones non interconnectées 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 1er 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 zones non interconnectées, 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 zones non interconnectées, et le coût qu'elle induit via la CSPE confirme la nécessité d'une évaluation périodique de l'efficience 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 dispositif[42], 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 production[43], 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

[42] 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.

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

dont le parc des centrales installées croît à vive allure, même s'il ne produit qu'une fraction minime 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 règlementation 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. 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 millions d'euros 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 résolue 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 taxu 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 1er 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'ECOLOGIE, 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'automaticité, 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 forme 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 euros 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'ils relèvent 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 kWc 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 1'insuffisance de la contribution au service public de 1'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 € par MWh. Ainsi en 201 1, 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'efficience 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 »[44]

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.

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

REPONSE DU PRESIDENT DIRECTEUR GENERAL D'EDF

EDF partage l'analyse de Ia Cour sur Ia dérive observée du mécanisme de financement des charges de service public de l'électricité relevant de Ia 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 centrale, c'est pourquoi EDF soutient les préconisations de Ia Cour concernant Ia nécessité d'une action résolue de maîtrise de ces incitations, et plus généralement Ia recherche d'un meilleur pilotage de Ia politique de soutien aux filières, et notamment au photovoltaïque.

EDF adhère aux observations de Ia Cour sur Ia question du financement des charges de service public de l'électricité relevant de Ia CSPE. Le déséquilibre dans Ia 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 Ia CSPE jusqu'a 3 €/MWh instaurées par Ia 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 Ia croissance prévue des charges futures de service public liées au développement des énergies renouvelables.

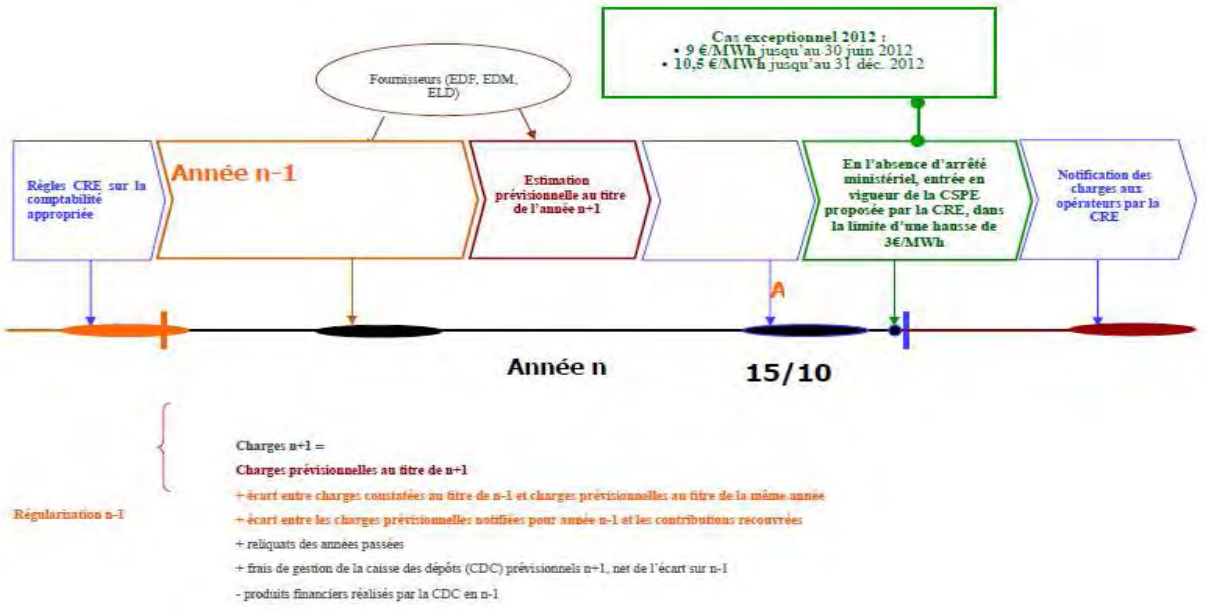
L'ensemble de ces hausses qui sont extrinsèques au fonctionnement d'EDF devront s'ajouter aux hausses tarifaires nécessaires par ailleurs, pour permettre le financement du bon fonctionnement et de Ia pérennisation de l'outil industriel d'EDF.

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

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

Annexe 3

Mécanisme d'évaluation des charges de CSPE



Annexe 4

Les tarifs d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables et la cogénération

(extrait du site Internet de la direction générale de l'énergie et du climat)

Les principes de l'obligation d'achat de l'électricité d'origine renouvelable figurent dans l'article 10 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000. Il précise que les tarifs d'achat ont vocation à assurer une rentabilité normale aux investissements de production d'électricité d'origine renouvelable. Pour ce faire, le niveau de prix auquel le distributeur d'énergie doit racheter l'électricité est fixé par arrêté à un niveau supérieur au niveau du prix de marché.

