

Le mécanisme de contribution aux Charges de Service Public d'Electricité

par Georges BLONDE et François POIZAT (I.E.D.) – février 2008

SOMMAIRE :	page
1 PREAMBULE	2
1.1. OBJET	2
1.2. METHODOLOGIE	3
1.3. AVERTISSEMENT	6
2 GENESE ET CONSISTANCE DE CE MECANISME	6
2.1. HISTORIQUE	6
2.1.1. La « mutualisation » procède de la dérégulation	6
2.1.2. Le « FSPPE », premier texte d'application,	7
2.1.3. Premières modifications	7
2.1.4. Le décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004	8
2.1.5. Nouvelles évolutions du mécanisme de contribution	8
2.2. EN QUOI CONSISTE L'ACTUEL « MECANISME DE CONTRIBUTION » ?	9
2.2.1. Schématisation du mécanisme	10
2.2.2. Calcul des charges de service public au sens réglementaire	11
2.2.3. Et le TaRTAM	14
3 MONTANTS DE COMPENSATION, GLOBALE ET UNITAIRE	16
3.1. EVOLUTION RECENTE	16
3.1.1. Montant global ?	16
3.1.2. Contribution unitaire ?	17
3.2. POIDS RELATIF DES 3 OPERATEURS SUR LES 4 VOLETS	19
3.2.1. De 2002 à 2005	19
3.2.2. Prévisions pour 2005 et 2006	19
3.2.3. Ventilations des charges 2007	20
3.2.4. Le TaRTAM	22
3.3. EVOLUTION FUTURE	22
3.3.1. Fragilité des prévisions	22
3.3.2. CSPE en butée ?	23
3.3.3. Et pourtant elle baisse ...	24
3.3.4. Vu dans le marc de café	24
4 FONDEMENT DE CE SYSTEME DE « MUTUALISATION » ?	25
4.1. CES CHARGES RELEVANT-ELLES DU « SERVICE PUBLIC » ?	25
4.1.1. Oui à la solidarité !	25
4.1.2. Obligations d'achat	26
4.1.3. Le TaRTAM	34
4.2. Y-A-T-IL « COMPENSATION INTEGRALE » ?	35
4.2.1. Solidarité	35
4.2.2. Péréquation tarifaire	35
4.2.3. Obligations d'achat	37
4.2.4. TaRTAM	44
5 NOS PREVISIONS	44
5.1. POUR L'ANNEE 2007	45
5.2. POUR 2016 ET ANNEES SUIVANTES	45
5.2.1. L'envol annoncé des énergies renouvelables	45
5.2.2. L'explosion des tarifs d'obligation d'achat	46
5.2.3. Surcoûts 2016 dus aux charges de service public de l'électricité	47
5.3. DE 2000 A 2007 : ASSAULTS DE « VERTITUDE »	48
6 MUTUALISATION, MANIPULATION OU/ET MYSTIFICATION ?	49
6.1. RESUMONS NOUS ...	49
6.2. CONSEQUENCES	50
6.3. « CONCURRENCE LIBRE ET NON FAUSSEE » ?	51
6.4. ON EN EST LA, A MOINS QUE ...	53
LISTE DES ANNEXES	54

1. PREAMBULE

1.1. Objet

Le présent rapport expose les résultats d'une expertise menée par l'« Institut Energie & Développement » (IED) pour le Conseil Supérieur Consultatif des Comités Mixtes à la Production (ancienne appellation du CCE) d'EDF, conformément au cahier des charges fixé lors de sa séance du 12/10/2006 (**annexe A1**)¹.

Ce qu'on appelle assez communément « la CSPE » n'est autre qu'un mécanisme de mutualisation des « charges du service public de l'électricité », formulation peu explicite pour le commun des consommateurs, apparaissant au verso de leurs factures d'électricité. Ceci résulte de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 qui, sous couvert de « modernisation du marché de l'électricité », a mis fin au monopole d'EDF et des DNN (« distributeurs non nationalisés [par la loi du 8 avril 1946] »). Les charges ainsi mutualisées, dont le montant annuel oscille actuellement autour de 1 500 M€ (un milliard et demi), relèvent de quatre volets² :

- L'impact de la péréquation tarifaire dont bénéficient, au même titre que tous les citoyens français, les habitants des zones non interconnectées (ZNI) au réseau hexagonal (Corse, îles bretonnes (Ouessant, Molène, Sein et Chausey), DOM (Guadeloupe et ses voisines Marie-Galante, Saintes, Désirade, St Barthélemy et St Martin ; Guyane ; Martinique ; Réunion), St Pierre et Miquelon, ainsi que Mayotte³), dont l'isolement a d'importantes répercussions sur les coûts de production de l'électricité dans ces zones ;
- le soutien aux productions fondées sur la récupération d'énergie (cogénération, incinération de déchets, etc.) et les sources renouvelables (éolien, hydraulique, géothermie, photovoltaïque et biomasse), par le biais de l'obligation d'achat qui en est faite à EDF, pour l'essentiel⁴ ;
- la solidarité avec les personnes en situation de précarité.

Et c'est tout, quoiqu'en puissent penser ou insinuer certains⁵, même si le gouvernement a très récemment (loi n° 2006-1537) inséré dans ce dispositif l'indemnisation des producteurs dont les clients

¹ Les références entre crochets [nop] renvoient aux documents répertoriés en **annexe C**, dans l'ordre chronologique. Il se peut fort bien que certains de ceux-ci (tels [264] et [265], ou [337] et [338] ?) n'aient qu'un rapport ténu avec notre sujet.

² On peut gloser autour du mot CSPE tant ses acceptions sont variées : pour le CSC des CMP, il s'agit de la « contribution aux charges de service public », pour d'autres comme la CRE (et de façon changeante), ce terme peut vouloir signifier la même contribution [115], la compensation, ou les Charges de Service Public de l'Electricité elles-mêmes.

L'article 4 de la loi n° 2005-781 parle de « mécanisme de compensation des charges de service public ».

³ Voir **annexe A14**. Cette péréquation tarifaire dans les ZNI constitua le tout premier volet de la compensation des Charges de Service Public de l'Electricité.

⁴ L'article 10 de la loi n° 2000-108 stipule qu'EDF et les DNN « sont tenus de conclure, si les producteurs intéressés en font la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité produite sur le territoire national par :

1° Les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés [installations d'incinération d'ordures ménagères] ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur [cogénération] ;

2° Les installations [de moins de 12 MW] qui utilisent des énergies renouvelables, à l'exception des celles utilisant l'énergie mécanique du vent implantées dans les zones interconnectées au réseau métropolitain continental, ou qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération [y compris] les nouvelles installations destinées au turbinage des débits minimaux [conséquence de la loi LEMA [217] ;

3° Les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent qui sont implantées dans le périmètre d'une ZDE [hexagonale, conformément à l'astuce trouvée en juin 2005 pour déplaçonner l'éolien ...] ;

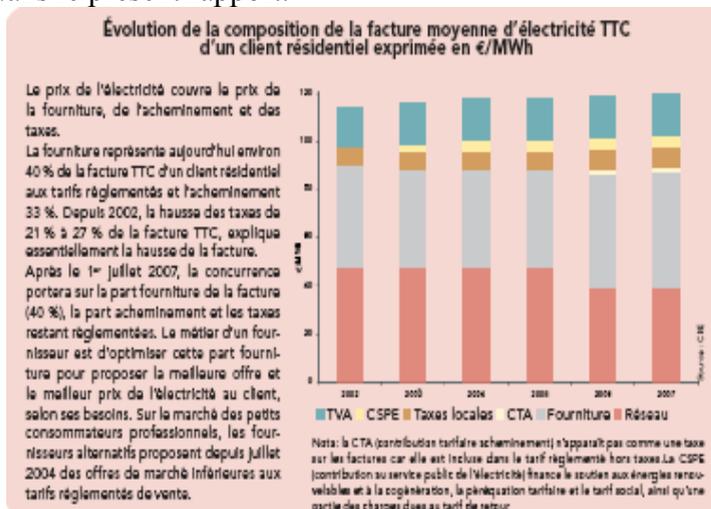
4° Les installations qui valorisent des énergies de récupération dans les limites et conditions définies au présent article, notamment au 2° ». Selon [255], « les énergies de récupération sont : gaz de mine, gaz de cokerie de haut-fourneau, récupération de chaleur sur les fours, énergie résultant du turbinage des eaux usées et de la détente des eaux potables sur les châteaux d'eau ».

Un décret [36] (non impacté par le déplaçonnement de l'éolien) a fixé les limites de puissance desdites installations.

Les articles 48 (contrats de type « appel modulable » ou « contrat d'achat d'énergie électrique produite par une installation dispatchable ») et 50 (cogénération, petite hydraulique, UIOM, moteurs diesel, biogaz, etc.) de la même loi ouvrent droit à la même « compensation » de leurs surcoûts que les précédentes « énergies renouvelables » des articles n° 10 (OA) et, via appels d'offres (AO), n° 8. De fait, « le décret du 20 mai 1955 réglant les rapports entre EDF et les producteurs autonomes d'énergie électrique a[vait] organisé l'obligation d'achat de l'électricité des producteurs autonomes et l'obligation de passer un contrat [ayant] le caractère de contrats administratifs, compte tenu, notamment, du caractère obligatoire de leur conclusion [selon le Conseil d'Etat] » (affirmation de [220] dont la référence semble erronée, à moins d'une modification, introuvable, dudit « décret du 20 mai 1955 »).

professionnels dits éligibles souhaitent revenir au régime des « tarifs réglementés » via le « TaRTAM »⁶. Ce **quatrième volet** a été vivement, et à juste titre, récusé par la CRE comme « charge de service public » [238]⁷.

Rq. 1 : la « contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel » instituée par l'article 18 de la loi n° 2004-803 [135], dite aussi « contribution tarifaire agents (CTA), pour le financement des retraites des agents des industries électriques et gazières (IEG) sur les activités de réseau » [161], ne fait pas partie des dites « charges du service public d'électricité ». Nous n'en parlerons pas plus dans le présent rapport.⁸



Rq. 2 : Rien à voir [285] non plus avec le « fonds de péréquation de distribution d'électricité » [121] qui vise à répartir les charges de réseau entre les gestionnaires des divers réseaux de distribution.

Rq. 3 : A fortiori, nous ne traitons pas de ce qui a trait à la compensation des « obligations de service public qui sont fixées par les autorisations de fourniture ou de transport, les concessions de stockage souterrain, les cahiers des charges des concessions de distribution et les règlements des régies » pour le gaz naturel [301]⁹.

1.2. Méthodologie

Outre les textes réglementaires¹⁰ et divers documents, issus de publications du Ministère de l'Industrie, de la CRE, d'EDF etc. auxquels ont eu accès les experts d'IED, des contacts ont été pris avec des acteurs

⁵ Tel ami, par exemple, pour qui l' « autre prestation » qu'est la CSPE, au dos de sa facture d'électricité, ne pouvait être que le financement du comité d'entreprise d'EDF (la CAS) !!! Si l'on peut mettre cette interprétation erronée sur le compte de l'ignorance, il ne peut en être de même d'un membre influent du lobby éolien qui a tout intérêt à noyer le poisson [323].

⁶ Abréviation, quasi-labellisée par la DGEMP, la CRE, etc. du « Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement de Marché ».

⁷ La définition donnée par la CRE dans sa lettre « spécial[e] 1^{er} juillet 2007 » [301] est, de ce point de vue, assez elliptique : « La contribution au service public de l'électricité (CSPE), payée par tous [sic] les consommateurs [domestiques et « petits » professionnels] avec leur facture d'électricité, finance une partie des coûts de production dans les départements d'outre-mer, en Corse et à Mayotte. Elle finance également les charges du tarif social, ainsi que celles liées au soutien des énergies renouvelables et de la cogénération ». Point final !

Mais l'encart [301] ici reproduit précise que « la CSPE finance [aussi] une partie des charges dues au tarif de retour ».

⁸ La CTA s'élève « depuis le 1^{er} janvier 2005 [à] 20,4% de l'abonnement de la part réseau ». Mais il y a [ura] vraiment de quoi se perdre dans les factures EDF (ou GDF).

⁹ « Un tarif spécial de solidarité et le maintien de la fourniture aux personnes en situation précaire seront prochainement mis en place » [301], conformément à l'article 14 de la loi n° 2006-1537 (modifiant l'article 7 de la loi n° 2003-8). Ceci correspond à une sorte de « tarif social pour le gaz, sur le modèle de celui qui existe déjà pour l'électricité ». Onze mois plus tard, on constate que, si les dispositions ont été prises pour la mise en place de l'incongru TaRTAM, il n'en a pas été de même pour ce tarif social [300] ... Cette « CSPG » (?), souhaitable dans son principe, constituera un nouvel impôt. Gageons que le public s'y perdra un peu plus. Mais, pour l'heure, c'est encore l'Arlésienne [299].

¹⁰ Ceux-ci, publiés au Journal Officiel de la République Française, sont disponibles (encore que pas toujours, notamment les textes anciens) sur le site du JORF. L'usage et la navigation de ce dernier, www.legifrance.gouv.fr, ne sont pas si simples ; c'est pourquoi nous tenons à disposition de nos commanditaires un mode d'emploi pour ce faire (donnant aussi accès aux textes du « Droit européen »).

Par ailleurs, « tous les arrêtés conclus en application de l'article 10 de la loi [n° 2000-108], y compris en version consolidée, et les avis [de la CRE _ difficiles à trouver dans le JORF (NDLR)] correspondants sont disponibles sur [...] www.cre.fr > Espace opérateurs > Producteurs > Obligation d'achat » [239]. Sur le même site, la séquence Espace opérateurs > Producteurs

du secteur de l'électricité, au cœur de la problématique assez nouvellement posée par la dérégulation (dont le terme fut la généralisation de l'ouverture du marché, le 1^{er} juillet 2007). Ces contacts, sollicités par courriers émis de mi-janvier à début mars 2007, ont donné lieu à des comptes-rendus rédigés par IED, dûment corrigés sur la base des observations des interlocuteurs rencontrés. Il s'agit des rencontres suivantes :

- [235] : « Droit à l'Energie – Stop aux Coupures », le 09/02/2007 : Mr Jean-Michel MESPOULEDE (Vice-Président de DE-SC).
- [238] : « Commission de Régulation de l'Energie » (CRE), le 15/02/2007 : Mme Esther PIVET (chef du Département Service Public) et Mr Cyril HARRY ¹¹.
- [255] : « Délégation aux Régulations » d'EDF (DEL_REG), matin du 23/03/2007: Mr Denis HAAG, Délégué aux Régulations, et son adjointe, Mme Sylvie COURTIER-ARNOUX ¹¹.
- [256] : « Systèmes Energétiques Insulaires » d'EDF (SEI), après-midi du 23/03/2007 : Mr Jean-François LHUISSIER, représentant Mr Claude RENOULT (Directeur de SEI).
- [278] : « Direction de l'Optimisation Amont-Aval et Trading » d'EDF le 09/05/2007 : Mr Jean-Claude LAROCHE, en charge de la mission « Obligations d'Achat », suite à demande d'entretien auprès de Mr Philippe HUET (Directeur de la DOAAT).
- [281] : « Energie Développement Services du Briançonnais » (EDSB), le 21/05/2007 : Mr Dominique ROYER (Directeur).
- [284] : « Direction Commerciale » d'EDF, le 24/05/2007 : Mrs Pierre VIRIOT (chef du Service National Consommateurs) et Jean-Noël MARQUET, suite à demande d'entretien auprès de Mr Philippe MONLOUBOU (Directeur de la Division Particuliers et Professionnels) pour aborder le volet « solidarité ».
- [285] : RTE, le 24/05/2007 : Mr Patrick SANDRIN (chef du Service Régulations – Finances) représentant Mr Pierre BORNARD, RTE étant, parfois, un « redevable » de la CSPE.
- [307] : Régie Communale d'Electricité des Houches (Haute-Savoie), le 16/07/2007 : Mr Yves PERSAULT (Directeur).

IED s'est ainsi efforcée d'enquêter auprès de toutes les entités en charge de la CSPE, à savoir la CRE, organe pivot de la régulation (et particulièrement du système de mutualisation des CSPE), et les différents services impliqués au sein d'EDF, mais aussi les « fournisseurs historiques » autres qu'EDF, c'est-à-dire ceux que la CRE se plaît, depuis quelques temps, à appeler les ELD (« entreprises locales de distribution »), officiellement encore DNN ¹².

Remarques :

1. L'obtention de ces derniers contacts ne fut pas une mince affaire ¹³. Bien que l'implication des DNN dans la CSPE soit très faible (les DNN et Mayotte représentaient, en 2005, moins de 2 % de

> Service Public de l'Electricité (CSPE) donne accès à trois onglets : « Mécanisme » (précisément ...), « Montant », « Notices et déclarations ».

¹¹ Nos interlocuteurs ont aussi répondu à quelques questions ponctuelles posées par courriel [239] ou [255].

¹² comme les évoque l'article 3, « modifié par Loi n°2004-803 du 9 août 2004 art. 29 », de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 en référence au « distributeur non nationalisé visé à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 [constitué par une] collectivité locale » :

« Les sociétés de distribution à économie mixte dans lesquelles l'Etat ou les collectivités publiques possèdent la majorité, les régies ou services analogues constitués par les collectivités locales sont maintenus dans leur situation actuelle, le statut de ces entreprises devant toujours conserver le caractère particulier qui leur a donné naissance d'après les lois et décrets en vigueur ou futurs [on peut être dubitatif sur ce point, par exemple en considérant le cas [291] de GEG (NDLR)]

Dans le cas où la distribution de l'électricité ou de gaz était exploitée antérieurement à la présente loi par les régies ou services analogues constitués par les collectivités locales ou par les sociétés où ces collectivités avaient la majorité des actions, ou bien dont elles partageaient les profits dans une proportion égale ou supérieure à celle qui découle du décret du 28 décembre 1926 sur les sociétés d'économie mixte, ces services ou sociétés seront, dans le cadre des services de distribution constitués ou transformés en établissements publics communaux ou intercommunaux qui prendront avec la forme adéquate le nom de "Régie de ..." suivi du nom de la collectivité.

Les coopératives d'usagers et les sociétés d'intérêt collectif agricole concessionnaires de gaz ou d'électricité pourront également être maintenues dans le cadre des services de distribution [ce sont les SICAE (NDLR)]. Leurs rapports avec ces services et leur statut seront déterminés par un décret pris sur le rapport des ministres de la production industrielle et de l'agriculture.

Sous cette réserve, les organisations prévues au premier paragraphe du présent article conserveront leur autonomie. »

¹³ Nous devons déplorer l'inertie de GEG (Gaz et Electricité de Grenoble), en dépit de nos relances, sur plus de deux mois, et des questions écrites adressées, à sa demande, à l'assistante de Mr Rémy CARBONNIER (Directeur général délégué). De la

la CSPE totale [161]), il eut été dommage de ne pas recueillir l'éclairage d'au moins une régie, en l'occurrence une « SAEML » de taille moyenne (Briançon) et une « petite » sans moyen de production (Les Houches).

2. Certains interlocuteurs, notamment à EDF, nous sont apparus réticents, en tous cas plus qu'à l'accoutumée des expertises IED antérieures, tant dans la difficulté à obtenir rendez-vous que dans la délivrance d'informations, assez peu spontanée (parfois avec l'excuse de la « confidentialité », omniprésente dans les textes réglementaires, couvrant tout ce qui « [...] semble relever du secret commercial » [255] ¹⁴). Etais-ce dû à la sensibilité du sujet (éminemment politique, comme on le verra) ?
3. N'ayant pas été submergés par les documents remis par les personnes rencontrées (aucun, pour tout dire !), nous avons été réduits à parcourir, en long et en large, les sites CRE et www.legifrance.gouv.fr pour y dénicher les documents essentiels (ou pris pour tels), et les interpréter progressivement et itérativement ... Du moins, le fruit de notre expertise est-il tout entier contenu dans ces sources, toutes référencées en **annexe C**.
4. Un quatrième élément a fortement perturbé la conduite de cette expertise : la sortie tardive de la « loi n° 2006-1537 relative au secteur de l'énergie » du 7 décembre. De fait cette loi a impacté profondément toutes les lois antérieures relatives au même secteur, affectant pas moins de 58 articles ¹⁵. De plus, par ses articles 15 et 16, cette loi fut à l'origine du fameux TaRTAM, dont la parution des décrets d'application a pris plus de 6 mois, le tout dernier (?) arrêté n'ayant été examiné en Conseil Supérieur de l'Energie que le 14 juin 2007 [293] ¹⁶.

Enfin, sur le tard (mi-septembre 2007), nous avons cru indispensable de recueillir l'avis d'un expert éminent en la personne de l'académicien Marcel BOITEUX, ancien Directeur puis Président d'EDF et toujours sur la brèche [270], avec qui nous avons communiqué par courriels (rassemblés sous [339]). Le chapitre 4.2.3. lui doit beaucoup.

1.3. Avertissement

L'analyse qui suit est essentiellement fondée sur une lecture approfondie des textes réglementant la CSPE et sur les commentaires qu'en a faits la CRE (notamment la référence [79]), dont les termes ont passablement varié ... Il en résulte que son exposé, didactique, détaillé, dûment référencé et un peu sévère, ne se lit pas comme un roman.

consultation du site Internet de GEG a été tiré un pseudo-compte-rendu [291], instructif, nous semble-t-il, malgré l'absence d'information sur la perception de la seconde « régie » française sur le dispositif de CSPE, objet exclusif de notre sollicitation d'entretien. Il serait bien de faire de même pour www.electricite-strasbourg.fr (filiale d'EDF), pour l'Usine d'Electricité de Metz (statut non précisé sur www.uem-metz.fr) et pour « Sorégies Vienne Deux-Sèvres » qui se voit « à terme, [comme la] 1^{ère} Entreprise Locale de Distribution indépendante française avec un chiffre d'affaires de l'ordre de 240 M€, 650 collaborateurs et près de 300 000 clients et [...] ainsi le 3^{ème} distributeur d'électricité français ».

¹⁴ Ainsi en fut-il des vaines demandes concernant les listes de DNN, de cogénérateurs, de « producteurs autonomes de pointe », de « producteurs indépendants en ZNI », sans parler des « éligibles repentis du TaRTAM », etc. A fortiori n'avons-nous eu accès à aucun document produit par EDF. La confidentialité de la plupart des informations nous intéressant est, de fait, étroitement encadrée par le dispositif légal, notamment par les articles 4,6, 8, 16, 20 36 (tout spécialement : le « secret professionnel » prévaut à la CRE), 38 et 47 de la loi de février 2000, ainsi que par les articles 1, 3 et 10 du décret n° 2004-90 en vigueur sur la CSPE (fruit d'une recherche sous Word des seuls mots « confidentialité » ou « secret »). La confidentialité de la plupart des informations nous intéressant est, de fait, étroitement encadrée par le dispositif légal, notamment par les articles 4, 6, 8, 16, 20, 36 (tout spécialement : le « secret professionnel » prévaut à la CRE), 38 et 47 de la loi-pivot de février 2000, ainsi que par les articles 1, 3 et 10 du décret n° 2004-90 en vigueur sur la CSPE (fruit d'une recherche sous Word des seuls mots « confidentialité » ou « secret »).

¹⁵ Cf. **annexe B1** : la loi majeure demeure celle de « modernisation » n° 2000-108 du 10 février 2000, celle de 1946 ne subsistant pour ainsi dire que « pour la forme ». Les articles modifiés par la loi de 2006 (qui a aussi touché 10 articles du Code Général des Collectivités Territoriales et 2 articles du Code de la Consommation) sont les suivants :

- loi n° 46-628 : articles 5, 8, 23 bis et 33 ;
- loi n° 2000-108 : articles 2 à 5, 10, 10-2, 14, 15, 18, 22, 25, 28, 30, 35, 37, 38, 40, 43, 46-4 et 50 ;
- loi n° 2003-8 : articles 1, 3, 4, 5, 7, 8, 16, 21, 30, 31 et 32 (mais ne concernant pas le marché de l'électricité) ;
- loi n° 2004-803 : articles 1, 7, 8, 9, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 24, 24-1, 24-2, 25, 30, 30-1, 30-2, 50 et 50-1 et
- loi n° 2005-781 : articles 1, 66, 66-1 et 67.

Et encore n'abordons-nous pas ici la « LEMA » [217] dont la lecture, tout sauf simple, requiert un décodage [259].

¹⁶ Ce retard a eu néanmoins l'avantage de nous permettre de prendre connaissance du rapport sur la cogénération [220], dont la diplomatie le dispute à une sévérité mieux argumentée que celle dont nous aurions été capables.

Le lecteur pressé est invité à sauter d'emblée au § 6 final. Peut-être sera-t-il alors tenté de lire les chapitres précédents (sans omettre les notes de bas de pages, ni les renvois aux références de l'**annexe C**, qui comporte aussi quelques précisions) ?

2. GENESE ET CONSISTANCE DE CE MECANISME

2.1. Historique

Avant la mise en chantier de la réforme du marché de l'électricité, EDF (ainsi que les DNN) était tenue d'assurer la péréquation tarifaire, avait des (quasi-) obligations d'achat et supportait, de facto, les impayés d'abonnés en situation de précarité ¹⁷. La CSPE est donc venue officialiser une pratique antérieure, en l'élargissant considérablement.

2.1.1. LA « MUTUALISATION » PROCEDE DE LA DEREGULATION.

La mise sur pieds d'un mécanisme permettant de mutualiser les charges de service public de l'électricité était une nécessité inhérente au processus de « dé-monopolisation » (pour ne pas parler de « privatisation ») du marché de l'énergie, vigoureusement impulsé par Bruxelles ¹⁸ : dans un monde de concurrence, qui doit assumer les tâches de service public ? Comme ce ne pouvait être les entrepreneurs privés, seuls les opérateurs historiques pouvaient, non pas « s'y coller », mais y être assujettis ¹⁹.

Le mécanisme de mutualisation fut donc d'emblée prévu dans la toute première loi de février 2000, même si les lois qui se succédèrent vinrent en modifier plus d'une modalité ! Du plan détaillé (cf. **annexe B2**) de cette loi essentielle, consolidée en mars 2007, on constate que plusieurs articles (notamment : 1, 2, 4, 8, 10, 22, 41 et 50-1) traitent des CSPE mais leur compensation fait l'objet de l'article 5, fondamental, dont copie intégrale est jointe en **annexe A3**.

2.1.2. LE « FSPPE », PREMIER TEXTE D'APPLICATION,

... fut le « décret n° 2001-1157 du 6 décembre 2001 relatif au fonds du service public de la production d'électricité, pris pour l'application de l'article 5 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 [...] de

¹⁷ Dans son rapport de juin 2005 [161], la CRE commente la prise en compte des « obligations de service universel et de service public que les Etats membres doivent remplir dans le cadre du marché intérieur de l'électricité » définies par la Directive européenne de juin 2003 [107] et rappelle les « mesures antérieures », à savoir :

- « pour protéger les clients finals : dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité [...] aide de la collectivité pour le paiement des factures, service maintien de l'énergie à 3 kVA puis 1 kVA jusqu'à régularisation » d'une part, « péréquation géographique nationale des tarifs » d'autre part ;
- « dans le cadre de la protection de l'environnement : obligation d'achat, appels d'offres ».

¹⁸ Il est trivial de souligner le tropisme de l'Union européenne pour la dérégulation des marchés et l'ouverture à la « concurrence libre et non faussée » des services publics. Il est cependant frappant de constater combien Bruxelles a aussi fait du soutien aux énergies renouvelables l'axe de sa politique énergétique comme l'illustre l'article 256-1 du projet de Constitution européenne soumis à référendum le 29/05/2005 : « Dans le cadre de l'établissement ou du fonctionnement du marché intérieur et en tenant compte de l'exigence de préserver et d'améliorer l'environnement, la politique de l'Union dans le domaine de l'énergie vise :

- a) à assurer le fonctionnement du marché de l'énergie ;
- b) à assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union et,
- c) à promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables ».

La conjugaison des deux orientations, l'une libérale et l'autre coercitive, constitue un cocktail détonant.

¹⁹ Il est amusant de constater combien les bénéficiaires du système, par exemple les membres du SER (Syndicat _ patronal _ des Energies Renouvelables), complaisamment relayés par les médias, ont tendance à insinuer qu'EDF a « accepté », spontanément, d'acheter l'énergie produite par ceux-ci, alors que l'Etat ne lui en a jamais laissé le choix, ni avant, ni après la « modernisation » de février 2000. Ainsi en est-il des contrats de cogénération :

- « Les contrats dits « 97-01 » et « 97-02 » sont des contrats d'achat applicables aux installations de cogénération. Ils ont été négociés entre EDF et les représentants des producteurs, à la demande des pouvoirs publics [unique actionnaire d'EDF (NDLR)], antérieurement à la loi de 2000, hors de toute obligation légale. »
- « Les contrats dits « C01 » sont les contrats d'achat applicables aux installations de cogénération conclus en application de l'article 10 de la loi 2000-108 du 10 février 2000, dont les conditions sont définies par l'arrêté du 31 juillet 2001. Ils ont un caractère réglementaire ».

« L'exécution de tous les contrats d'achat antérieurement à la loi de 2000 (hydraulique, cogénération, ...) se poursuit en application de l'article 50 de la loi 2000-108 du 10 février 2000. C'est pourquoi on parle de contrats 'article 50' » [239].

modernisation » [61]. Comme il fut assez rapidement abrogé (par l'art. 22 du décret suivant), nous n'insisterons pas plus, soulignant seulement quelques aspects de ce texte auxquels il sera prestement remédié :

- sa concision, probablement excessive (puisque le décret n° 2004-90 suivant en a presque doublé le volume, passant de 4668 mots à 8109 mots !);
- la courte vie du « comité de trois membres, présidé par un magistrat de la Cour des comptes [...] » prévu (art. 2) pour superviser la gestion du fonds (FSPPE) par la Caisse des dépôts et consignations²⁰;
- l'étrangeté d'une assiette (art. 8) qui en excluait tout « producteur d'électricité installé sur le territoire national lorsque la puissance installée de l'installation de production » était inférieure à 4,5 MW ;
- la notification détaillée par « les ministres chargés de l'économie et de l'énergie » à chaque opérateur des charges leur incombant (art. 11) ;
- l'obscurité née de la dénomination « contributeurs » pour désigner « les personnes qui contribuent au fonds du service public de la production d'électricité », confondues avec les producteurs, EDF et tout DNN (art. 8)²¹.

Sans doute la faible longévité de ce texte s'explique-t-elle par la précipitation qui a dû présider à la mise en musique de la politique bicéphale de dérégulation (loi de modernisation de février 2000) d'une part, de promotion des énergies renouvelables (rafale de décrets et arrêtés d'obligation d'achat de juin et juillet 2001) d'autre part, dont ce système de FSPPE synthétisait l'assise financière.

2.1.3. PREMIERES MODIFICATIONS

Comme le mentionne la « proposition » de la CRE du 30/09/2003, plusieurs retouches ont été rapidement apportées aux dispositions précédentes :

2.1.3.1. Abrogation du FSPPE

« L'article 37 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 [...] a modifié l'article 5 de la loi n° 2000-108 [...], et a substitué la contribution au service public de l'électricité (CSPE) au fonds du service public de la production d'électricité (FSPPE) ». Mais aussi, « en l'absence du nouveau décret d'application²², les opérations d'évaluation des charges de service public de l'électricité s'effectuent en 2003, selon les modalités prévues par le décret n° 2001-1157 du 6 décembre 2001 relatif au FSPPE [...] », abrogé !

2.1.3.2. Plafonnement de la CSPE au profit des grands comptes

« La loi du 3 janvier 2003 a [...] plafonné à 500 000 € la contribution due par site de consommation ».

2.1.3.3. Exonération au profit d'« auto-consommateurs »²³

La même loi « prévoit également une exonération de certains kWh auto-consommés, en indiquant que l'électricité produite par un producteur pour son propre usage ou achetée pour son propre usage par un consommateur final à un tiers exploitant une installation de production sur le site de consommation n'est prise en compte pour le calcul de la contribution qu'à partir de 240 GWh par an et par site de production ». Soit deux modifications majeures, allant dans le même sens ...

2.1.3.4. Régularisation des écarts

« La loi dispose enfin » une régularisation des écarts « réalisé – recouvré » de l'année N dans le montant de CSPE de l'année N + 2, ce qui paraît la moindre des choses compte tenu de la fixation anticipée de la contribution unitaire.

²⁰ A multiplier les structures de contrôle, on doit toujours s'interroger, en latin : « Qui custodiet custodes ? » (c'est-à-dire : Qui gardera les gardiens ? Qui surveillera les surveillants ?).

²¹ Le décret suivant (n° 2004-90) précisera la notion de « contributeur » (le client final : art. 8) et celle, nouvelle, de « redevable », sous entendu devant la Caisse des dépôts et consignations (art. 10). D'où la nécessité que nous avons eue de rédiger l'**annexe A2**. On pourra aussi se référer au préambule I (« Les acteurs et les marchés de l'électricité ») du chapitre III sur « la régulation du marché de l'électricité », dans le rapport d'activité de la CRE de juin 2005 [161].

²² Précipitation manifeste ...

²³ Bizarre expression : nous aurions dit « auto-producteurs ».

2.1.3.5. Mayotte

Par ailleurs, Mayotte (sans doute suite à l'ordonnance [94] prévoyant l'alignement, en cinq ans au plus, des tarifs de l'archipel sur ceux de la métropole) a été insérée dans le dispositif de mutualisation, et ce dès l'exercice 2002.

2.1.4. LE « DECRET n° 2004-90 DU 28 JANVIER 2004 ...

... relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité » est toujours d'application. C'est donc à lui, dûment consolidé, que nous consacrerons notre analyse, au § 2.2. suivant.

2.1.5. NOUVELLES EVOLUTIONS DU MECANISME DE CONTRIBUTION

De nombreuses et amples modifications ont encore été apportées au mécanisme issu du nouveau décret :

2.1.5.1. « Coûts évités » calculés au cours du marché

L'article 118 de la loi de finances rectificative pour 2004 [143] dispose que « les coûts évités sont calculés en référence aux prix de marché de l'électricité » et ne sont plus définis comme les « coûts d'investissement et d'exploitation » évités aux opérateurs. Evolution majeure sur laquelle nous reviendrons longuement (au § 4.2.) car, à elle seule, elle conditionne les évolutions futures.

2.1.5.2. De nouvelles exonérations pour RFF et RATP

Le même article de loi a élargi le périmètre de plafonnement de la CSPE à 500 000 € par site de consommation, avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2004 ; en bénéficient désormais RFF (Réseau Ferré de France) et la RATP (cf. § 2.2.1.1.).

2.1.5.3. « Tarif de première nécessité »

L'année 2005 a vu l'entrée en vigueur du « tarif de première nécessité » (alors que « la CRE avait donné [dès] 2002 un avis favorable sur ce tarif » [161] ...) : trois ans auront été nécessaires !

2.1.5.4. « Tarifs de cession » pour les DNN

Enfin, l'assez récent décret [147] sur les tarifs de cession de l'électricité produite par EDF aux DNN est appliqué depuis juillet 2005, alors que « consultée sur le projet de décret, la CRE avait émis des observations dont aucune n'a été retenue » [161]. Il en résulte ce que nous nous permettons d'appeler une véritable « obligation de cession » d'EDF aux DNN, certes pas nouvelle, mais dont le tarif est maintenant fixé par la loi (indépendamment de l'évolution des prix réglementés), ce qui est nouveau et discutable (cf. **annexe A17**).

2.1.5.5. Déplafonnement du coût du gaz pour les cogénérateurs

« Les surcoûts résultant de la modification des dispositions contractuelles liées à la variation des prix des combustibles utilisés pour la production d'électricité par cogénération dans les contrats conclus en application de l'article 10 font l'objet d'une compensation », ainsi en a décidé l'article 82 de la loi n° 2005-1719 du 30/12/2005 de finances pour 2006 [165] insérant un article 50-1 dans la loi n° 2000-108²⁴. Il en aura coûté aux contributeurs une hausse de la CSPE de 199 M€ ...