Chaque filière fait l'objet d'un arrêté tarifaire spécifique pris par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie.

Les arrêtés tarifaires initiaux ont été pris en 2001, 2002 et 2003. De nouvelles conditions d'achat de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables ont été validées au cours des années 2006, 2007, 2009 et 2010 pour certaines filières.

Le tableau ci-après résume les principales conditions concernant les tarifs d'achat par filière :

Filière	Arrêtés régissant l'achat de l'électricité	Durée des contrats	Exemple de tarifs pour les installations mise en service à la date de parution des arrêtés
Hydraulique	1er mars 2007	20 ans	- **6,07 c€/kWh** + prime comprise **entre 0,5 et 2,5** pour les petites installations + prime comprise **entre 0 et 1,68 c€/kWh** en hiver selon la régularité de la production - **15 c€/kWh** pour énergie hydraulique des mers (houlomotrice, marémotrice ou hydrocinétique)
	25 juin 2001 (abrogé)	20 ans	5,49 à 6,1 c€/kWh (36 à 40 cF/kWh) selon la puissance + prime comprise entre 0 et 1,52 c€/kWh (10 cF/kWh) en hiver selon régularité de la production
Géothermie	Arrêté du 23 juillet 2010	15 ans	- **métropole** : **20 c€/kWh,** + prime à l'efficacité énergétique comprise entre **0 et 8 c€/kWh** - départements d'outre-mer : **13 c€/kWh,** + prime à l'efficacité énergétique comprise entre **0 et 3 c€/kWh**
	10 juillet 2006 (abrogé)	15 ans	- **métropole** : **12 c€/kWh,** + prime à l'efficacité énergétique comprise entre **0 et 3 c€/kWh** - départements d'outre-mer : **10 c€/kWh,** + prime à l'efficacité énergétique comprise entre **0 et 3 c€/kWh**
	13 mars 2002 (abrogé)	15 ans	7,62 c€/kWh (50 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Energie éolienne	17 novembre 2008		- **éolien terrestre** : **8,2 c€/kWh** pendant 10 ans, puis entre **2,8 et 8,2 c€/kWh** pendant 5 ans selon les sites. - **éolien en mer** : **13 c€/kWh** pendant 10 ans, puis entre **3 et 13 c€/kWh** pendant 10 ans selon les sites.
	10 juillet 2006 (abrogé)	15 ans (terrestre) 20 ans (en mer)	- **éolien terrestre** : **8,2 c€/kWh** pendant 10 ans, puis entre **2,8 et 8,2 c€/kWh** pendant 5 ans selon les sites. - **éolien en mer** : **13 c€/kWh** pendant 10 ans, puis entre **3 et 13 c€/kWh** pendant 10 ans selon les sites.
	8 juin 2001 (abrogé)	15 ans	8,38 c€/kWh (55 cF/kWh) pendant 5 ans, puis 3,05 à 8,38 c€/kWh (20 à 55 cF/kWh) pendant 10 ans selon les sites

Photovoltaïque	4 mars 2011	20 ans	Tarif applicables aux projets dont la demande de raccordement a été envoyée avant le 1er juillet 2011 : - installations **intégrées au bâti : 46 c€/kWh, 40,6, 40,25 ou 35,2** selon l'usage du bâtiment et la puissance de l'installation - installations **intégrée simplifiée au bâti : 30,35 ou 28,85 c€/kWh** - autres installations : **12 c€/kWh** Tarif applicables aux projets dont la demande de raccordement est envoyée entre le 1er juillet et le 30 septembre 2011 : - installations **intégrées au bâti : 42,55 c€/kWh, 37,23, 36,74 ou 31,85** selon l'usage du bâtiment et la puissance de l'installation - installations **intégrée simplifiée au bâti : 26,09 ou 27,46 c€/kWh** - autres installations : **11,688 c€/kWh** »
	31 août 2010 (abrogé)	20 ans	- installations **intégrées au bâti : 58 c€/kWh, 51 c€/kWh ou 44 c€/kWh** selon l'usage du bâtiment et la puissance de l'installation - installations **intégrée simplifiée au bâti : 37 c€/kWh** - autres installations : départements d'outre-mer**, Mayotte : 35.2 c€/kWh ; métropole : 27.6 c€/kWh** modulé de +0 % à +20 % selon l'ensoleillement moyen de la zone d'implantation.
	12 janvier 2010 et arrêté modificatif du 15 janvier 2010 (abrogé)	20 ans	- installations **intégrées au bâti : 58 c€/kWh ou 50 c€/kWh** selon l'usage du bâtiment - installations **intégrée simplifiée au bâti : 42 c€/kWh**. - autres installations : départements d'outre-mer**, Mayotte : 40 c€/kWh ; métropole : 31.4 c€/kWh** modulé de +0 % à +20 % selon l'ensoleillement moyen de la zone d'implantation.
	10 juillet 2006 (abrogé)	20 ans	- métropole : 30 c€/kWh + prime d'intégration au bâti de 25 c€/kWh - Corse, départements d'outre-mer, Mayotte : 40 c€/kWh, + prime d'intégration au bâti de 15 c€/kWh.
Cogénération	31 juillet 2001	12 ans	**6,1 à 9,15 c€/kWh** (40 et 60 cF/kWh) environ en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance
Déchets ménagers sauf biogaz	2 octobre 2001	15 ans	**4,5 à 5 c€/kWh** (29,5 à 32,8 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)