2.1.5.6. « Un second plafonnement ...

... de la contribution a été introduit par la loi du 13 juillet 2005 [article 67], à partir du 1^{er} janvier 2006, pour les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh par an, égal à 0,5 % de la valeur ajoutée de la société » [155], relève sobrement la CRE [167].

2.1.5.7. Nouveaux tarifs d'obligation d'achat ...

... pour les filières de l'éolien [184], de la géothermie [185], du biogaz [186] et du photovoltaïque [187] en juillet 2006. L'impact devrait en être sensible, en particulier pour ce qui concerne l'« énergie mécanique du vent » et l'« énergie radiative », comme il est dit officiellement.

²⁴ Un distinguo y est fait [167] entre les « contrats article 50 » et ceux relevant de l'article 10, dont la subtilité, apparemment purement administrative, nous échappe ... Par ailleurs, la CRE signale l'adoption du nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (le « TURPE ») ainsi que de deux nouvelles mesures concernant la taxation/détaxation de l'électricité produite à partir de sources renouvelables ou par cogénération vendue/achetée dans un autre Etat membre de l'Union européenne. L'impact de ces évolutions sur notre expertise ne nous paraît pas significatif, du moins à court terme.

La révision de la panoplie tarifaire a été complétée pour l'énergie hydraulique, en janvier 2007 [246].

2.1.5.8. Hausse du taux de rémunération du capital investi dans la production électrique

... à 11 % [169], ce qui aura un impact sur le volet de la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

2.1.5.9. Mise en place du PNAQ

Selon la CRE [232], ceci ne devrait avoir pour conséquence que d'« intégrer les coûts liés aux quotas alloués aux centrales thermiques d'EDF en ZNI dans le périmètre [de ses] coûts de production » (?).

2.1.5.10. Extension du dispositif de solidarité ...

... du fait du décret du 26 juillet 2006 [189] qui prévoit pour les bénéficiaires de ce dispositif la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés.

2.1.5.11. Prolongation du dé plafonnement sur le prix du gaz pour les cogénérateurs

L'article 21 de la loi sur l'énergie du 7 décembre 2006 vient opportunément ajouter quelques mots²⁵ dans le dispositif évoqué au § 2.1.5.5. ci-avant, pour en proroger l'octroi avec discrétion. D'ores et déjà, il semble [255] que ceci vaille pour 3 années supplémentaires (2007 à 2009).

2.1.5.12. Et le ... TaRTAM !

En dépit de la publication de la loi du 7 décembre 2006, la CRE, dans sa « communication relative à la CSPE de 2007 » [232], ne souffle mot du dispositif permettant le retour aux tarifs réglementés des éligibles ayant fait valoir leur éligibilité.

Son impact n'est pourtant pas mince puisque, manifestement, cet artifice profite de l'écart entre la proposition initiale de la CRE pour la CSPE 2007 [220], à 0,34 c€/kWh, et son maintien, par tacite reconduction [300], à sa valeur antérieure, soit 0,45 c€/kWh.

2.2. En quoi consiste l'actuel « Mécanisme de Contribution » ?

Examinons donc les dispositions du décret n° 2004-90 dans son état consolidé au ... 24 mai 2006 (bizarrement, ce texte semble ne pas avoir fait l'objet d'une mise à jour après la loi n° 2006-1537 sus-dite²⁶). De fait, ce décret a été amendé par deux fois :

- par le décret n° 2005-85 [148], apportant des corrections aux modalités de recouvrement (article 10) et de reversement (article 15), modifications annulées un an plus tard ...
- par le décret n° 2006-581 [175], intégrant les modifications listées au § 2.1.5. avec un fort impact sur les articles 4, 5, 6, 10, 12, 12 bis et 14 bis (nouveaux articles) et 15.

2.2.1. SCHEMATISATION DU MECANISME

Le résumé donné dans le rapport annuel 2005 de la CRE [161] est assez ramassé et clair :

« L'ensemble des charges liées aux obligations de service public pesant sur les opérateurs (EDF, EDM et les ELD²⁷) est financé par la contribution au service public de l'électricité (CSPE), arrêtée chaque année par le ministre chargé de l'énergie sur proposition de la CRE [qui fixe le montant global et la « contribution unitaire » (CU)]. Cette dernière procède au suivi du recouvrement de la CSPE et à la

²⁵ Peut-être nous trompons-nous sur l'interprétation mais le résultat est là : le nouvel article 50-1 de la loi n° 2000-108, modifié par la loi n°2006-1537 (JORF 8 décembre 2006, en vigueur dès le 1^{er} novembre 2005) est ainsi libellé (ajouts en gras - NDLR) : « Les surcoûts résultant de la modification des dispositions contractuelles liées à la variation des prix des combustibles utilisés pour la production d'électricité par cogénération dans les contrats conclus en application de l'article 10 font l'objet, **de plein droit**, d'une compensation dans les conditions prévues au I de l'article 5 **après approbation du modèle d'avenant par le ministre chargé de l'énergie**. Les mêmes dispositions s'appliquent aux contrats mentionnés à l'article 50 ». Ledit avenant a très vite été « approuvé » puisque « début décembre, le ministre de l'Industrie s'est engagé à maintenir le dé plafonnement pendant trois années supplémentaires » [220, p. 14].

²⁶ Le caviardage de la loi par le Conseil Constitutionnel [206] et sa remise en cause par le Conseil d'Etat [266] rendaient-ils prématurée une telle consolidation ? D'autant qu'il fallait attendre la sortie des « décrets d'application » ?

²⁷ EDM : Electricité de Mayotte ; ELD : Entreprises locales de distribution, c'est-à-dire DNN, dont nous tenons à disposition de nos commanditaires une liste approchée (issue des sites de l'ANROC, de la FNSICAE ou de la FNCCR).

compensation des opérateurs supportant les charges. Les transactions financières correspondantes s'effectuent par l'intermédiaire de la Caisse des dépôts et consignations (CDC) ».

2.2.1.1. Les contributions sont proportionnelles aux consommations

La CRE a illustré le processus de recouvrement/redistribution par le schéma reproduit en **annexe A6** : tout consommateur doit s'acquitter d'une contribution aux CSPE même s'il n'utilise pas, pour satisfaire sa consommation, les réseaux publics de transport et distribution. Cette contribution est proportionnelle à ladite consommation du client :

$$\text{contribution (c€)} = \text{CU (c€/kWh)} \times \text{consommation (kWh)}$$

dans la mesure, toutefois, où celui-ci n'est pas exonéré (ou ne bénéficie pas d'un plafonnement).

Il s'en acquitte en réglant sa facture d'électricité à son distributeur (EDF, EDM ou DNN) ou fournisseur (s'il a fait valoir son éligibilité), ou spontanément (s'il est auto-producteur notamment). Les distributeurs, fournisseurs ou auto-producteurs sont « redevables » du versement des sommes correspondantes à la CDC, garante de la gestion dudit fonds de compensation.

Celle-ci reverse ensuite _ déduction faite de ses propres frais (ainsi que de l'allocation annuelle du nouveau médiateur de l'électricité [258]) _ les sommes ainsi collectées aux opérateurs (EDF, EDM et DNN), proportionnellement aux charges qu'ils ont déclarées et que la CRE a dûment validées ou rognées.

Les choses ne sont pas tout à fait aussi simples que cela vient d'être résumé, ne serait-ce que du fait de la diversité des acteurs en jeu.

2.2.1.2. Qui s'acquitte de la CSPE ?

Si l'on en croit « Décryptages » ([301] p. 3) la CSPE est « payée par tous les consommateurs avec leur facture d'électricité ». Mais certains la paient en totalité alors que d'autres en sont (partiellement ou totalement) exonérés. En effet, toujours selon un rapport de la CRE (mais à moindre diffusion) [300], « la loi du 10 février 2000 prévoit :

- une exonération des kWh contributeurs pour les autoproducteurs à hauteur de 240 GWh [par an] ;
- un plafonnement de la CSPE à 500 000 € par site de consommation ;
- pour les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh par an, un plafonnement égal à 0,5 % de leur valeur ajoutée. »

La formulation de la CRE ne manque pas d'ambiguïté, laissant accroire que le législateur de février 2000 avait d'emblée prévu ces exceptions, toutes profitables à la même catégorie de contributeurs.

Rétablissons la chronologie :

- dès janvier 2003 (par l'article 37 de [97]), les auto-producteurs (mais aussi leurs clients directs s'ils consomment sur le site même de production) sont exonérés jusqu'à leur 240^{ème} GWh (ce qui n'est pas rien : 0,05 % de la consommation française) ;
- l'alinéa suivant de la même loi de 2003 plafonne, par site, la CSPE à 500 k€ (correspondant à une assiette d'environ 100 GWh²⁸) ;
- gâterie de fin d'année : l'article 118 de la loi de finances rectificative pour 2004 [143] étend le bénéfice de la disposition précédente à « Réseau Ferré de France », la RATP et autres sociétés de « transports collectifs urbains électriquement interconnectés en aval des points de livraison par EDF ou par un DNN », ce qui induit, une exonération de CSPE supplémentaire de 8,6 TWh, soit près de 40 M€ par an (avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2004) ;
- enfin (pour l'instant ?), l'article 67 de loi de juillet 2005 [155] plafonne la CSPE globale « de toute société industrielle consommant plus de 7 GWh d'électricité par an à 0,5 % de sa valeur ajoutée », ce qui revient à faire passer la TVA de cette société de 19,6 à 20,1 %.

Mesures cumulables ... On s'étonnera peut-être d'apprendre [280] que **sont ainsi sortis de l'assiette de mutualisation des charges communes quelque 90 TWh, majorant donc d'un quart la contribution des contributeurs non exonérés**. Le MEDEF économise ainsi environ 400 M€ par an.

Autre disposition conciliante : certains clients _ souvent les mêmes _ sont astreints à la CSPE non pas par l'intermédiaire des « redevables » que sont EDF ou un DNN, voire un gestionnaire de réseau (RTE ou

²⁸ Du rapport CRE de juin 2004 [137], on constate que, pour 2003, l'exonération sous 240 GWh par site de consommation et le plafonnement à 500 k€ ont dédouané respectivement 8,5 et 47,7 TWh. En 2005 [161], ces chiffres sont respectivement 7 et 50,8 TWh, auxquels s'ajoutent les 8,6 TWh de plafonnement dont bénéficient RATP et RFF.

EDF-GRD), mais au travers de leur déclaration spontanée. Il s'agit, selon les termes de l'article 11 du décret n° 2004-90 consacré à ces clients directs n'utilisant pas les réseaux publics de transport ou de distribution de l'électricité, des « contributeurs mentionnés aux 2°, 3° et 4° de l'article 8 [qui] adressent à la Commission de régulation de l'énergie, avant le 31 juillet de l'année en cours et avant le 31 janvier suivant, une déclaration[, laquelle dernière] déclaration est accompagnée du versement correspondant sur le compte spécifique tenu par la Caisse des dépôts et consignations ». Mais la CRE est très peu disert, dans ses rapports annuels, sur les retards ou oublis de versement ...

2.2.1.3. Mise en musique de la détermination, du recouvrement et du reversement de la CSPE ?

On vient d'évoquer le planning d'un processus par essence itératif : en effet, après la prévision effectuée par la CRE du montant de la CSPE de l'année en cours N, la prise en compte des charges réelles en fin d'année N (ainsi que des recouvrements) donnera lieu à une correction intégrée à la CSPE de l'année N+1 ...

Ce processus, crucial pour les acteurs, notamment à EDF la « DEL_REG », la DOAAT et SEI, a été illustré par un planning édité par la CRE [205], dont une copie est jointe en **annexe A7**. Il n'y a guère lieu d'en dire plus, malgré la lourdeur inévitable²⁹ de procédures résultant de la nécessité d'un minimum de régulation dans un secteur dérégulé [255].

2.2.2. CALCUL DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC AU SENS REGLEMENTAIRE

L'article 5 de la loi _ moult fois consolidée _ de février 2000 arrête les principes de calcul du montant total des charges à compenser, les modalités étant définies dans l'article 4 du décret n° 2004-90. Ce texte n'étant pas d'une lecture facile, nous en avons donné le plan en **annexe A4** et l'intégralité de l'article 4 en **annexe A5**.

Et nous avons rassemblé, sous un tableau synoptique joint en **annexe A8**, les diverses combinaisons possibles résultant des cas suivants :

- Cas successivement considérés par les divers alinéas de l'article 4, qu'il s'agisse de production d'électricité (cf. a du I. de l'article 5 de la loi n° 2000-108 : pas moins de 16 cas possibles) ou de fourniture d'électricité (cf. b du I. du même article 5) :
 - o alinéa I, OA : obligations d'achat (en abrégé : OA) pour EDF, EDM ou DNN ;
 - o alinéa II, OIA : « obligations internes d'achat » (EDF, EDM ou le DNN étant producteur) ;
 - o alinéa III, C-48 : contrats de type « appel modulable », dits aussi « article 48 » (de la loi n° 2000-108) ;
 - o alinéa IV, C-50 : contrats antérieurs (à la loi n° 2000-108) dits « article 50 » ;
 - o alinéa V, ZNI : cas général des zones non interconnectées ;
 - o alinéa VI, TPN : Tarification spéciale en tant que « produit de Première Nécessité »
 - o alinéa VII, FSL : dispositions complémentaires du Fonds de Solidarité pour le Logement.
- Entité en charge du service public considéré : EDF, EDM ou tel ou tel DNN.
- Zone géographique concernée : hexagone (France métropolitaine continentale) ou ZNI, ou Mayotte.

Six cas (**jaunis**) sont purement théoriques. Par ailleurs, le TaRTAM n'a été ajouté là que par souci de complétude. Comme pour les cas VI et VII (cf. § 2.2.2.4.), nous y reviendrons (cf. 2.2.3.).

2.2.2.1. Calcul des « surcoûts de production » (cas général)

Rappelons que, de par la loi du 10 février 2000 (article 2-I), « les charges qui découlent [du développement équilibré de l'approvisionnement en électricité], notamment celles résultant de [l'obligation d'achat] des articles 8 et 10 font l'objet d'une compensation intégrale », affirmation réitérée

²⁹ Conformément à l'article 5 de la loi n° 2000-108, les « charges [de service public d'électricité] sont calculées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent. Cette comptabilité, établie selon des règles définies par la Commission de régulation de l'énergie, est contrôlée aux frais des opérateurs qui supportent ces charges par leur commissaire aux comptes ou, pour les régies, par leur comptable public. La Commission de régulation de l'énergie peut, aux frais de l'opérateur, faire contrôler cette comptabilité par un organisme indépendant qu'elle choisit. Le ministre chargé de l'énergie arrête le montant des charges sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie effectuée annuellement. La CRE a donc émis plusieurs communications relatives à cette « comptabilité appropriée » : voir notamment [116], [141], [163] et [209], sur lesquels nous ne nous attarderons pas. Mais quelle « usine à gaz », comme le dit impertinemment le « Canard » [196], et encore ce journal ne parlait-il que du TaRTAM !

aux articles 5-I et 46-3. Ceci vise tous les contrats d'achat conclus par EDF (et les DNN) pour l'électricité produite à partir des énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque, géothermie, petite hydraulique etc.) ou de récupération (déchets ménagers ou animaux, etc.) ainsi que les anciens contrats souscrits sous la persuasive sollicitation de l'unique actionnaire (« production autonome de pointe », cogénération, etc.)³⁰. Le travail d'analyse préalable (**annexe A8**) est indispensable pour bien percevoir, au-delà des nuances de formulation, les principes qui régissent le calcul des « surcoûts de production », assimilés à la différence entre un coût supporté (A) et un coût de référence, ou « coût évité » (B) :

- Le coût supporté (A) ne pose pas de problème car il s'agit toujours du « prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause » (à savoir les contrats d'OA), sauf dans le cas V.1°, cas le plus fréquent des transactions d'EDF dans les ZNI (sur lequel nous reviendrons au paragraphe suivant).
- Le coût de référence (B) donne lieu à *distinguo* selon la nature de l'acquéreur :
 - o S'il s'agit d'EDF dans l'hexagone (cas I.1°, I.4°, II.1°, III (1^{er} alinéa) ou IV (I.1°)), ce coût sera « les [sic !] prix de marché », de sorte que le surcoût sera du type ($P_{OA} - P_{mar}$) ;
 - o Mais s'il s'agit d'un DNN, en France continentale (cas I.3° ou II.3°), il s'agira du « coût moyen pondéré qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité aux tarifs de cession et aux prix de marché » et le surcoût sera du type ($P_{OA} - T_C$), du moins si le DNN s'approvisionne aussi sur le marché.

NB : notons le cas (I.4°), caricatural mais assez rare (malgré [281]), où EDF est tenue de se substituer au DNN pour écouler l'excédent de son approvisionnement obligé : c'est, pour EDF, une obligation de rachat (ORA) suite à un excédent d'obligation d'achat (OA) d'un DNN. Mais la substitution au niveau de la distribution ne va pas jusqu'au coût de référence (B), pour le calcul du surcoût de l'OA !!!

2.2.2.2. Calcul des « surcoûts de production » liés à l'obligation d'achat d'énergie d'« installations dispatchables »

Il s'agit de ces « cas particuliers » que la CRE examine à part, notamment dans la première annexe à sa proposition de CSPE pour 2007 [232] : si le « cas général » y fait l'objet du § 2.3.1.1., les paragraphes suivants traitent des « installations bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé » (§ 2.3.1.2.), ou des « installations bénéficiant d'un contrat 'appel modulable' » (§ 2.3.1.3.) et enfin des « installations de cogénération fonctionnant en mode dispatchable » (§ 2.3.1.4.).