Combustion de matières non fossiles animales (biomasse)	27 janvier 2011	20 ans	4,34 **c€/kWh** auquel s'ajoute une prime comprise entre 7,71 et 12,53 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
	28 décembre 2009 (abrogé)	20 ans	4,5 **c€/kWh** auquel s'ajoute une prime comprise entre 8 et 13 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
Combustion de matières non fossiles végétales (biomasse)	27 janvier 2011	20 ans	4,34 **c€/kWh** auquel s'ajoute une prime comprise entre 7,71 et 12,53 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
	28 décembre 2009 (abrogé)	20 ans	4,5 **c€/kWh** auquel s'ajoute une prime comprise entre 8 et 13 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
	16 avril 2002 (abrogé)	15 ans	**4,9 c€/kWh** (32,1 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et de 1,2 c€/kWh (7,8 cF/kWh)
Déchets animaux bruts ou transformés (farines animales)	27 janvier 2011	20 ans	4,34 **c€/kWh** auquel s'ajoute une prime comprise entre 7,71 et 12,53 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
	28 décembre 2009 (abrogé)	20 ans	4,5 **c€/kWh** auquel s'ajoute une prime comprise entre 8 et 13 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
	13 mars 2002 (abrogé)	15 ans	**4,5 à 5 c€/kWh** (29,5 à 32,8 cF/kWh) énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh
Biogaz	19 mai 2011	15 ans	Tarif compris entre **8,121et 9,745 c€/kWh** selon la puissance auquel s'ajoute une prime à l'efficacité énergétique comprise entre **0 et 4 c€/kWh**
	10 juillet 2006 (abrogé)	15 ans	entre 7,5 et 9 c€/kWh selon la puissance, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh

	3 octobre 2001 (abrogé)	15 ans	4,5 à 5,72 c€/kWh (29,5 à 37,5 cF/kWh) selon la puissance + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh) (valable pour le biogaz de décharge uniquement)
Méthanisation	19 mai 2011	15 ans	Tarif compris entre **11,19 et 13,37 c€/kWh** selon la puissance auquel s'ajoutent une prime à l'efficacité énergétique comprise entre **0 et 4 c€/kWh** et une prime pour le traitement d'effluent d'élevage comprise entre **0 et 2,6 c€/kWh**
	10 juillet 2006 (abrogé)	15 ans	entre **7,5 et 9 c€/kWh** selon la puissance, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre **0 et 3 c€/kWh,** + prime à la méthanisation de **2c€/kWh.**
	13 mars 2002 (abrogé)	15 ans	**4,6 c€/kWh** (30,2 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 1,2 c€/kWh (7,8 cF/kWh)
Autres installations de puissance inférieure à 36kVA	13 mars 2002	15 ans	**7,87 à 9,60 c€/kWh** (51,6 à 63 cF/kWh) issu du tarif « bleu » aux clients domestiques

Annexe 5

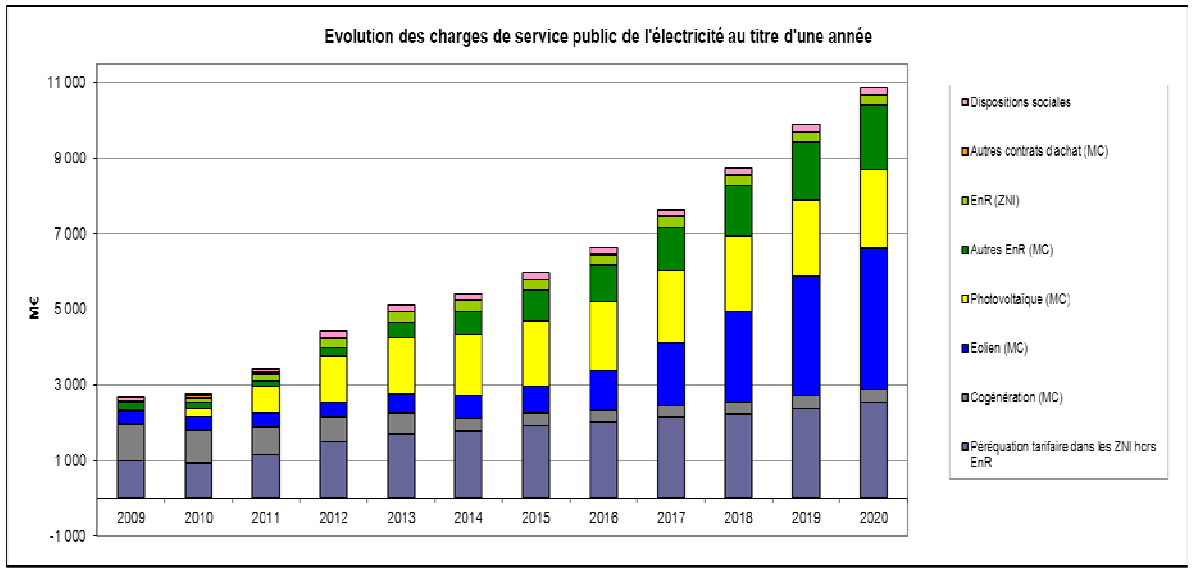
Tableau de synthèse de la commission de régulation de l'énergie

en M€	2009 prév.	2009**	2010 prév.	2010	2011 prév.	2012 prév.	2020 prév.
Charges dues aux contrats d'achat en métropole (MC*)	**654,2**	**1 562,1**	**1 239,8**	**1 574,4**	**2 202,4**	**2 780,4**	**7 844,7**
Cogénération	**521,3**	**950,6**	**668,9**	**823,1**	**705,3**	**709,2**	**326,3**
Energies renouvelables	**93,8**	**561,1**	**528,0**	**706,7**	**1 468,3**	**2 051,4**	**7 518,4**
Eolien	*116,3*	*319,2*	*312,4*	*344,1*	*407,8*	*494,9*	*3 729,9*
dont éolien à terre	*116,3*	*319,2*	*312,4*	*344,1*	*407,8*	*494,9*	*1 157,8*
dont éolien offshore	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*2 572,1*
Photovoltaïque	*55,9*	*54,3*	*128,1*	*208,9*	*915,2*	*1 373,1*	*2 080,1*
Hydraulique	*-62,3*	*115,5*	*28,8*	*80,7*	*65,9*	*62,1*	*59,0*
Géothermie	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*1,2*	*0,5*	*2,1*
Biomasse	*17,9*	*20,9*	*43,1*	*29,5*	*52,0*	*81,3*	*1 263,0*
Biogaz	*2,9*	*25,1*	*22,8*	*30,0*	*31,8*	*41,3*	*404,3*
Incinération	*-36,9*	*26,0*	*-7,1*	*13,5*	*-5,5*	*-1,9*	*-20,0*
Autres installations	**39,1**	**51,9**	**42,9**	**44,6**	**28,9**	**19,8**	**0,0**
Charges dues à la péréquation tarifaire en ZNI*	**1 137,1**	**1 056,6**	**917,8**	**1 018,3**	**1 214,0**	**1 382,0**	**2 823,8**
Surcoût de production	**853,6**	**846,4**	**655,0**	**724,4**	**845,1**	**901,0**	**703,1**

Contrats d'achat	**283,5**	**210,2**	**262,8**	**293,9**	**368,9**	**481,0**	**2 120,6**
Eolien	*4,9*	*5,2*	*4,5*	*3,8*	*5,7*	*6,0*	*19,3*
Photovoltaïque	*32,0*	*14,1*	*51,6*	*40,9*	*82,9*	*153,9*	*227,8*
Hydraulique	*1,4*	*2,2*	*1,6*	*2,2*	*1,9*	*3,0*	*3,2*
Géothermie	*4,8*	*1,4*	*4,8*	*0,3*	*5,4*	*5,9*	*8,7*
Biomasse	*0,5*	*0,0*	*0,7*	*0,0*	*1,3*	*1,4*	*11,3*
Biogaz	*0,8*	*0,5*	*0,6*	*0,8*	*0,9*	*1,0*	*2,3*
Incinération	*0,4*	*0,5*	*0,4*	*0,4*	*0,6*	*0,4*	*-1,2*
Interconnexion	*19,0*	*10,4*	*14,8*	*10,5*	*8,7*	*15,6*	*37,3*
Bagasse-charbon	*160,9*	*137,5*	*134,9*	*168,2*	*194,3*	*209,3*	*613,0*
Thermique	*58,7*	*33,1*	*48,9*	*66,6*	*67,2*	*84,3*	*1 198,9*
Dispositions sociales	**75,9**	**66,3**	**75,1**	**61,7**	**48,5**	**98,4**	**187,9**
TOTAL	**1 867,2**	**2 686,5**	**2 232,7**	**2 654,5**	**3 465,0**	**4 260,8**	**10 856,4**