La CRE avait d'emblée [79] considéré que « le recours à des prix de marché n'est pas possible pour ces installations dont la vocation est de participer à l'ajustement de très court terme de l'équilibre entre production et consommation. En l'absence de mécanisme d'ajustement, il n'existe à ce jour aucune référence, contractuelle ou de marché, permettant de valoriser la production de ces installations ». Dans ces conditions, la CRE avait retenu que :

- « les coûts variables de ces installations n'entraînent aucun surcoût pour EDF, qui ne les appelle qu'en cas de besoin ;
- en l'absence de preuve formelle du contraire, ces installations sont considérées comme étant utiles à EDF ;
- le surcoût supporté par EDF est égal à la différence entre la prime fixe payée par EDF aux producteurs, et le coût fixe annuel d'une installation présentant les mêmes caractéristiques ».

Bien que l'« utilité » évoquée donne matière à réflexion³¹, cette façon de voir les choses nous paraissait raisonnable. Elle n'a, semble-t-il, pas été suivie comme en témoigne le calcul présenté au § 2.3.1.3 cité

³⁰ Il n'est sans doute pas inutile de rappeler quels articles de la loi de février 2000 régissent les divers contrats :

- 10 : l'obligation d'achat (OA) stricto sensu,
- 8 : étendue aux appels d'offres (AO), qui devraient être plus économiques, mais ne le sont pas !
- 48 : les recours aux « contrats d'appel modulable » ...
- et 50 : la prorogation des contrats antérieurs à la « loi de modernisation ».

³¹ Si des moyens de production de pointe sont « utiles », EDF ne pourrait (devrait)-il pas investir plutôt que de payer une prime fixe à des « producteurs autonomes de pointe » dont l'objectif est uniquement financier ? C'est d'ailleurs ce qu'a en quelque sorte fait ... EDF pour RTE en PACA (cf. § 2.2.2.3. de l'ann. 2 sur la CSPE constatée au titre de 2005 [232]) : son « offre de mise à disposition [...] de 675 MW de puissance [...] sur la période 2004-2006 [pour] une prime fixe annuelle de 28,7 M€ [...] soit une valorisation de 42,5 €/kW » a fourni à la CRE « la seule référence de marché disponible à ce jour pour la valorisation de la puissance garantie ». N'était-ce pas ce qui s'appelle donner des verges pour se faire fouetter ?!

ci-avant ³², ajoutant à la prime fixe annuelle (35,7 M€) un coût évité « énergie » (5 M€) qui n'était pas prévu sur la base de 167 €/MWh !!!

Nous ne pouvons donc qu'accepter sans comprendre les divers calculs « particuliers » de la CRE dont la prévision pour la CSPE 2007 [232] se décompose ainsi :

	Horosaisonnalisé	Appel modulable	Cogé. dispatchable	Total
Production (GWh)	1690	30	444	2164
Coût évité (M€)	101	40,7	23,7	165,4

Le coût évité moyen résultant du recours à ces installations, génératrices de CO₂, ressort ainsi à $165,4 / 2,164 = 76,4$ €/MWh, presque autant que le tarif d'achat de l'éolien, mais sans la moindre « vertu » écologique.

2.2.2.3. Calcul des « surcoûts de production » en ZNI (ou à Mayotte)

Le coût supporté (A) est le coût de production sec de l'opérateur unique, défini comme « le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone ». Qu'il s'agisse d'EDF en ZNI (cas I.2°, II.2°, III (2nd al.), IV (I.2°) ou V.1°) ou d'EDM à Mayotte (I.2° ou II.2°), le coût de référence (B) est « le coût qui résultera de l'achat de la même quantité d'électricité au tarif de vente appliqué, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles » ³³.

Le caractère alambiqué de ces définitions donne d'emblée à penser que des divergences pourront naître de leur interprétation [211], qu'il nous faudra essayer de tirer au clair.

2.2.2.4. Calcul des « surcoûts de fourniture » au titre de la solidarité (cas VI et VII)

Les modalités de compensation des fournitures aux personnes en situation de précarité n'ont pas donné lieu à une telle effervescence réglementaire. Elles sont résumées ci-après [284] :

Le TPN (alinéa VI de l'art. 4 du décret n° 2004-90) :

La tarification de l'électricité comme produit de première nécessité relève du décret n° 2004-325 [128]. Elle faisait bénéficier, fin 2006, quelque 450 000 foyers (les paperasseries ne facilitent pas les démarches de personnes souvent humbles ... [307]). Son dispositif prévoit un abattement de 30, 40 ou 50 % selon la composition et les ressources du foyer concerné, tant sur l'abonnement (< 9 kVA) que sur les 100 premiers kWh mensuels.

Globalement, ça représente pour le foyer une économie moyenne de 75 €/an, soit environ 20 % de la facture normale.

Concrètement, ce sont les caisses primaires d'assurance-maladie qui définissent les clients ayants-droit à ce dispositif et qui en font part à EDF ou au DNN (sous des conditions, strictes, de confidentialité).

Le FSL (alinéa VII de l'art. 4 du décret n° 2004-90) :

Le décret n° 2001-531 [45], qui a pris la relève de l'ancien « fonds de solidarité pour le logement » [22], prévoit une contribution des distributeurs à un fonds géré par des commissions départementales relevant des collectivités territoriales. Ce fonds, qui est destiné à couvrir les frais engagés pour le maintien d'une alimentation électrique minimale, notamment par une « aide au paiement des factures impayées » ³⁴, concerne entre 250000 et 300000 personnes.

³² « Les installations dispatchables, qui font l'objet de contrat type « appel modulable », devraient représenter en 2007 une puissance installée de 840 MW. Leur production prévisionnelle s'élève à 30 GWh. [...]. Le coût fixe évité par les installations dispatchables (42,5 €/kW/an) est ainsi évalué à 35,7 M€. La valorisation du coût évité « énergie » s'effectue, quant à elle, suivant la même méthode que celle retenue pour les contrats horosaisonnalisés décrite ci-dessus [...]. Sur cette base, le coût évité « énergie » par les installations dispatchables est évalué à 5,0 M€. Le coût évité total est donc de 40,7 M€. » Un simple moteur diesel, fonctionnant à peine 32 heures par an (30000/840, précisément), doit pouvoir tourner 3171 heures, réparties sur un siècle : en ce cas, son « coût fixe » annuel justifierait, à lui seul, un investissement de 4250 €/kW installé. A ce prix (même compte tenu de l'actualisation), on doit pouvoir en confier la fabrication à un orfèvre !

³³ La formulation au second alinéa du III diffère, soulignant notamment l'ambiguïté entre « coût » et « prix » : « le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles ».

³⁴ L'article 2 du décret du 20 juin 2001 précise que « toute personne physique titulaire d'un contrat de fourniture d'électricité éprouvant des difficultés à s'acquitter de la facture d'électricité de sa résidence principale en raison d'une situation de précarité, et qui n'aura pas pu trouver d'accord avec son distributeur sur un règlement amiable, peut déposer auprès du secrétariat de la commission départementale une demande d'aide au paiement des factures d'électricité, le cas échéant et si elle le souhaite par l'intermédiaire et avec l'appui des services sociaux.

A noter qu'un abonné sur dix seulement bénéficie du FSL en même temps que du TPN.

2.2.3. ET LE TARTAM ?

Ce « tarif de retour », comme l'appellent les services de la DGEMP [226] et la CRE, n'était pas initialement prévu par le législateur comme constitutif d'une charge de service public mais a été voté dans une certaine précipitation, le 7 décembre 2006³⁵. Nous considérerons donc ce quatrième volet de la CSPE comme exceptionnel, du fait de son caractère officiellement « transitoire », de sa non-conformité [266] au droit communautaire, de sa suspension aux humeurs de la Commission européenne (cf. [279] et [312] ; même si au moins un autre pays européen « autorise le retour au tarif régulé pour tous les clients » [331], à savoir l'Espagne [219]) et de l'attente des derniers « décrets d'application » [293]. Pour autant, il faut bien s'appesantir un peu sur son articulation :

Il a été institué par l'article 15 de la loi n° 2006-1537 [210] dont nous joignons copie intégrale en **annexe A9** (avec mention des décret et arrêtés d'application, tout au moins de ceux parus ...).

Du premier arrêté paru [223], il ressort que « le niveau retenu pour ce tarif sera calculé en fonction des tarifs réglementés existants et applicables au site correspondant, majoré de :

- de 10 % pour les tarifs bleus (puissance souscrite inférieure à 36 kVA)
- de 20 % pour les tarifs jaunes (puissance souscrite supérieure à 36 kVA)
- de 23 % pour les tarifs verts (haute tension). »

En conséquence, les « éligibles repentis » paieront un peu plus que le tarif encadré équivalent « P_E », soit $k.P_E$ (avec $k = 1,1$ ou $1,2$ ou $1,23$ selon les cas), et toute la question était de savoir qui assumerai(en)t la différence entre le prix « P_M » de la transaction issu du jeu du marché et le tarif de retour « $k.P_E$ ».

Passons sur les détails de « détermination des charges imputables à la fourniture au TaRTAM »³⁶, objet de l'article 3 du décret du 4 mai [275], et retenons que, selon l'article 4, « pour un fournisseur, les charges imputables à la fourniture au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché, dit tarif de retour, correspondent à la différence entre :

- le coût comptable unitaire de fourniture défini à l'article 3, pris dans la limite d'un plafond trimestriel ou annuel tel que défini par un arrêté du ministre chargé de l'énergie, multiplié par le nombre de MWh vendus au tarif de retour par ce fournisseur ; et
- la part des recettes liée à la fourniture de ses clients au tarif de retour, calculée hors coûts de commercialisation liés à la fourniture des clients au tarif de retour, hors coûts d'accès au réseau et des services associés et hors taxes, augmentée de la valorisation, aux prix du marché journalier de Pownext, lors des périodes d'effacement, des quantités d'électricité non vendues aux clients ayant souscrit une option d'effacement, calculés sur la période considérée ».

Nous retenons, pour ce qui concerne notre expertise, que « la compensation de ces charges, au profit des fournisseurs qui les supportent, est assurée[, de double et exceptionnelle façon.] :

1° En utilisant les sommes collectées au titre de la contribution prévue au I de l'article 5 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée, une fois que la compensation des charges mentionnées à ce même article 5 a été effectuée. [il s'agit donc de « taper » dans la cagnotte de la CSPE] [...]

2° Par une contribution due par les producteurs d'électricité exploitant des installations d'une puissance installée totale de plus de 2 000 mégawatts et assise sur le volume de leur production d'électricité d'origine nucléaire et hydraulique au cours de l'année précédente. Cette contribution ne peut excéder 1,3 EUR par MWh d'origine nucléaire ou hydraulique ».

C'est la « CUHN », à savoir la « contribution unitaire hydraulique et nucléaire » [293].

Toute personne physique, menacée d'une suspension de fourniture pour cause d'impayé, ayant déposé un dossier de demande d'aide bénéficiant, dans l'attente de la décision de la commission départementale, du maintien de la fourniture d'électricité avec une puissance minimale de 3 kVA ».

Les articles 5 à 9 prévoient aussi des « mesures de prévention », ainsi que « les coûts de fonctionnement liés au secrétariat des commissions départementales ».

³⁵ Il faut dire que les plans du gouvernement visant à proroger ad aeternam les tarifs réglementés avaient été bouleversés par le Conseil Constitutionnel [206].

³⁶ La collecte d'informations supplémentaires est impossible, la simple liste des bénéficiaires du TaRTAM semblant « relever du secret commercial » [255] !

En clair, la mutualisation des charges du TaRTAM sera répartie d'une part sur la CSPE (à concurrence de 0,55 €/MWh³⁷), d'autre part sur une sorte de « caisse complémentaire » (à concurrence de 1,3 €/MWh) constituée sur le dos des deux producteurs d'électricité nucléaire et hydraulique opérant en France, à savoir EDF et Suez exclusivement³⁸.

Par ailleurs, le plafond du coût d'approvisionnement des fournisseurs, arrêté le 4 mai 2007, n'aura rien de trop coercitif pour ceux-ci puisqu'il est défini [277] par une pondération des prix de référence des contrats annuels (85 %), trimestriels (5 %), mensuels (5 %) et journaliers (5 %) constatés trimestriellement au travers des « cours de compensation de ce[s] contrat[s] sur le marché boursier français (Powernext) ».

De fait, si l'on en croit le rapport de la DIDEME au Conseil supérieur de l'énergie [293], le 14 juin 2007, « le plafond prévisionnel des coûts de fourniture pris en compte est de **58,5 €/MWh** », très substantiellement supérieur aux tarifs réglementés, fussent-ils « TaRTAMisés ». De la sorte, il est bien peu probable que les fournisseurs au TaRTAM aient à pâtir de ce dispositif dont la « nécessité » résulte des surenchères auxquelles ils se sont eux-mêmes prêtés.

3. MONTANTS DE COMPENSATION, GLOBALE ET UNITAIRE

Il appartient à la CRE, en charge du rôle pivot de régulation du marché de l'électricité, de proposer au ministre chargé de l'énergie « le montant de la contribution applicable à chaque kilowattheure [...] calculé de sorte que les contributions couvrent l'ensemble des charges visées aux [...], ainsi que les frais de gestion exposés par la Caisse des dépôts et consignations [...] ». Après quoi, « le montant de la contribution annuelle, fixé pour une année donnée, est applicable aux exercices suivants à défaut d'entrée en vigueur d'un nouvel arrêté pour l'année considérée ».

Aussi la Commission émet-elle chaque année une « communication [ou « proposition »] relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour l'année » suivante : cf. les références [62], [85], [115] (et [117])³⁹, [167] et [232]. Il s'agit d'un document bien structuré à partir de 2006, en une cinquantaine de pages, avec une succession d'annexes consacrées aux :

- « charges prévisionnelles au titre de l'année [N] (CP') » ;
- « charges de service public de l'électricité constatées au titre de l'année [N-2] (CC') » ;
- « contributions recouvrées [en N-2] (CR) » ;
- « reliquat [des années N-5, N-4 et N-3] et ...
- « calculs théoriques détaillés ».

De ces annexes, la CRE déduit les « charges prévisionnelles N » (à ne pas confondre avec les « charges prévisionnelles au titre de l'année [N] ») par la formule suivante (avec N = 2007) :

$$\boxed{CP_{07} = CP'_{07} + (CC'_{05} - CP'_{05}) + (CP_{05} - CR_{05}) + \text{reliquat}_{02, 03, 04}}$$

Le caractère prévisionnel et donc itératif du processus (avec moult reliquats) n'en simplifie pas franchement la (com)préhension. Comme, par ailleurs, « la Commission de régulation de l'énergie [est tenue d'évaluer] chaque année dans son rapport annuel le fonctionnement du dispositif relatif aux charges du service public de l'électricité visées [...] », on peut plus simplement se référer à la succession des « rapports d'activité », normalement édités chaque mois de juin : [49], [81]⁴⁰, [137], [161], [182] et [300].

³⁷ Le décret [275] précise bien que « cette prise en compte, qui ne peut conduire à augmenter le montant de la contribution applicable à chaque kilowattheure à un niveau supérieur à celui applicable à la date de publication de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, couvre ces coûts dans la limite d'un montant de 0,55 EUR par MWh qui s'ajoute au montant de la contribution calculée sans tenir compte des dispositions du présent 1° ; ». On remarquera surtout que ce 0,55 €/MWh représente très exactement la moitié de la marge (4,5 – 3,4) laissée par la CRE au ministre de l'énergie dans sa proposition de contribution unitaire pour 2007 [232]. Le rapport de la CRE de juin 2007 [300] se veut tout ce qu'il y a de plus factuel, signalant qu'en « octobre 2006, la CRE a transmis au ministre chargé de l'énergie sa proposition relative au niveau des charges de service public de l'électricité (CSPE) pour 2007. Cette dernière était en baisse par rapport à 2006. Toutefois, en l'absence d'un arrêté fixant la CSPE pour 2007, la CSPE 2006 (4,5 €/MWh) a été reconduite pour 2007, en application de la loi du 13 juillet 2005 ». De la sorte, l'année prochaine, le TaRTAM 2008 pourra peut-être être épongé par la CSPE 2007, préalablement perçue sur la base de 0,45 €/MWh, ni vu ni connu ...

³⁸ Il est assez significatif qu'en séance du Conseil Supérieur de l'Énergie [293], ce soit Suez qui ait présenté deux amendements, dans l'« objectif d'explicitier la valeur de tous les paramètres » ayant présidé à cette ponction quelque peu discrétionnaire. Quand on sait ce que sa part représentera par rapport à celle d'EDF, on peut juger de la docilité de celle-ci.

³⁹ Ne manque que la proposition pour 2005. La CRE nous a recommandé de nous référer à son rapport d'activité [161].

⁴⁰ Nous n'avons cependant pas pu accéder au rapport d'activité de juin 2003 ...

3.1. Evolution récente

3.1.1. MONTANT GLOBAL ?

Pour simplifier, nous nous en tiendrons :

- aux comptes « consolidés » tels qu'ils apparaissent dans les annexes aux propositions datées de janvier 2006 [167] et 2007 [232], sur les charges constatées au titre de 2002 à 2005 inclus ;
- aux charges prévisionnelles 2006 [167] et ...
- ... aux charges prévisionnelles 2007 [232].

CSPE (en M€/an)	2002 corrigé en 2006	2003 corrigé en 2006	2004 corrigé en 2007	2005 évalué en 2007	2006 prévu en 1/2006	2007 prévu en 1/2007	Moyenne sur les 6 années
EDF	1 458,2	1 399,3	1 506,5	1 337,0	1 637,6	1 277,9	1 436,1
DNN	7,2	11,8	16,4	14,6	30,2	11,6	15,3
EDM	0	2,2	6,3	10,4	16,7	27,9	10,6
Total	1 465,4	1 413,3	1 529,3	1 362,0	1 684,7 ⁴¹	1 317,6 ⁴²	1462,0

Rq. 1 : les « charges prévisionnelles 2006 » (ou 2007) intègrent les « charges prévisionnelles au titre de 2006 » (ou 2007) et, bien sûr, les corrections sur les années précédentes. La moyenne sur 6 ans que nous en avons tirée a toutes chances d'être représentative des itérations intervenues.

Rq. 2 : au montant prévisionnel 2007, on pourrait (devrait ?) ajouter les 0,55 €/MWh de TaRTAM appliqués au « nombre de kWh soumis à contribution », en l'occurrence 383 TWh⁴³, soit une ponction supplémentaire de 210,65 M€⁴⁴.