** MC : métropole continentale ; ZNI : zones non interconnectées*

*** les charges 2009 incluent des reliquats de charges sur l'exercice 2009 déclarés par EDF à la commission de régulation de l'énergie en 2011*



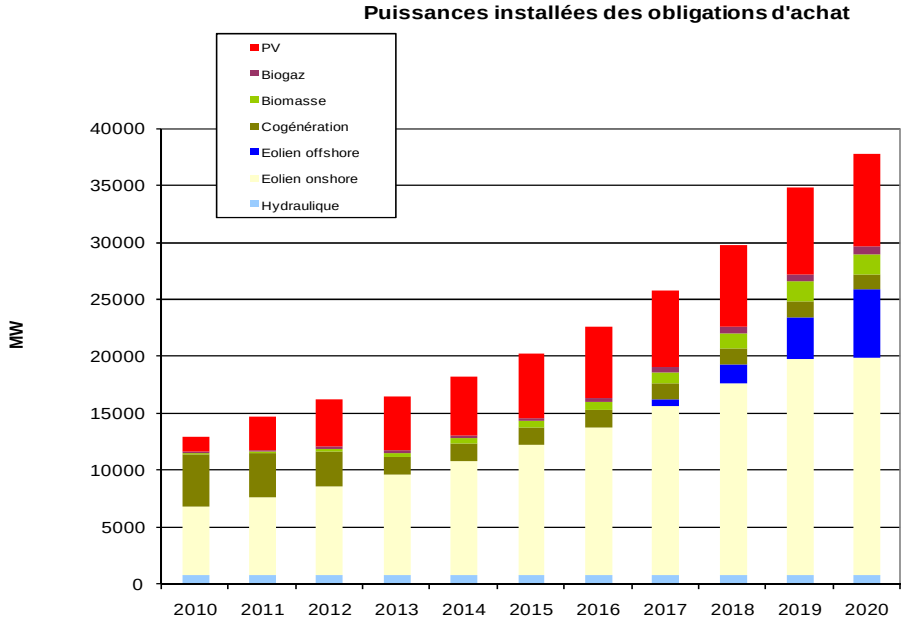
Source : commission de régulation de l'énergie

Annexe 6
Estimations de la direction générale de l'énergie et du climat

1- Estimations en puissance installée

Puissance (MW)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ENR				8 385	10 785	13 117	14 805	16 674	18 756	21 087	24 311	28 282	33 418	36 450
PV	*9*	*29*	*89*	*1 345*	*2 847*	*4 147*	*4 647*	*5 147*	*5 647*	*6 147*	*6 647*	*7 147*	*7 647*	*8 147*
Biomasse	*ND*	*ND*	*ND*	*134*	*178*	*238*	*318*	*424*	*567*	*757*	*1 011*	*1 349*	*1 764*	*1 824*
Biogaz	*ND*	*ND*	*ND*	*131*	*156*	*186*	*222*	*264*	*315*	*375*	*447*	*532*	*626*	*638*
Eolien onshore	*2 484*	*3 532*	*4 621*	*6 000*	*6 828*	*7 770*	*8 843*	*10 063*	*11 452*	*13 032*	*14 830*	*16 877*	*19 005*	*19 065*
Eolien offshore	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*600*	*1 600*	*3 600*	*6 000*
Hydraulique	*ND*	*ND*	*ND*	*776*	*776*	*776*	*776*	*776*	*776*	*776*	*776*	*776*	*776*	*776*
Cogénération	*4785**	*4624**	*4575**	*4 609*	*3 873*	*3 137*	*1 608*	*1 519*	*1 505*	*1 471*	*1 420*	*1 428*	*1 393*	*1 314*

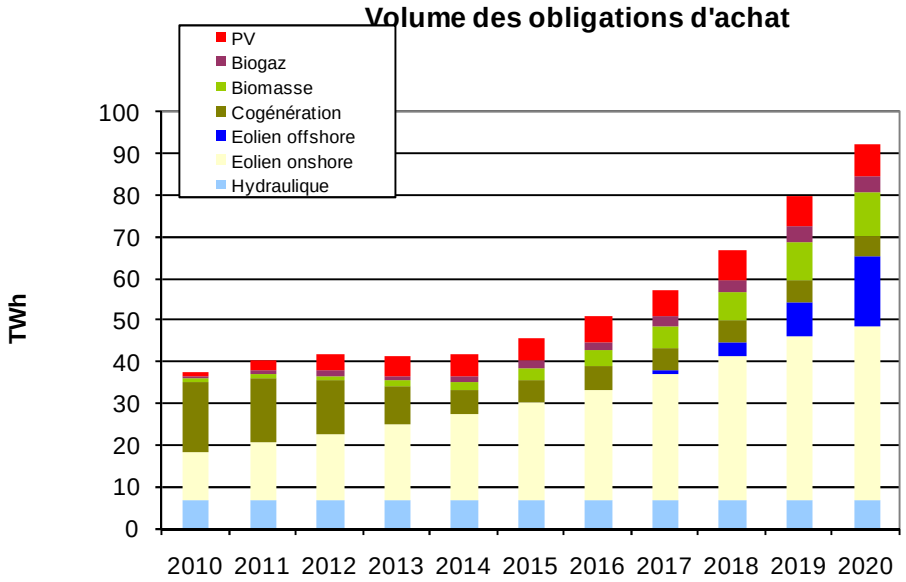
* Données EDF


Puissances installées des obligations d'achat
PV
Biogaz
Biomasse
Cogénération
Eolien offshore
Eolien onshore
Hydraulique
MW
40000
35000
30000
25000
20000
15000
10000
5000
0
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020

2- Estimations du volume des obligations d'achat

Production (TWh)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ENR	11	13	15	21	25	29	32	36	40	45	52	62	75	87
PV		*0,04*	*0,1*	*1*	*2*	*4*	*5*	*5*	*6*	*6*	*6*	*7*	*7*	*8*
Biomasse	*1*	*0,34*	*0,4*	*1*	*1*	*1*	*2*	*2*	*3*	*4*	*5*	*7*	*9*	*11*
Biogaz		*0,43*	*0,6*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*2*	*2*	*2*	*3*	*3*	*4*
Eolien onshore	*4*	*5*	*8*	*12*	*14*	*16*	*18*	*21*	*24*	*27*	*30*	*35*	*39*	*42*
Eolien offshore	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*1*	*4*	*8*	*17*
Hydraulique	*6*	*7*	*6*	*7*	*7*	*7*	*7*	*7*	*7*	*7*	*7*	*7*	*7*	*7*
Cogénération	*14*	*14*	*13*	*17*	*16*	*13*	*9*	*6*	*5*	*5*	*5*	*5*	*5*	*5*

*Les données 2007 à 2009 sont des données de la CRE. Le total présenté ici ne prend pas en compte l'incinération, la géothermie, et la bagasse charbon.

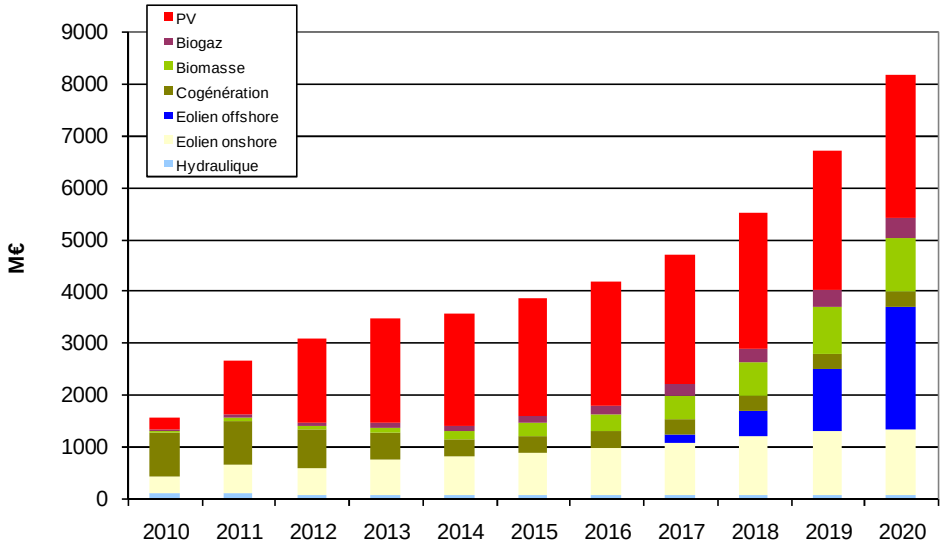

Volume des obligations d'achat
PV
Biogaz
Biomasse
Cogénération
Eolien offshore
Eolien onshore
Hydraulique
TWh
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020