3.1.2. CONTRIBUTION UNITAIRE ?

3.1.2.1. Quotient du montant global annuel ...

... des « charges prévisionnelles N (CP_N) » à compenser, ci-dessus, par l'assiette des kWh non exonérés, la contribution unitaire aux CSPE a évolué comme suit, sur la base des calculs de la CRE ci-avant évoqués mais, surtout, des décisions gouvernementales notifiées par la parution (ou la non-parution) d'un arrêté ministériel :

- Arrêté du 25 janvier 2002 fixant la contribution unitaire au FSPPE à **3,0 €/MWh** (ou 0,3 c€/kWh) pour l'année 2002.
- Arrêté du 30 octobre 2002 fixant la contribution unitaire au FSPPE à **3,3 €/MWh** pour 2003 (sur les factures EDF de début 2003, il est précisé que " la contribution aux charges de service public de l'électricité apparaît dorénavant sous la rubrique " autres prestations". Pour la compenser, EDF baisse d'autant ses prix au 1er janvier 2003 ").
- Arrêté du 28 février 2004 fixant la contribution unitaire à la CSPE à **4,5 €/MWh** pour 2004 (sur les factures EDF de mi-2004, il est précisé que " la contribution aux charges de service public de l'électricité passe de 0,0033 €HT/kWh à 0,0045 € HT/kWh au 1^{er} janvier 2004. Pour compenser cette hausse, EDF baisse d'autant ses prix ").

⁴¹ Selon [167] en page 3, les « frais de gestion CDC 2006 », inclus dans ce total, s'élèvent à 256 k€, montant qui « intègre 102 k€ d'écart entre les frais de gestion [de la Caisse des dépôts et consignations] constatés et prévisionnels 2004, ces derniers ayant été alors sous-évalués par manque de retour d'expérience sur le mécanisme de gestion de la CSPE » ...

⁴² Selon [232] en page 2, les « frais de gestion CDC 2007 », inclus dans ce total, s'élèvent à 235 k€, montant qui « intègre 30 k€ d'écart entre les frais de gestion constatés et prévisionnels 2005 ». Bizarrement, ces 235 k€ se trouvent exactement compenser les « produits financiers de 235 k€ réalisés par la CDC dans la gestion des fonds 2005 ». En 2001, la prévision des frais de gestion de la CDC n'était que de 34 k€ [62].

⁴³ De 2006 à 2007, le nombre de « TWh exonérés de CSPE » est passée de 91,5 à 75. C'est pourquoi le « total TWh soumis à contribution » passe de 369 à 383 alors que la « consommation intérieure prévisionnelle (hors pertes) » est vue un peu baisser (de 460,5 à 458 TWh). Nous n'avons trouvé aucune explication, ni en [232] ni en [300], à cette augmentation du quotient, qui conduit à diminuer la contribution unitaire 2007 de 3,57 €/MWh à 3,44 (arrondi à 3,4 par la CRE) €/MWh.

⁴⁴ Soulignons la concision factuelle de la CRE à ce sujet ([232] p. 4) : « L'introduction du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, relative au secteur de l'énergie, conduit les fournisseurs appliquant ce tarif à supporter des charges [sic]. L'article 16 de cette loi précise que ces charges sont financées en partie sur la CSPE, pour un montant maximal de 0,55 €/MWh. La contribution aux charges de service public de l'électricité pour 2007 de 4,5 €/MWh permet de couvrir les charges de service public de l'électricité de l'année (3,4 €/MWh [soit 1318 M€ divisé par 383 TWh]) et d'assurer la compensation [partielle ...] des charges résultant de la mise en œuvre du tarif transitoire à hauteur du plafond prévu par la loi du 7 décembre (0,55 €/MWh) ».

Depuis, la **contribution unitaire aux charges de service public de l'électricité est inchangée, égale à 4,5 €/MWh** (sur les factures EDF de début 2005, il est précisé que "la contribution aux charges de service public de l'électricité est inchangée pour l'année 2005 ; elle reste à 0,0045 € HT/kWh" ; idem en 2006 ; idem en 2007, malgré la tentative (?) de la CRE [232] de l'abaisser à 3,4 €/MWh).

3.1.2.2. Un nouvel impôt compensé par des baisses des « tarifs de vente » réglementés

De fait, les baisses de tarifs opérées « spontanément » par EDF (et les DNN) pour compenser cette « autre prestation » qu'est la CSPE :

- ont eu le mérite de rendre indolore (apparemment) l'instauration de cette CSPE qui « par décision du Conseil d'Etat du 13 mars 2006, [...] a été qualifiée [...] d'impôt dont le contentieux relève de la compétence de la juridiction administrative » [182]⁴⁵ ;
- mais se traduisent aussi par une baisse de « tous les tarifs de l'électricité » [137], bénéficiant uniformément à tous les consommateurs, y compris à ceux qui sont exonérés (partiellement ou totalement) de la CSPE.

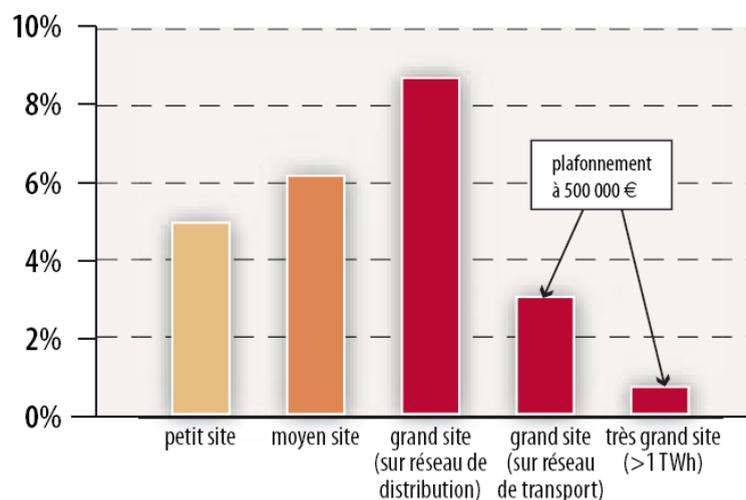
De fait les articles 1^{ers} des arrêtés des 31 décembre 2002 et 28 février 2004 sont très explicites :

- « Les tarifs de vente hors taxes de l'électricité visés à l'article 4 de la loi du 10 février 2000 susvisée sont abaissés de 0,0033 EUR par kilowattheure à compter du 1^{er} janvier 2003 » [96].
- « Les tarifs de vente hors taxes de l'électricité visés à l'article 4 de la loi du 10 février 2000 susvisée sont abaissés de 0,0012 EUR par kilowattheure à compter du 1^{er} janvier 2004 » [124].

Il est à noter que cette dernière mesure a été prise contre l'avis rendu le 22 janvier 2004 par la CRE qui estimait « que si une baisse devait être opérée, elle devait se limiter aux seuls tarifs bleus domestiques » [137].

L'assiette exonérée avoisinant les 90 TWh [280], c'est **une remise annuelle**, d'environ 300 M€ (dès 2003) et **400 M€** (à partir de 2004), **discrètement consentie aux seuls grands consommateurs !** De facto, les autres clients, essentiellement domestiques, en subiront la charge. La figure suivante, extraite du rapport d'activité CRE de juin 2005 [161] montre l'impact des exonérations pour les seuls professionnels :

Figure 69 : CSPE 2005/facture d'électricité HT par type de site



3.2. Poids relatif des 3 Opérateurs sur les 4 volets

Ainsi, telle qu'évaluée par la CRE et notifiée par arrêté ministériel, de 2002 à 2007, **la CSPE pèse quasi-exclusivement sur EDF à 98,2 %** en moyenne, les DNN « contribuant » pour à peine 1 % et Mayotte (en forte hausse relative, à partir de ... zéro) émergeant à hauteur de 0,75 %.

Pour ce qui est de Mayotte, son entrée tardive dans le dispositif laisse présager une participation plus importante que l'ensemble des DNN, du fait de la « poursuite de la mise en place de la péréquation tarifaire [et de la] hausse de la consommation » : pour 2007, les charges prévisionnelles [232] font plus

⁴⁵ Cette CSPE, présentée comme une « prestation » de l'opérateur (ce qui est discutable), est soumise à la TVA de 19,6 % (cf. **annexe B4**). Outre que l'on ne voit guère quelle valeur est ajoutée par cette CSPE, on pourrait s'interroger sur les raisons qui justifient une double imposition ? N'y a-t-il pas une jurisprudence en la matière, ne serait-ce que la déductibilité de la CSG pour le calcul de l'IRPP ? Idem pour la structure de l'ISF, qui exclut toutes les formes d'imposition directes ?

que doubler, à 27,9 M€. Cet archipel ne concernant qu'indirectement EDF, il n'y a pas lieu d'en parler plus spécifiquement dans le cadre de la présente expertise.

3.2.1. DE 2002 A 2005

Nous nous intéresserons donc à la ventilation des charges assumées par EDF (sachant que celles des DNN relèvent pour l'essentiel des obligations d'achat, et celles de Mayotte exclusivement de la péréquation tarifaire), telle que traduite par les constats exposés dans les propositions CRE pour 2006 [167] et 2007 [232] :

	2002 corrigé en 2006	2003 corrigé en 2006	2004 corrigé en 2007	2005 constaté en 2007	Moyenne sur 4 ans (en M€ et %)	
EDF	1458,2	1399,3	1506,5	1337,0	1425,3	100,0
Surcoûts ZNI	416,22	407,0	421,4	554,4	449,8	31,6
surcoûts de production	405,5	394,2	343,0	446,4	397,3	27,9
surcoûts contrats d'achat	10,7	12,8	78,4	108,0	52,5	3,7
Charges dispositions sociales	0	0	1,8	22,2	6,0	0,4
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	1042,0	992,3	1083,3	760,4	969,5	68,0
Total (avec DNN et Mayotte)	1465,4	1413,3	1529,3	1362,0	1442,5	

Ainsi :

- **plus des 2/3 de la CSPE allait au surcoût des contrats d'achat** (68 % et même presque 72 % si l'on inclut l'obligation d'achat dans les ZNI),
- **la solidarité avec les plus démunis étant réduite à la portion congrue** (1,6 % en 2005).

3.2.2. PREVISIONS POUR 2006 ET 2007

Les « charges prévisionnelles de service public au titre de 2006 » sont les suivantes (en référence à la communication [167] de la CRE, particulièrement son ann. 1-D et la page 4) :

« Charges prévisionnelles au titre de 2006 » (en M€) selon communication CRE du 17/01/06 [167]	Cf. ann. 1-D (p. 16)	Cf. autre présentation au § 2.2. (p. 4) ainsi que dans le rapport d'activité [182] (p. 105)			
		Péréquation tarifaire	Dispositions sociales	Contrats d'achat	
EDF	1554,7				
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	970,2			970,2	
Surcoûts ZNI	539,2	539,2		(113,9 exclus)	
surcoûts de production	425,3	425,3			
surcoûts d'achat	113,9	113,9			
Charges sociales	45,3		45,3		
DNN	26,3				
Surcoûts contrats d'achat	23,8			23,8	
Charges sociales	2,5		2,5		
EDM	20,3	20,3			
Total	1601,3	559,5	47,8	994,0	
				contrats d'achat cogénération :	827,3
				contrats d'achat énergies renouvelables :	125,7
				autres contrats d'achat :	41,0

Les « charges prévisionnelles de service public au titre de 2007 » sont les suivantes (en référence à la communication [232] de la CRE (particulièrement son ann. 1-D et la page 3)) :

« Charges prévisionnelles au titre de 2007 » (en M€) selon communication CRE du 25/01/07 [232]	Cf. ann. 1-D (page 16)	Cf. autre présentation au § 2.2. (page 3) ainsi que dans le rapport d'activité [300] (page 129)		
		Péréquation tarifaire	Dispositions sociales	Contrats d'achat
EDF	1419,0			
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	652,7			652,7
Surcoûts ZNI	703,9	703,9		

surcoûts de production	561,5	561,5		(142,4 exclus)
surcoûts d'achat	142,4	142,4		
Charges sociales	62,4		62,4	
DNN	16,8			
Surcoûts contrats d'achat	14,9			14,9
Charges sociales	1,9		1,9	
EDM	26,2	26,2		
Total	1462,0	730,1	64,3	667,6
				contrats d'achat cogénération :
				558,8
				contrats d'achat énergies renouvelables :
				64,0
				autres contrats d'achat :
				44,8

De prime abord, on relève la baisse du montant des charges de service public (presque 9 %). On ne peut aussi manquer d'être surpris par l'**extrême variabilité des indicateurs**, d'une année sur l'autre, notamment :

- baisse d'un tiers de la cogénération et ...
- diminution de moitié pour l'obligation d'achat d'énergies renouvelables.

Est-ce imputable à un effet-report des ajustements requis sur les prévisions antérieures ? D'une telle ampleur ?

3.2.3. VENTILATION DES CHARGES 2007

3.2.3.1. Surcoûts de production EDF en ZNI

Voyons ce qu'il en est des prévisions de la CRE pour l'année en cours (cf. le § 2.2. et l'ann. 1 de [232]), d'abord en ce qui concerne les surcoûts de production hors métropole continentale (et hors obligations d'achat) :

Surcoûts de production en 2007 en ZNI	Coût de référence	Recettes de production	Surcoût compensé (en M€)
... dont :	869,1	307,6	561,5
- Corse	dont ? :	dont : 77,8	dont ? :
- Guadeloupe		57,9	
- Guyane		36,4	
- Martinique	rq. ⁴⁶	75,8	même rq.
- Réunion		57,0	
- Saint Pierre et Miquelon		2,3	
- Iles bretonnes		0,4	

L'augmentation prévue semble liée à « la hausse attendue sur les achats de combustibles imputable à l'augmentation des produits pétroliers observée depuis le début de l'année 2005 ».

3.2.3.2. Surcoûts dus aux contrats d'achat obligant EDF (en et hors ZNI)

De la même source [232], on tire le tableau suivant, relatif aux obligations d'achat en ZNI :

Surcoûts EDF dus aux contrats d'achat en 2007 en ZNI	Quantités (GWh)	Coût d'achat (en M€)	Coût évité (en M€)	Surcoût compensé
... dont :	2793,4	270,2	127,8	142,4
- Corse	288,6	20,8	13,26	7,54
- Guadeloupe	828,2	85,2	37,48	47,72
- Guyane	0,1	0,1	0,00	0,1
- Martinique	109,7 ⁴⁷	21,5	5,05	16,45
- Réunion	1566,1	142,6	71,96	70,64
- Saint Pierre et Miquelon	0,7	0,1	0,03	0,07
- Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,00

⁴⁶ Le document CRE est détaillé et ... incomplet. Ainsi ne nous est-il pas possible de ventiler les « surcoûts de production » dans les différentes ZNI car le tableau 1 (coûts de production) n'en donne pas le détail, a contrario du tableau 2 (recettes de production) qui passe en revue Corse, Guadeloupe, etc.

⁴⁷ Le tableau 4 sur les coûts de l'obligation d'achat dans les ZNI comporte une interversion manifeste des colonnes Guyane et Martinique (dont nous avons tenu compte).

... tableau qui marque clairement la prééminence des îles de la Réunion et de la Guadeloupe (semble-t-il en **conformité avec les démographies respectives**).

Le tableau suivant permet (tout au moins pour la France continentale) de distinguer les différentes origines de l'énergie achetée, sachant que la CRE y fait un distinguo, pour le calcul des coûts évités, entre d'une part le « cas général » (§ 2.3.1.1.) basé sur le « prix moyen pondéré prévisionnel » issu des prix de marché trimestriels, d'autre part les cas particuliers d'installations :

- bénéficiant d'un contrat horosaisonnalisé (§ 2.3.1.2.),
- bénéficiant d'un contrat « appel modulable » (§ 2.3.1.3.) ou
- de cogénération fonctionnant en mode dispatchable (§ 2.3.1.4.).

Surcoûts EDF dus, en 2007 , aux contrats d'achat dans l' hexagone	Quantités (en GWh)	Coût d'achat	Coût évité (en M€)	Surcoût compensé
... dont :	26 924	2 393	1 740,4	652,6
<u>Cas général</u> (hors CH ci-après) :	24 762	2 246	1 675,0	571,0
- Cogénération	13 816	1445		
- hydraulique	6 597	363		
- éolien	2 954	249	même remarque	même remarque
- incinération	2 162	110		
- biogaz, biomasse & PV	458	42		
- autres	463	37		
<u>Cas particuliers</u> :				
- contrats horosaisonnalisés (CH)	1 690	?? rq. ⁴⁸	(101,0)	même rq.
- contrats « appel modulable »	30	76	40,7	35,3
- cogénération en mode dispatchable	444	70	23,7	46,3

Rq. : pour mémoire, nous joignons ci-après le tableau dressé pour les charges prévisionnelles de 2006 [167], similaire du précédent à ceci près que la CRE n'y a pas identifié les « biogaz, biomasse & PV », non plus que la « cogénération en mode dispatchable ».

Par ailleurs, nous avons corrigé une coquille manifeste portant sur les contrats horosaisonnalisés, rectifiant « 1,22 GWh » en « 1 220 GWh » :

Surcoûts EDF dus, en 2006 , aux contrats d'achat dans l' hexagone	Quantités (en GWh)	Coût d'achat	Coût évité (en M€)	Surcoût compensé
... dont :	28 109	2 339	1 368,9	970,2
<u>Cas général</u> (hors CH ci-après) :	26 856	2 271	1 331,9	939,1
- Cogénération	17 351	1 646		
- hydraulique	6 176	333		
- éolien	1 566	133	même remarque	même remarque
- incinération	2 308	113		
- autres (y compris biogaz, biomasse & PV)	678	46		
<u>Cas particuliers</u> :				
- contrats horosaisonnalisés (CH)	1 220	même rq.	(65,1)	même rq.
- contrats « appel modulable »	30	68	37,0	31,0

La même incomplétude grevant l'information dispensée dans ce tableau, il nous est impossible de chiffrer précisément l'impact sur la CSPE des diverses formes d'énergies faisant l'objet d'obligations d'achat.