3- Estimations du coût des énergies renouvelables dans la CSPE

Coût (M€)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ENR	337,2	14,1	582,2	755	1 789	2 338	2 940	3 236	3 543	3 875	4 406	5 210	6 412	7 880
PV	*ND*	*14,5*	*66*	*250*	*1 043*	*1 630*	*2 005*	*2 153*	*2 285*	*2 403*	*2 516*	*2 616*	*2 702*	*2 778*
Biomasse	*ND*	*4,7*	*21*	*30*	*60*	*80*	*122*	*173*	*241*	*335*	*467*	*647*	*893*	*1 055*
Biogaz	*ND*	*4,3*	*26*	*31*	*41*	*52*	*75*	*99*	*128*	*163*	*207*	*260*	*325*	*364*
Eolien onshore	*ND*	*85,9*	*324*	*348*	*552*	*526*	*664*	*740*	*822*	*910*	*1 014*	*1 126*	*1 242*	*1 291*
Eolien offshore	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*141*	*501*	*1 195*	*2 340*
Hydraulique	*ND*	*-68*	*118*	*83*	*94*	*50*	*75*	*71*	*68*	*64*	*62*	*59*	*55*	*52*
Cogénération	**768,4**	**828**	**950**	*823*	*856*	*737*	*515*	*323*	*312*	*309*	*303*	*299*	*298*	*289*

*Les données de 2007 à 2010 sont des données de la CRE. Le total EnR ne correspond pas à la somme des postes détaillés puisque ne figurent pas l'incinération et la géothermie.

Coût des ENR dans la CSPE



Annexe 7

Estimations de la direction générale de l'énergie et du climat : évolution de la CSPE entre 2010 et 2020

Année	2010*	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Prix de marché retenus (hypothèse CRE) en €/MWh	*47,5*	*48,9*	*56,7*	*54*	*55,6*	*57,3*	*59*	*60,8*	*62,6*	*64,5*	*66,4*
Charges (M€) :											
ZNI (péréquation tarifaire)	970	991	1041	1093	1147	1205	1265	1328	1395	1465	1538
Surcoût de production	*724*	*721*	*757*	*795*	*835*	*876*	*920*	*966*	*1015*	*1065*	*1119*
Contrats d'achat (hors EnR)	*245*	*270*	*284*	*298*	*313*	*328*	*345*	*362*	*380*	*399*	*419*
Dispositif sociaux	62	75	92	160	163	166	170	173	177	180	184
ENR	755	1789	2338	2940	3236	3543	3875	4406	5210	6412	7880
PV	*250*	*1043*	*1630*	*2005*	*2153*	*2285*	*2403*	*2516*	*2616*	*2702*	*2778*
Biomasse	*30*	*60*	*80*	*122*	*173*	*241*	*335*	*467*	*647*	*893*	*1055*
Biogaz	*31*	*41*	*52*	*75*	*99*	*128*	*163*	*207*	*260*	*325*	*364*
Eolien onshore	*348*	*552*	*526*	*664*	*740*	*822*	*910*	*1014*	*1126*	*1242*	*1291*
Eolien offshore	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*141*	*501*	*1195*	*2340*
Hydraulique	*83*	*94*	*50*	*75*	*71*	*68*	*64*	*62*	*59*	*55*	*52*
Cogénération	*823*	*856*	*737*	*515*	*323*	*312*	*309*	*303*	*299*	*298*	*289*
Autres OA (MC)	*45*	*29*	30,3	31,9	33,5	35,1	36,9	38,7	40,7	42,7	44,8
charge d'intérets (portage de la dette)	**1622**	**2674**	3105	3487	3592	3891	4221	4747	5549	6753	8214
Total des charges au titre de l'année	2654	3741	4237	4740	4903	5262	5656	6249	7121	8398	9935
Report n-2	211	1351	955	2069	1552	1766	265	0	0	0	0
Dette cumulée	*2235*	*2952*	*3550*	*3246*	*1959*	*193*	*0*	*0*	*0*	*0*	*425*
TOTAL	2865	5092	5192	6809	6455	7028	5921	6249	7121	8398	9935
Recettes**	1 936	3 023	3 640	5 043	6190	7 028	5 921	6 249	7 121	8 327	9 510
Assiette CSPE (TWh)	375	372	374	374	375	377	386	390	392	393	393
Croissance annuelle de la consommation (%)	*1,1%*	*1,1%*	*1,1%*	*1,1%*	*1,1%*	*0,8%*	*0,8%*	*0,8%*	*0,8%*	*0,8%*	*0,6%*
charges unitaire *(€/MWh)****	*7,6*	*13,7*	*13,9*	*18,2*	*17,2*	*18,6*	*15,3*	*16,0*	*18,2*	*21,4*	*25,3*
dont charge unitaire pour couvrir les charges seules	*7,1*	*10,1*	*11,3*	*12,7*	*13,1*	*14,0*	*14,7*	*16,0*	*18,2*	*21,4*	*25,3*
Contribution unitaire (€/MWh) ***	*4,5*	*8,1*	*9,7*	*13,5*	*16,5*	*18,6*	*15,3*	*16,0*	*18,2*	*21,2*	*24,2*

*Pour 2010, les chiffres indiqués sont les montants constatés par la commission de régulation de l'énergie

**Recettes = Assiette CSPE*Contribution unitaire fixée

***Charge unitaire = Total / assiette CSPE

****Contribution unitaire fixée comme le minimum entre la contribution de l'année précédente+ 3€ et la charge unitaire. Pour 2011 et 2012, la contribution correspond à la pondération entre 2 niveaux de contribution (ex: en 2012, pondération entre 9€/MWh et 10,5€/MWh)

Annexe 8

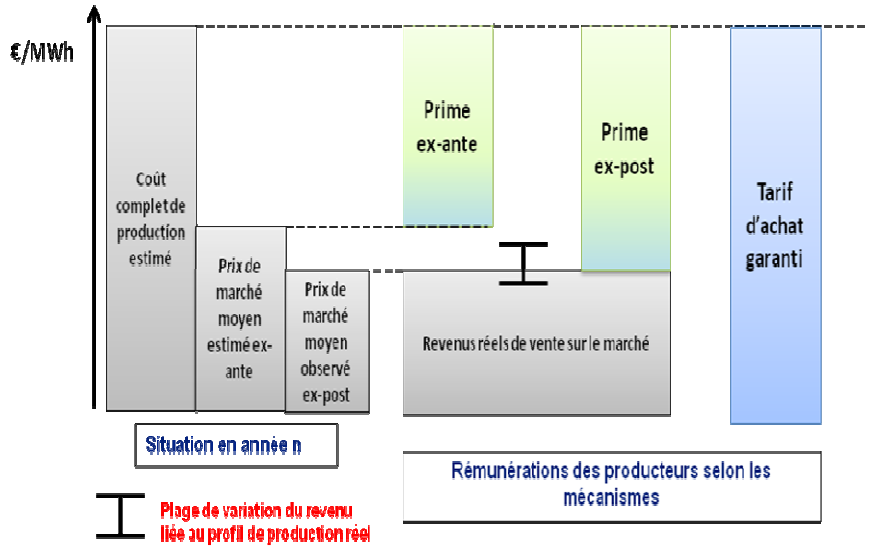
Obligations d'achat : résumé des difficultés identifiées et évolutions proposées

Difficultés du système actuel		Réforme	Réponse à la difficulté identifiée	Inconvénient
Distorsions de concurrence potentielles liées à la difficulté de calculer le juste niveau de la compensation	Différentiel valeur de marché réelle et calculée	Transfert de l'activité d'acheteur obligé au gestionnaire du réseau de transport (GRT)	Pas de distorsion car GRT hors champ concurrentiel	Transfert du passif entre EDF et GRT
	Non prise en compte de certains coûts pour l'AO (coûts gestion, ajustement, passif)		Estimation plus facile des coûts car périmètre spécifique pour l'EnRe	
Distorsion de signal prix	Élasticité prix de l'offre nulle	Passage du mécanisme de tarif d'achat à celui de prime	Rémunération fonction du prix de marché + meilleure intégration au marché	Coût d'utilisation du marché
Prise en compte imparfaite de la valeur future de l'EnRe	Incitation faible pour les contrats LT		Meilleure incitation à la valorisation et intégration au marché	
Diminution de la liquidité et de la transparence du marché organisé	Production d'EnRe intégrée au périmètre EDF	Vente de l'électricité verte sur le marché	Plus de liquidité et de transparence (charges EnR mieux identifiées)	
Non valorisation du caractère renouvelable	non valorisation actuelle	valorisation automatique par RTE avec fonds spécifique pour assurer l'additionnalité	meilleure valorisation de la valeur verte	Coût de transaction

Source : Direction Générale du Trésor, bureau économie des réseaux (note du 3 janvier 2012)

Annexe 9

Dispositif d'obligation d'achat : mécanisme de prime calculée ex-post (modèle des Pays-Bas)



Source : direction générale du Trésor