Nous sommes donc réduits à retranscrire les pourcentages indiqués sur les figures publiées dans les deux derniers rapports annuels d'activité de la CRE [182] et [300], sous la rubrique « Répartition par origine des charges constatées [ou prévisionnelles] au titre de[s] année[s] 2004 » à 2007 :

Répartition par origine des charges ...	Référ. de com ^{tion} . CRE	Dispos. sociales	Autres instal ^{ions}	Energie renouvel.	Péréquat. tarifaire	Cogén ^{tion}
... constatées au titre de 2004	Fig. 61 [182]	0,1	4,1	12,9	28,3	54,6
... constatées au titre de 2005	Fig. 62 [300]	1,7	3,5	6,1	41,5	47,2

⁴⁸ La CRE a, dans son § 2.2., détaillé les coûts d'achat (sans toutefois en préciser le montant pour les contrats horosaisonnalisés) mais n'a pas fait de même pour les coûts évités. Cette incomplétude nous empêche de boucler les calculs CRE et d'être, ici, plus précis ...

NB : les surcoûts prévisionnels incorporent les frais de contrôle de cogénération, à charge d'EDF (quelques dizaines de k€).

... prévisionnelles au titre de 2006	Fig. 61 [182]	3,0	2,6	7,8	34,9	51,7
... prévisionnelles au titre de 2007	Fig. 70 [300]	4,4	3,1	4,4	49,9	38,2

Ainsi, pour la première fois, observe-t-on en 2007 la prééminence de la péréquation tarifaire dans la CSPE, au bénéfice des DOM et COM (Mayotte incluse). Pour ce qui est des agrégats, il faut faire confiance à la CRE, celle-ci ayant sans arrêt modifié ses modes de présentation : EDF avec ou sans DNN (ou Mayotte), contrats d'achat y compris ou non en ZNI, détails des énergies renouvelables, etc.

3.2.4. LE TARTAM

De l'extérieur des services concernés d'EDF, il est impossible d'apprécier ce que coûtera ce si confidentiel [279] TaRTAM, bien que cette question ait alimenté les commentaires [196] :

- EDF a jugé [225] « en septembre 2006 que l'adoption de cette mesure aurait un impact négatif de plusieurs centaines de millions d'euros sur les résultats opérationnels en 2007 et en 2008 » ;
- Selon Enerpresse [242], ce TaRTAM a « coûté 478 M€ à l'électricien, l'an passé » alors que le dispositif n'a été voté qu'en décembre 2006 ... ⁴⁹.

Nous nous fions au rapport DIDEME [293] pour qui la compensation de la charge du TaRTAM proposée par la CRE s'élève à **431 M€**, répartie, pour 2007, à raison de :

- 211 M€ sur la CSPE (dont 98 % pour les clients d'EDF) et ...
- 220 M€ via la CUHN (dont 2 % seulement pour les clients d'Electrabel-France).

De fait, « EDF doit provisionner 450 M€ en 2007, et 600 M€ l'an prochain » [242]. A suivre [355] ...

3.3. Evolution future ?

3.3.1. FRAGILITE DES PREVISIONS

La CRE, dans sa proposition pour 2003 [85], soulignait « les risques d'erreur inhérents à tout exercice de prévision », listant en l'occurrence « les principaux facteurs d'incertitude pesant sur les montants prévisionnels [...] :

- coût des facteurs de production dans les zones non interconnectées, notamment les combustibles fossiles : un prix du baril de pétrole à 30 \$ [au lieu de 22 \$ alors] entraînerait, toutes choses égales par ailleurs, une hausse de la contribution [unitaire] d'environ 0,1 €/MWh [...] ;
- quantité d'électricité produite par les producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat : une hausse de 10 % de cette production entraînerait, toutes choses égales par ailleurs, une hausse de la contribution d'environ 0,2 €/MWh ;
- niveau des prix de l'électricité sur les marchés de gros français et européens, lié notamment à l'évolution de la consommation, à la disponibilité des moyens de production et au prix des combustibles : une hausse de 20 % (soit à 28,2 €/MWh) de ces prix entraînerait une hausse de la contribution d'environ 0,2 €/MWh ».

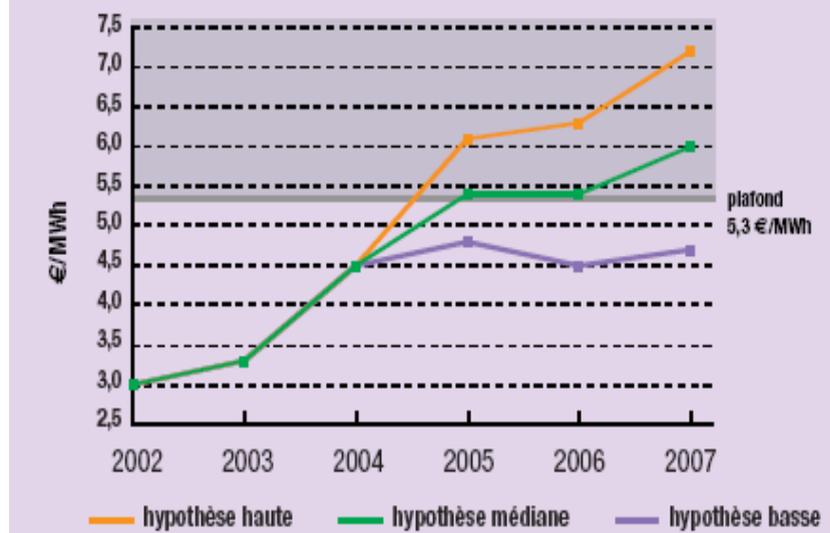
De ces dérivées partielles on pourrait presque déduire la dérivée totale.

3.3.2. CSPE EN BUTEE ?

La CRE consacrait un paragraphe complet de son rapport d'activité de juin 2004 au « problème pos[é] par l'accroissement des charges de service public », expliquant qu'elle avait procédé à une actualisation de la prévision d'évolution du coût de la CSPE en conservant « le principe des scénarios 'bas' et 'haut' fondés sur les fourchettes d'objectifs de développement de la cogénération et des énergies renouvelables fixées par la PPI » de l'époque [101].

⁴⁹ Sans doute (cf. [219]) faut-il interpréter cette citation du DG délégué aux finances d'EDF, Daniel Camus, comme suit : « appliqué en 2006, ce TaRTAM aurait coûté 478 M€ » ? Chiffre du même ordre que les prévisions DIDEME [293] pour 2007 (CSPE et CUHN cumulées).

Figure 31 > Evolution prévisionnelle de la CSPE



Elle estimait ainsi « que les charges de service public de l'électricité devraient être comprises, à l'horizon 2007, entre 2 milliards d'euros et 2,8 milliards d'euros. La contribution unitaire correspondante se situerait entre 4,7 €/MWh et 7,2 €/MWh ⁵⁰. La valeur médiane de la contribution représenterait environ 6,5 % de la facture hors taxe d'un client particulier et jusqu'à 12 % de celle d'un industriel [et pour cause, ce dernier payant son kWh moitié moins que le particulier ...].

La loi du 10 février 2000 prévoit que la CSPE ne peut dépasser un plafond égal à [...] 5,3 €/MWh à ce jour ⁵¹. Son article 5 dispose que la CSPE est calculée de sorte que les contributions des consommateurs couvrent l'ensemble des charges de service public supportées par les opérateurs ». Et Jean Syrota prévenait que « si le plafond défini par la loi n'est pas modifié, les charges de service public risquent de ne pas pouvoir être intégralement compensées dès 2005 ».

Deux ans plus tard, Philippe de Ladoucette [170] profitait de la saisine de la CRE sur les nouveaux tarifs d'obligation d'achat, sur l'éolien notamment [184], pour attirer à nouveau l'attention du ministre sur les problèmes que poserait le plafonnement légal de la contribution unitaire, aux alentours de 5,5 €/MWh, une fois réalisé le programme de développement des énergies renouvelables, arrêté en juillet 2006 [183]. Comme le montre la citation intégrale suivante, il ne s'agit pas, là non plus, d'une interprétation biaisée de notre part :

« Le développement de la filière sous les nouvelles conditions tarifaires proposées induirait, a minima, un surcoût annuel de 800 M€ à l'horizon 2015. L'atteinte des objectifs hauts prévus par le rapport sur la PPI conduirait à ce montant dès 2009 et pourrait se traduire, à partir de 2015, par un surcoût de 2 à 2,5 Md€ (selon que l'on considère un prix de marché de 45 €/MWh ou de 35 €/MWh ⁵²).

Ces conditions tarifaires risquent donc d'entraîner une augmentation importante du coût du service public de l'électricité. La contribution unitaire, imputable au soutien à la filière éolienne par le tarif proposé, représenterait, ainsi, 2 à 6 €/MWh dès 2015. Un tel montant nécessiterait une refonte du mécanisme de plafonnement prévu par la loi du 10 février 2000, qui limite la contribution unitaire aux charges de service public de l'électricité à 7 % de la part énergie du tarif bleu 6 kVA, option base.

A cet égard, la CRE souligne le manque de cohérence de la législation actuelle, qui plafonne le montant global alloué à la compensation des charges de service public, mais ne permet pas de maîtriser l'évolution de ces charges ». Les chiffres ont changé, le style aussi, le hiatus perdure ...

3.3.3. ET POURTANT ELLE BAISSÉ ...

⁵⁰ L' « hypothèse haute » supposait notamment un « prix d'achat de la cogénération à 85 €/MWh sur la période 2005-2007 » (on en est à 105 €/MWh, selon [232]) et « un prix du pétrole à 38 \$ le baril » (on en est loin !).

⁵¹ Selon l'art. 5 de la loi n° 2000-108, « la contribution applicable à chaque kilowattheure ne peut dépasser 7 % du tarif de vente du kilowattheure, hors abonnement et hors taxes, correspondant à une souscription d'une puissance de 6 kVA sans effacement ni horosaisonnalité ». Soit 5,7 €/MWh en juillet (cf. **annexe B4**), environ 5,85 €/MWh depuis le 16/08/07 [318].

⁵² Des « prix de marchés » encore raisonnables attendu qu'on en est à plus de 60 €/MWh.

Ces rappels donnent à penser que l'on allait, ne serait-ce que du fait du boom éolien, vers une augmentation considérable des charges de service public de l'électricité. Car la PPI a évolué dans des proportions considérables (les 5200 MW d'énergies renouvelables du scénario médian pour 2007 [101] ont fait place aux 22 250 MW arrêtés pour 2015 [183]), les « facteurs d'incertitude » évoqués par Jean Syrota [85] aussi :

- le baril de pétrole oscille maintenant autour de 75 \$⁵³, bien au-dessus des 30 \$ d'alors (+150 %) ;
- l'obligation d'achat portait sur 25 TWh, elle approche maintenant les 30 TWh (soit + 20 %) ;
- le niveau des prix de gros, alors de 23,5 €/MWh, atteindrait 63,6 €/MWh en 2007 [232] (soit + 170 %).
- l'éolien, à lui seul, produirait 43 TWh en 2016 (contre à peine 3 TWh en 2006) [218], soit + 160 % supplémentaires d'OA ;

Pourtant, à consommation nationale quasi-constante (458 TWh prévu pour 2007, on l'a vu), la proposition de contribution unitaire issue des calculs de la CRE n'a pratiquement pas bougé, passant de 3,3 €/MWh pour 2003⁵⁴ à ... 3,4 €/MWh pour 2007 en dépit des hausses intervenues. **On peut donc légitimement exprimer quelques doutes sur la pertinence du calcul de cet impôt**, par ailleurs doublement discriminatoire (du point de vue des contributeurs comme des redevables).

3.3.4. VU DANS LE MARC DE CAFE

3.3.4.1. De ce fait, « la CRE ...

... _ rencontrée en mars 2007 _ se refuse désormais à toute prévision de moyen terme, tant l'exercice revêt un caractère incertain du fait du nombre et de la complexité des paramètres inhérents à cet exercice ... » [238].

Elle pronostique cependant :

- l'envolée du poste obligation d'achat des énergies renouvelables, surtout si les objectifs PPI [183] sur l'éolien sont atteints (+ 17 GW en 2015) ;
- et une croissance du volet social.

3.3.4.2. Pour EDF également ...

... les perspectives d'évolution sont difficiles à établir (cf. [255], [256], [278] ou [284]). S'il est peu probable que l'ouverture totale du marché, en juillet 2007, ait un quelconque impact (si ce n'est marginal sur le plafonnement de la CSPE, en cas de relèvement des tarifs régulés⁵⁵, ou sur son volet solidarité), on ne peut que faire des supputations sur les évolutions des autres composantes :

- seule quasi-certitude, « on peut s'attendre à un accroissement du volet « solidarité » de la CSPE, dès lors que sortiraient les textes préparés en ce sens ». Mais quand (le gouvernement semblant moins pressé de répondre aux attentes sociales qu'aux doléances des producteurs) ?
- le poste ZNI devrait enregistrer l'effet de la croissance économique de ces zones mais est suspendu à l'effet antagoniste du coût des combustibles fossiles sur les deux termes du calcul de la CSPE que sont le coût supporté (A) et le coût de référence (B) ;
- la cogénération devrait rester en l'état, au moins jusqu'en 2009 (fin des premiers contrats 97-01 et droit limité à un seul contrat d'OA), subissant les à-coups du prix du gaz STS, à moins d'une bien improbable prise en compte par le gouvernement des inattendues⁵⁶ conclusions du rapport de l'Inspection Générale des Finances et du Conseil Général des Mines [220] ... D'autant que, moyennant quelques modifications apportées par les producteurs à leurs installations de cogénération (ou hydrauliques, ou de biogaz d'ailleurs : voir Rq. 3 en fin de 4.1.2.4.3.2.), il devrait leur être assez facile de relancer la roue (de la fortune !). Tout dépendra « de l'issue des discussions en cours sur la mise à jour du tarif d'achat », évoquées par RTE dans son « bilan

⁵³ Selon « Le Monde » du 2 août 2007, « le prix du pétrole a dépassé 78 dollars mardi 31 juillet à New York et s'est approché de son record historique de 78,40 dollars du 13 juillet 2006 ». Et il dépasse les 90 \$ depuis le 20/10/2007.

⁵⁴ 1461,5 M€ répartis sur une assiette de 442,2 TWh (soit : 452,4 TWh - 9 TWh d' « auto-producteurs en dessous de 240 GWh » - 1,2 TWh d'« installations de moins de 4,5 MW exonérées »), selon la p. 25 de [85].

⁵⁵ L'annonce en est d'ores et déjà faite pour le 16 août 2007 à raison de + 1,1 % pour les particuliers et _ grande nouveauté (cf. **annexe B3**) ! _ + 1,5 % pour les professionnels [318].

⁵⁶ La mission confiée par F. Loos à l'IGF et au CGM consistait seulement à « examiner dans quelles conditions ce déplafonnement [pouvait] être prolongé de façon pluriannuelle », question à laquelle le ministre a répondu sans attendre la remise du rapport demandé [220, p. 14]. En effet, la prorogation, pour les trois années suivantes, du déplafonnement du prix du gaz pris en compte dans le tarif d'achat a été décidée par F. Loos dès décembre 2006 (cf. 2.1.5.11.).

prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France » [307a], ainsi que par le lobby des cogénérateurs [244] ;

- les énergies renouvelables devraient fortement progresser compte tenu du plan gouvernemental (arrêtés sur la PPI [183] et les tarifs d'obligation d'achat : cf. [183] à [185], et [246]) ;
- mais la compensation de leurs achats obligés (cogénération et renouvelables) dépendra de l'évolution des prix du marché qui servent de référence pour le calcul des « coûts évités ».

3.3.4.3. Pour tous les acteurs ...

rencontrés, « **la fixation de la CSPE obéit également à des préoccupations politiques qu'il est difficile d'anticiper et évaluer** ». Aussi, observateurs sans pouvoir, nous abstiendrons-nous, à ce stade, de tout pronostic !

4. FONDEMENT DE CE SYSTEME DE « MUTUALISATION » ?

4.1. Ces charges relèvent-elles du « service public » ?

On a vu à quel point la CSPE, assimilable à une « taxe à l'énergie consommée », est censée subvenir à des « besoins » hétéroclites. Avant de revenir sur le TaRTAM, dont le caractère de « service public » est clairement, quoique discrètement, contesté par la CRE, examinons la justification des trois volets principaux.

4.1.1. OUI A LA SOLIDARITE !

Ce titre-slogan vaut évidemment pour les personnes en manque d'un service essentiel (au même titre que l'eau, la santé, l'éducation, etc.) d'une part, pour les ZNI (péréquation géographique incontestable pour les départements métropolitains et juste retour des choses pour des populations colonisées ou/et « déportées ») d'autre part.

Ces principes ne sont pas franchement remis en cause, de quelque bord politique qu'on les considère. On notera toutefois que, pour organiser ladite solidarité, l'ardeur du législateur, ou/et du (des) gouvernement(s), n'est pas à la hauteur de celle manifestée pour l'obligation d'achat de « producteurs autonomes » ou pour le TaRTAM : si l'on s'en tient aux textes officiels émanant du gouvernement (répertoriés de façon sûrement incomplète et imparfaite), on observe en effet que :

- 5 textes de lois, décrets, arrêtés ou autres (plus 2 abrogés) traitent du volet social (textes repérés S en **annexe C**)
- quand il y en a 31 (plus 7 abrogés) pour organiser l'obligation d'achat (repérés O)
- et déjà 6 pour le récent (et provisoire) TaRTAM (repérés T) !

Nos gouvernants feraient-ils montre d'une sollicitude à deux vitesses ? ⁵⁷

4.1.2. OBLIGATIONS D'ACHAT

Nous distinguerons les obligations d'achat selon les contrats concernés, en considérant la contribution, positive ou négative, à la sauvegarde de l'environnement ou/et à la sécurité du réseau.

4.1.2.1. Installations de cogénération

Dans le souci de « promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables » (cf. la directive européenne concernant la promotion de la cogénération 2004/8/CE du 11 février 2004 modifiant la directive 92/42/CEE), il y a belle lurette que la France a cherché à optimiser le rendement d'installations mixtes produisant chaleur et électricité (ce qu'ailleurs, on appelle souvent combined-heat-and-power). Plutôt que d'encourager

⁵⁷ Extrait du rapport 2004 de la CRE [137] : « Le décret relatif au tarif de première nécessité, sur lequel la CRE avait donné son avis favorable [Eh ! Oui !] fin juin 2002, a été publié le 10 avril 2004. Il prévoit une entrée en vigueur du tarif le 1^{er} janvier 2005. » (mots soulignés par nos soins). A comparer aux dispositions mises en place par l'article 18 de l'arrêté sur la compensation du TaRTAM [275], donnant des délais de « quinze jours », « six semaines », « deux mois » avant que « sans délai [...], la Caisse des dépôts et consignations verse aux fournisseurs [...] les sommes dues [...] ». Autre illustration : « au 30 juin 2007, le décret fixant le tarif spécial solidarité en gaz n'avait pas été publié » [300], bien que prévu par l'article 14 de la loi du 7 décembre 2006.

l'utilisation de la chaleur produite par une centrale électrique (comme dans les pays nordiques, en Europe centrale ou en Russie⁵⁸), la France a choisi d'en doper le développement « dans un cadre organisé par les pouvoirs publics permettant une rémunération attractive des investissements [sous] la forme d'un régime d'obligation d'achat, par Electricité de France et les Distributeurs non nationalisés, de l'électricité produite par cogénération au gaz naturel à partir de 1997 » (contrats dits 97-01 et 99-02, sans limitation de puissance), donc bien antérieurement à la loi de février 2000 qui en a prorogé la charge via son article 50 (ce n'est qu'ensuite que de nouveaux contrats, dits C01, ont poursuivi le mouvement pour des installations inférieures à 12 MW).

Il se trouve que, le 24 octobre 2006, le ministre de l'industrie François Loos a chargé le Conseil Général des Mines et l'Inspection Générale des Finances d'une mission « sur le mode de financement qui devrait être retenu pour la cogénération [...] sachant que le récent rapport sur la programmation pluriannuelle des investissements de production électrique à l'horizon 2015 [183] a confirmé l'intérêt du maintien du parc actuel de cogénération pour satisfaire à l'évolution de la demande nationale » avec remise du rapport demandée pour début décembre 2006 (cf. lettre de mission annexée à [220]).

Bien que chargés d'une mission à conclusion quasi-imposée, les hauts fonctionnaires produisirent un rapport dont l'extrême sévérité n'échappa point aux observateurs [241], constatant que « les conditions à satisfaire⁵⁹ pour tirer le meilleur parti de l'intérêt écologique et économique de la cogénération au gaz naturel ne sont actuellement pas réunies en France » (cf. extraits en **annexe C** [220]). Dès lors, on doit contester tout caractère de service public d'une industrie dont l'intérêt essentiel semble être une « surtarification de l'électricité [répartie] entre les profits des cogénérateurs et la réduction de prix de la chaleur » cogénérée, attendu que « au total, le rapport coût/avantage de la cogénération au gaz naturel n'est pas favorable en France. [En effet] sous des hypothèses favorables, la cogénération permet de réduire les émissions françaises annuelles de CO₂ de 0,3 % [et] le coût de cette réduction des émissions est extrêmement élevé [...] au minimum 513 €/tCO₂ [alors que] le prix de vente sur le marché européen Powernext Carbon a effectivement oscillé entre 20 et 30 €/tCO₂ entre juillet 2005 et avril 2006 [tombant à] moins de 4 €/tCO₂ début 2007 ».

La conclusion de ce rapport est un modèle de rédaction diplomatique : « En tout état de cause, les pouvoirs publics devraient d'abord décider si la collectivité doit ou non continuer à aider la cogénération. A cet égard, la mission observe qu'une centrale nucléaire fonctionnant en semi-base produit une électricité meilleur marché qu'une installation de cogénération et que trois années d'aides publiques [dispositifs fiscaux inclus] pour le fonctionnement des installations de cogénération représentent le coût d'investissement d'un EPR.

En second lieu, les pouvoirs publics devraient, en ce qui concerne le prix d'achat de l'électricité cogénérée, **trancher entre l'approche par les coûts évités et celle par la rémunération du risque consenti par le cogénérateur** [...] ».

Comment, dès lors, ne pas nous étonner du mutisme de la CRE, dûment interviewée par les auteurs, (rien en [232], [300] ni ailleurs, à notre connaissance) sur ce **rapport qui conteste toute utilité à la principale des charges de service public**, au grand dam des industriels du secteur, Dalkia ou autres Elyo⁶⁰ ? Rappelons que la cogénération française représente un volume annuel voisin de 18 TWh (produits sous une puissance de 4 800 MW, quasi exclusivement les 5 mois d'hiver, en base absolue) vendus 1,5 Md€ environ à des acheteurs obligés (EDF et DNN, au demeurant inégalement indemnisés). Cette obligation d'achat explique, en gros, la moitié du montant annuel de la CSPE qui « n'est pas supporté[e] par l'acheteur d'électricité, mais par les consommateurs finals, par l'intermédiaire de la compensation » (annexe III de [220]), du moins les chargés de mission semblent-ils le croire.

4.1.2.2. Autres « productions autonomes »

Nous avons vu (§ 2.2.2.2.) qu'existent de multiples autres contrats (article 48), notamment ceux dits « dispatchables », « appel modulable », EJP, moteurs-diesel, etc. au sujet desquels nous avons recueilli

⁵⁸ « Un million de logements est desservi par un réseau de chaleur en France » [220] : serait-ce que, chez nous, seuls les crocodiles de Pierrelatte auraient la peau assez dure (aux ... radiations de Tricastin ?) pour en bénéficier ?

⁵⁹ Selon ces conditions, la cogénération doit « se substituer à des moyens de production alimentés par des énergies fossiles, couvrir des besoins concomitants de chaleur et d'électricité, permettre la réalisation d'économies de réseau ».

⁶⁰ Leur réaction officielle [244] a néanmoins été fort tardive (24 mai 2007) ; peut-être leur lobbying, d'une efficacité redoutable [278], n'a-t-il pas un besoin urgent de prendre à témoin la place publique ?

quelques remarques critiques, EDF consentant _ contraint forcé par l'actionnaire unique (ou, depuis peu, seulement majoritaire) _ à verser de confortables rentes (essentiellement sous forme de primes fixes annuelles) pour des « productions autonomes de pointe » à l'utilité discutable et sûrement peu écologiques ⁶¹.

Nous nous contenterons de questionner à nouveau : quel coût ont ces contrats, au faible productible, pour EDF (et ses clients) ? **D'autres options n'auraient-elles pas été possibles, voire souhaitables ?**

4.1.2.3. Récupérations d'énergie

Il n'y a pas trop à redire dans la prise en compte de dispositifs de récupération d'énergie issue de la combustion de déchets végétaux ou animaux, sous la seule réserve que le niveau des tarifs retenus ne devienne pas la motivation essentielle, si ce n'est exclusive, des investissements correspondants.

Cette réserve n'est pas qu'une clause de style, la CRE ayant elle-même encore mis en garde [179] le gouvernement contre des tarifs d'obligation d'achat qui pourrai[en]t conduire [...] à faire financer par le consommateur d'électricité l'élimination de polluants issus de la filière « déchets » et la réduction des impacts environnementaux du secteur des services énergétiques aux entreprises et aux collectivités, en méconnaissance du principe de pollueur-payeur » (voir aussi [53] en **annexe A9**).

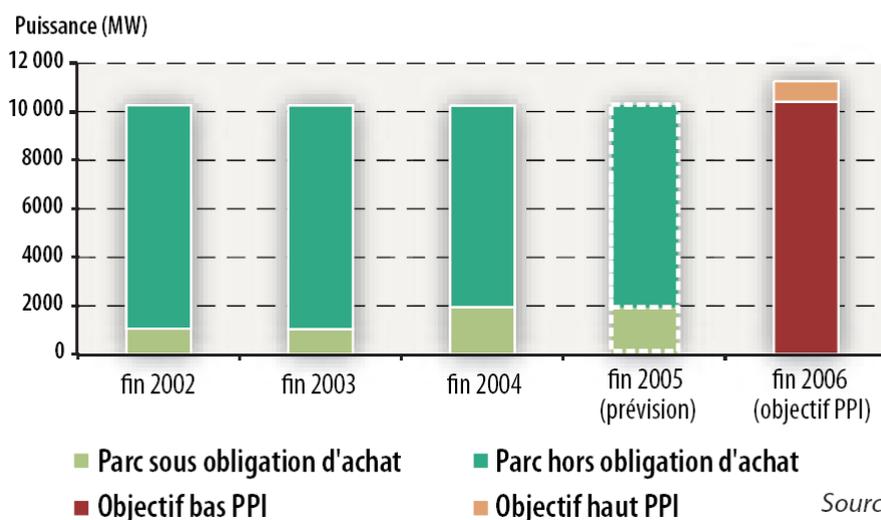
4.1.2.4. Energies Renouvelables

Qui pourrait s'opposer au principe du développement des énergies renouvelables ? Tout dépend, en fait, des espoirs que l'on peut placer dans leur essor industriel, à des prix raisonnables tenant compte, le cas échéant, de leur caractère intermittent et de leur implantation.

4.1.2.4.1. Sous tous ces angles, l'hydraulique (technologie _ énergie hydrolienne mise à part _ mature et d'une bonne rentabilité intrinsèque, c'est-à-dire pour la collectivité) et la géothermie (technique simple, même si sa mise en œuvre pose des questions à chaque fois spécifiques) sont incontestables, essentiellement du fait de la prédictibilité de leur production.

Néanmoins, **leur potentiel de développement en métropole continentale est faible, quasi-totalement consommé pour l'hydraulique** (cf. schéma ci-après issu de la communication CRE [161]) **et quasi-inexistant pour ce qui est des « nappes aquifères et roches souterraines »** (selon la terminologie officielle [66] et [180]).

Figure 62 : Evolution du parc de petite hydraulique



Rq. : On aura toutefois compris qu'il faudrait voir à « ne pas mélanger les torchons et les serviettes » : la micro-hydraulique et, a fortiori, la pico-hydraulique peuvent prétendre au label « écologique et

⁶¹ Telles ces moteurs brûlant 400 litres de fuel pour produire 1430 kWh [307]. Ou encore ces producteurs autonomes de pointe sommés par le Préfet en personne de bien vouloir mettre leurs installations de cogénération en service, fut-ce en dehors des jours déclarés EJP, pour aider à la restauration du réseau balayé par la tempête de décembre 1999 [281].

renouvelable », ce que l'article 10-2° de la loi n° 2000-108 conteste aux installations de plus de 12 MW⁶², contre toute évidence scientifique. Car « small is beautiful, isn't it ? » !

4.1.2.4.2. Pour ce qui est du solaire et de l'éolien.

... leur intérêt pâtit essentiellement de leur faible disponibilité (de 1500 à 3000 heures par an) qui oblige à concevoir des installations palliatives ou/et à les associer à des systèmes de stockage d'énergie⁶³, sans parler de l'indispensable amélioration de leur tenue aux variations de fréquence⁶⁴.

Pour autant, ces filières ne doivent pas être écartées comme solutions à explorer et promouvoir dans les zones isolées (ce qui est déjà le cas, par exemple pour les refuges de montagne), en particulier dans les ZNI. Il est cependant regrettable de constater que les promoteurs de l'éolien (EDF Energies Nouvelles en tête) semblent se focaliser sur l'installations de gigantesques « fermes éoliennes » dans les seuls pays qui subventionnent cette technologie⁶⁵, à l'exception du français Vergnet, leader mondial des aérogénérateurs rabattables, propices à l'équipement de régions exposées aux cyclones [324].

Pourtant, s'il est un endroit où les tarifs de l'éolien peuvent rivaliser avec le coût de production classique, n'est-ce pas dans les ZNI puisque celui-ci « y est plus de deux fois supérieur à celui dans l'hexagone (entre 90 _ à base de fuel _ et 120, contre 40 €/MWh) » [256] ? D'autant plus que le gouvernement a prévu une majoration tarifaire substantielle, par rapport à la métropole, tant pour l'éolien (11 au lieu de 8,2 c€/kWh [184]) que pour le photovoltaïque non-intégré au bâti [187].

Faut-il, pour autant, encourager éolien et solaire en métropole, au motif qu'on peut en attendre des progrès ?

Le photovoltaïque peut certainement nourrir des espérances, la filière n'étant pas mature et chaque année produisant son lot d'avancées plus ou moins mirifiques (cf. [271], [305], [308], [322] et [330]). Mais **il serait probablement plus avantageux pour la collectivité de directement allouer des subventions aux structures industrielles et de recherche**, quitte à les prendre explicitement sur les fonds de la CSPE, plutôt que de subventionner des producteurs qui en réclame[ro]nt « toujours plus », quels qu'ils soient [336].

D'autant que l'effet de série induit par l'aubaine ne fera qu'aggraver deux autres handicaps actuels de cette technologie, relevés avec discrétion par la CRE : « la production des équipements photovoltaïques, très consommatrice d'énergie, au point qu'il faut 5 à 10 ans (données ADEME) [...] de production pour compenser l'énergie dépensée pour fabriquer les cellules, [d'une part] un impact environnemental non négligeable », d'autre part [181].

Pour l'éolien continental, la situation est tout autre : au lieu d'enregistrer, du fait de son prodigieux développement, une réduction de ses prix de revient, le coût du kW installé (sur terre) est passé par un minimum au tournant du siècle (**854 €/kW en 2001**) comme le montre le graphe suivant issu de notre expertise spécifique sur le sujet [176] :

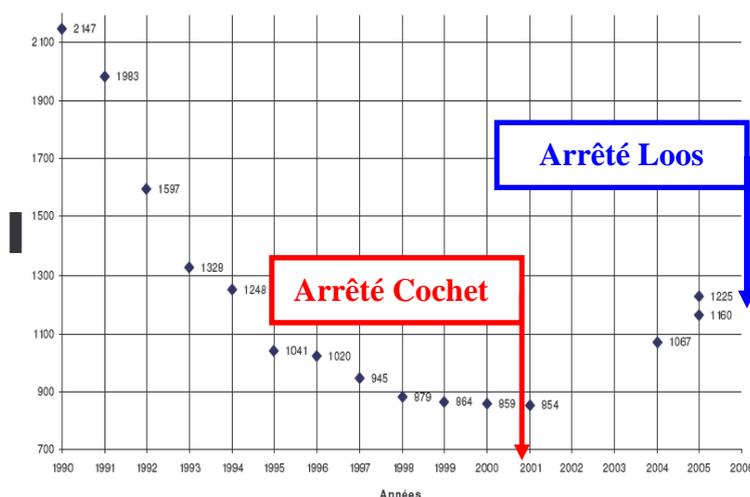
⁶² Tant pis pour EDF _ et la CNR d'Electrabel _, qu'on n'hésitera cependant pas à ponctionner un peu plus pour compenser le TaRTAM, via la CUHN. Un jeu de mots ? : cette écriture du TaRTAM est cunéiforme, en ce sens qu'elle enfonce un coin entre les opérateurs !

⁶³ En [218], nous préconisons le stockage d'Eau de Mer, via des « STEM » moins coûteuses en bord de mer et équivalentes des classiques Stations de Transfert d'Energie par Pompape. EDF-SEI nous a dit y réfléchir [256]. Ceci dit, il n'est pas interdit d'espérer dans la recherche de court [332] ou plus long terme (sur la base des nanotechnologies, par exemple).

⁶⁴ La panne du 4/11/2006 a fait la preuve du mauvais comportement des éoliennes, comme de la cogénération [215]. Mais il est probable qu'il en est de même de la plupart des petites installations, que les gestionnaires de réseau (ceux de RTE ou EDF-GRD notamment) ont tendance à « neutraliser » au plus tôt, de façon à ce que elles ne viennent pas interférer dans la résorption d'un incident de réseau. En Allemagne orientale, les aérogénérateurs se sont recouplés spontanément alors même que les dispatcheurs polonais et tchèques s'efforçaient de réduire la puissance !

⁶⁵ Pays industrialisés, pour l'essentiel, lorsqu'ils ne suppriment pas du jour au lendemain leurs subventions (cas des Danois, depuis le 1^{er} janvier 2004). La « vertu » dont se targuent volontiers les promoteurs de ces énergies _ jusqu'aux cogénérateurs [244], TIRU incluse [306] _ ne va pas jusqu'à les inciter, comme le suggère Jacques Frot (de « Sauvons le Climat »), à faire don d'éoliennes ou de panneaux solaires aux pays en voie de développement alors que ce serait là le plus efficace moyen de lutter contre le dérèglement climatique tout en œuvrant à l'électrification de ces pays (remarque qui vaut aussi pour EDF-Energies Nouvelles, qui fait feu de tout bois ailleurs, notamment aux ... Etats Unis, selon [310] et [327]). Dans le même ordre d'idées, voir [353].

Investissement (70 % du coût)



Depuis, faute de pouvoir se fier aux chiffres optimistes des inconditionnels de l'éolien (cf. [119] et [261]), nous avons pu glaner des bribes d'information, plus ou moins fiables (dates imprécises, textes approximatifs : cf. [174], [192] et [283] ; en France ou à l'étranger ...) mais dûment documentées en **annexe C**, sur les investissements initiaux. Au-delà de la dispersion qui affecte certains montants, qu'observons-nous ?

Réf. [...]	Situation du projet éolien terrestre	Maître d'ouvrage	Prix annoncé (€/kW installé)
[171]	Fonds de Fresnes (Somme)	Theolia	1300
[190]	Aumelas (Hérault)	EDF	1050
[197]	Grèce	EDF	1000
[199]	Fos-sur-Mer (Bouches du Rhône)	Suez-CNR	1130
[249]	Chemin d'Ablis (Eure & Loir)	EDF	1442
Soit moyenne pour 2006			1185
[247]/[253]	Italie	EDF	1361
[267]	Italie	EDF	1548
[327]	Portugal	EDF	1562
Soit moyenne pour 2007			1490

Ainsi, corroborant une précieuse indication « worldwide » [326], on constate, de 2001 à 2007, **une hausse de 75 %**⁶⁶. Surprenant ? Non, loin de stimuler la créativité d'une filière mature⁶⁷, **sa subvention « durable » nourrit l'inflation et annihile l'espoir de gain de productivité** (pourtant contractualisé à 3,3 %/an, en 2001, réduit à 2 %/an en 2006 [218]).

Remarques supplémentaires :

- on ne s'étonnera pas de constater que l'optimum économique avait été atteint en 2001, année de la mise en place du mécanisme d'obligation d'achat de l'« arrêté Cochet » ;
- l'inflexion de la hausse est également très nette en 2006, année du relèvement substantiel des tarifs d'OA par l'« arrêté Loos » ;
- tant J. Syrota que Ph. de Ladoucette ont plaidé, avec une constance (voir ci-après) qui n'a d'égale que l'inefficacité du discours, pour un retour à la pratique d'appels d'offres (prévue par l'article 8 de la loi de février 2000) seule à même de contenir les appétits financiers et de planifier l'investissement, qui prévalait avant 2001 (plan « Eole 2005 ») ;

⁶⁶ Les indications données pour l'offshore sont encore plus rares et, compte tenu des avatars subis, notamment par Vestas au Danemark, sujettes à caution. Voir cependant les références [192], [202], [283] et [327], celle-ci plus proche des 2857 €/kW avancés pour les éoliennes Multibrid [333] de Veulettes. Généralement on s'accorde sur un I_u au moins double de l' I_u terrestre. Pour ce qui est des éoliennes urbaines, même subventionnées, leur rentabilité à ~ 6000 €/kW n'est pas pour demain [251].

⁶⁷ La capacité installée en Europe (49 957 MW au 9 août 2007, selon WSH) est du même ordre que celle du nucléaire. Et l'effet de série est bien supérieur : la puissance unitaire ne dépassant pas 2 MW, c'est en dizaines de milliers de machines que se chiffrent les aérogénérateurs en service.

- l'inflation (imputable à l'écart offre – demande [347], selon la CRE) conforte(ra) de nouvelles réclamations de majoration des tarifs, pour l'éolien comme pour le solaire (de l'œuf et de la poule, qui aura commencé ?).

Mais ces surenchères ne s(er)ont pas négatives pour tout le monde [243] ...

4.1.2.4.3. Et qu'en dit la Commission de régulation de l'électricité, puis celle de l'énergie ?

L'indépendance de la Commission de régulation de l'énergie, instance créée par la loi n° 2000-108, est strictement encadrée par son article 28⁶⁸ et complétée par les décret [138] et arrêté [139], allouant de confortables « primes de sujétion spéciales ». Aussi peut-on difficilement contester ses avis, dont la sollicitation est obligatoire pour ce qui concerne les conditions dans lesquelles s'exerce l'obligation d'achat (articles 8 et 10) et dont la publication doit être concomitante de celle des décisions gouvernementales⁶⁹.

4.1.2.4.3.1. Au plan général, il faut souligner l'obstination de Jean Syrota qui fit précéder chacun des avis rendus par la Commission, sur des projets d'arrêtés tarifaires, d'un chapitre intitulé « **Considérations communes à toutes les filières bénéficiant de l'obligation d'achat** » comportant un paragraphe ainsi troussé :

« I. - La loi du 10 février 2000 a prévu deux mécanismes permettant de mettre en oeuvre une politique de soutien au développement de certaines filières énergétiques : le système d'appels d'offres et les obligations d'achat. Le mécanisme de fixation du tarif d'achat ne permet pas de prévoir ou de contrôler les capacités de production qui vont être finalement réalisées, ni, par suite, le coût pour la collectivité et les conséquences sur le marché : si le prix fixé est trop bas, la filière concernée ne se développera pas ; s'il est trop élevé, elle se développera au-delà des objectifs poursuivis, générant pour certains producteurs des rentes anormalement élevées et un coût important pour la collectivité (ce coût se traduisant par une augmentation des prix de l'électricité pour l'ensemble des consommateurs français) ».

Nous n'osons imaginer la tête des fonctionnaires du ministère de l'industrie recevant, pour les 8 et 9^{èmes} fois (seuls les avis sur la tarification, forcément particulière, des micro-installations domestiques [59] et de la géothermie [66] n'y eurent pas droit), ce genre de sermon de libéralisme bon teint, empreint de bon sens !

Mr de Ladoucette ne reprit pas l'antienne mais signala le fait à l'occasion : « Pour les éoliennes implantées à terre, la CRE recommande le recours exclusif aux appels d'offres, pour un objectif de puissance cumulée donnée, sur le seul critère du prix de vente de l'électricité produite et indépendamment de la localisation envisagée par le candidat [...]. Les éoliennes en mer s'implantent, généralement, sur le domaine public de l'Etat, qui en dispose librement. Dans ces conditions, la CRE recommande que l'administration organise des appels d'offres afin de mettre les industriels en concurrence sur une zone préalablement désignée, en fonction de son potentiel technico-économique et de considérations environnementales » [178].

⁶⁸ Extraits de l'article 28, avant son complet remaniement par la loi du 7 décembre 2006 (article 5) :

« Les membres de la commission ne peuvent être nommés au-delà de l'âge de soixante-cinq ans. [...] Leur mandat n'est pas renouvelable, sauf si ce mandat [...] n'a pas excédé deux ans. [...] Les membres de la commission exercent leurs fonctions à plein temps. La fonction de membre de la Commission de régulation de l'énergie est incompatible avec toute activité professionnelle, tout mandat électif communal et départemental, régional, national ou européen, tout emploi public et toute détention, directe ou indirecte, d'intérêts dans une entreprise du secteur de l'énergie. Les membres de la commission ne peuvent être membres du Conseil économique et social.

Ils ne prennent, à titre personnel, aucune position publique sur des sujets relevant de la compétence de la commission. [...] Le président et les membres de la commission reçoivent respectivement un traitement égal à celui afférent à la première et à la deuxième des deux catégories supérieures des emplois de l'Etat classés hors échelle. Lorsqu'il est occupé par un fonctionnaire, l'emploi permanent de membre de la Commission de régulation de l'énergie est un emploi conduisant à pension au titre du code des pensions civiles et militaires de retraite. »

L'esprit de ces dispositions n'est pas altéré par la nouvelle rédaction, la loi du 7/12/06 stipulant aussi que « les membres de la Commission de régulation de l'énergie à la date de publication de la présente loi deviennent membres du collège mentionné au II de l'article 28 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 [...] et] exercent leur mandat jusqu'à leur terme, y compris le président qui conserve cette fonction jusqu'au terme de son mandat, et conservent leur rémunération ».

⁶⁹ L'article 32 de la loi de février 2000 précise, in fine, que « les avis et propositions de la Commission de régulation de l'énergie sont motivés. Lorsque l'autorité administrative compétente prend sa décision sur leur base, elle procède à leur publication ou, s'il s'agit d'une décision individuelle, à leur notification à l'intéressé ». Exigence non respectée pour les tarifs de la cogénération publiés le 31/08/01 (avis introuvable sur le JORF) et les arrêtés publiés au JO du 26/07/06 (cf. **annexes A10 et A11**) !

4.1.2.4.3.2. Avis par avis, il est frappant de constater au travers des **annexes A10** et **A11** que les avis de la CRE sur les projets d'arrêtés tarifaires proposés par le ministère de l'industrie sont :

- soit porteurs **d'expresses réserves pour toutes les énergies de récupération**, même s'ils concluent, favorablement en comparaison au CCG (mais pas au nucléaire ...), et plutôt pour DOM-COM et Corse (voir détails cités pour les déchets ménagers [43] et animaux [53], et la méthanisation [73]). Et même, pour le biogaz de décharge, le second examen a renchéri sur le premier [46], le transformant en un avis défavorable [179] du fait que « le tarif proposé augmente substantiellement par rapport au tarif actuellement en vigueur. »
- soit **favorables à leur mise en œuvre uniquement en ZNI** (Corse et DOM-COM), s'agissant des énergies renouvelables « dispatchables » (hydraulique [227], géothermie [66], biomasse [72]), soit purement et simplement défavorables pour leur application au continent (cas de l'hydraulique [42] et de la géothermie [181]) ;
- **défavorables aux énergies renouvelables intermittentes** (éolien [41] et photovoltaïque [63]), avis dûment confirmés (malgré des formulations moins abruptes, particulièrement pour l'éolien⁷⁰) en second examen après relèvement, au demeurant substantiel, des tarifs (cf. [178] et [181]).
- **hostile au développement de la cogénération** [51].

Le tableau ci-après, condensé des **annexes A10** et **A11**, résume les avis de la Commission sur les projets d'arrêtés tarifaires d'obligation d'achat d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables (et cogénération), avis qui n'empêchèrent pas les gouvernements de publier leurs projets sans la moindre prise en compte des réserves émises.

Avis de la CRE sur les projets d'arrêté tarifaire d'OA	Date de délibéré	[réf]		Date de délibéré	[réf]	
Eolien	05/06/01	[41]	D	29/06/06	[178]	D
Hydraulique	05/06/01	[42]	D	10/01/07	[227]	R _{hex} F _{DOM}
Cogénération	12/07/01	[51]	D			
Install. de puissance < 36 kVA	18/10/01	[59]	D			
Photovoltaïque	20/12/01	[63]	D	29/06/06	[180]	D
Géothermie	14/02/02	[66]		F _{DOM} 29/06/06	[181]	D _{hex} F _{DOM}
Biomasse	04/04/02	[72]		F _{DOM}		
Biogaz de décharge	21/06/01	[46]	R	29/06/06	[183]	D
Méthanisation	04/04/02	[73]	R			

On doit noter que pour, la biomasse (comme pour le biogaz de décharge), l'avis favorable de la CRE ne valait que sous réserve d'une application des tarifs proposés à la seule énergie produite à partir de matières renouvelables : les gouvernements n'ayant tenu aucun compte, il est vraisemblable que ces tarifs furent (sont), de facto, majorés de presque 15 % [56].

Enfin l'avis CRE du 6 mars 2003 [100] relevait crûment que le projet d'arrêté (préparé sous L. Jospin, finalement paru en avril 2003 sous J-P. Raffarin [104]) « ne procéd[ait] à aucune modification qui remettrait en cause de façon significative les tarifs qui ont justifié les avis négatifs de la commission concernant les filières éolienne, photovoltaïque, cogénération et installations de moins de 36 kVA »⁷¹.

Ainsi **quasiment tous les arrêtés d'obligation d'achat ont été pris contre l'avis de la Commission indépendante** officiellement chargée de les apprécier⁷².

⁷⁰ Voir notre analyse détaillée à ce sujet [218].

⁷¹ On relève, dans le même avis rendu par la CRE l'avertissement suivant : « L'engouement pour la filière éolienne, constaté depuis la signature de l'arrêté tarifaire correspondant, illustre les travers de ce mécanisme, que la CRE avait prévus dans son avis du 5 juin 2001. En effet, les rentabilités garanties par le tarif fixé ont entraîné un accroissement très rapide des demandes de raccordement (jusqu'à plus de 17000 MW). Le développement massif de la filière éolienne que ce tarif risque de provoquer dans des conditions économiques particulièrement avantageuses entraînera un accroissement significatif des charges de service public à compenser dans les années futures, et donc du prix de l'électricité pour l'ensemble des consommateurs français. ».

⁷² Y compris ceux de la dernière rafale, comme le signale sobrement la CRE dans son rapport d'activité de juin 2007 [300] : « les recommandations formulées par la CRE dans ses avis n'ont pas été prises en compte dans les arrêtés publiés ». On peut se demander quel sens du devoir pousse donc les membres de ladite Commission à rendre, avec componction et célérité, des avis dont il n'est jamais tenu compte ... : y a-t-il des éléments de réponse à cette question en [138] et [139] ?

Rq. 1 : pourrait ressortir du précédent tableau l'impression que la CRE a été constante dans sa sévérité à l'égard des tarifs d'obligation d'achat. L'appréciation est à nuancer car s'agissant de la principale source d'énergie renouvelable encouragée, à savoir l'éolien, nous pensons avoir amplement démontré [218] combien l'appréciation CRE de juin 2006 [178] fut indulgente comparée à l'avis de juin 2001 [41], lequel était fortement argumenté sur les résultats des appels d'offres du plan « Eole 2005 »⁷³. D'autant que, entre temps, l'arrêté de F. Loos avait surenchéri sur les « conditions économiques particulièrement avantageuses » de l'« arrêté Cochet » par divers biais (suppression de l'abattement au-delà du 1500^{ème} MW installé, hausse des césures d'interpolation, doublement de la période dite « de référence », éolien offshore, etc.), majorant le soutien à l'éolien d'environ 30 %.

Ce constat « de tarifs d'achat [...] en hausse sensible », partagé par EDF (cf. séance du 19 juin 2006 du Conseil d'Administration), doit être élargi aux autres modes de production renouvelables, particulièrement au photovoltaïque dont les tarifs d'achat sont 5 fois plus élevés que les tarifs de vente aux clients domestiques⁷⁴.

Rq. 2 : il y a matière à s'interroger sur l'intransigeance de la CRE vis-à-vis de l'arrêté sur les « **installations d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA** » [69]. En effet, le principe de cet arrêté avait le mérite de la simplicité, inversant seulement le sens de transit de l'énergie pour les usagers domestiques : « si le producteur est lié à l'acheteur par un contrat de fourniture pour sa consommation d'électricité, le tarif d'achat de l'énergie applicable à l'installation et figurant dans le contrat d'achat, hors taxes, est égal au tarif de vente hors abonnement sur toute la durée du contrat », avec un plafonnement de l'énergie revendue à EDF de 1500, 3800 ou 8400 heures selon la nature de l'énergie valorisée (soleil, vent ou autres formes), l'excédent étant facturé à 4,42 c€/kWh.

La CRE jugea (cf. [59] en **annexe A10**) ce tarif d'achat excessif, arguant qu'il n'incluait pas les coûts d'acheminement par le réseau, ce qui n'est pas faux. Mais :

- à l'époque le tarif bleu (option base 6 kVA et plus) était à 7,82 c€/kWh, inférieur aux offres faites à l'éolien (8,38 c€/kWh), a fortiori au photovoltaïque (15,25 c€/kWh), hors coûts de réseau là aussi !
- qu'en penser maintenant que le tarif du photovoltaïque, énergie à vocation domestique par excellence, a bondi [187] à 30 (voire 55) c€/kWh ?

Ce mécanisme d'incitation aux micro-énergies satisfaisait pourtant deux aspirations légitimes :

- rapprochement de la production au plus près des lieux de consommation (sans nécessiter d'adaptation du réseau) d'une part,
- réel ancrage populaire de la politique de soutien des énergies renouvelables, à l'opposé de l'affairisme éolien industriel _ capable de jalousie [243] _ d'autre part.

Mais la tendance à l'affairisme est :

- évidente au Danemark (depuis fin 2003, il a coupé les subventions à son éolien ; aussi ce pays exporte-t-il maintenant la totalité de ses aérogénérateurs, fortement euro-générateurs !) et en Allemagne (voir notre analyse [176] du lobby DEWI mais aussi [248] et [326]) ;

D'autant que, à plusieurs reprises, la CRE a été mise en demeure d'obtempérer dans la plus extrême précipitation comme l'atteste l'extrait ci-après [62] : « La publication, le 8 décembre 2001, du décret qui prévoit que les ministres arrêtent d'ici la fin de l'année le montant prévisionnel de la contribution, contraint la CRE à délibérer sur sa proposition dans un délai de 10 jours. Alors que le régime de droit commun prévoit un délai de deux mois entre la publication de l'arrêté et l'entrée en vigueur de la contribution prévisionnelle, la première application du décret place les opérateurs devant le fait accompli. L'entrée en vigueur au lendemain de la publication de l'arrêté ne leur laisse aucun délai d'adaptation et les prive de toute possibilité de contestation ».

Et encore tout récemment à l'occasion du TaRTAM (dont le principe a été adopté le 7/12/06 pour une application au 1^{er} ... janvier suivant. Est-ce pour gagner du temps que le ministère n'a pas jugé utile de saisir la CRE d'aucun des projets de textes d'application dudit TaRTAM (hormis pour le tout dernier arrêté, encore au stade de projet, semble-t-il examiné par la CRE le 31/05/07 [293]) ?

⁷³ Citons-en le seul paragraphe 3.3. qui s'attardait sur la comparaison obligation d'achat (OA) d'une part, appel d'offres (AO) d'autre part : « Le tarif proposé est, par ailleurs, très supérieur au prix moyen révélé par l'appel d'offres organisé lors de la dernière tranche d'Eole 2005, soit 48 €/MWh pour l'ensemble des 24 projets retenus, qui ont une durée de fonctionnement moyenne de 2900 heures. Ces mêmes projets recevraient, avec le tarif proposé, 65 €/MWh, ce qui aurait pour conséquence un surcoût global d'environ 170 millions d'euros sur 15 ans par rapport aux rémunérations demandées initialement par ces producteurs ». Ainsi le surcoût OA/AO ressortait déjà à 36 % en 2001.

⁷⁴ On trouvera en **annexe A12** le détail des différences entre les deux séries d'arrêtés 2001-2002 et 2006-2007, évolutions dont nous tirerons le bilan au § 5.3.

- affirmée chez nos industriels (cf. plaquette de juin 2004 réalisée par « The Boston Consulting Group » pour le Syndicat des Energies Renouvelables et l' ... ADEME [131]),
- sous-jacente aux propos de certains de nos politiciens, tels J-F. Copé [342] qui voit « un intérêt économique à devenir les champions de l'environnement ».

Le soutien à certaines politiques, bien peu « sustainable », n'y est sans doute pas étranger. C'est pourquoi « votre fille est muette » et l'« arrêté domestique » du 13 mars 2002 est tombé en désuétude.

Rq. 3 : des **rénovations** ont été autorisées par le décret n° 2005-1149 [159] et traduites par les arrêtés du 7/9/05 pour l'hydraulique [158] et, tout récemment, le 14/12/06 tant pour le biogaz des déchets ménagers [212] que pour la ... cogénération [213]). Ces trois textes constituent une **assez scandaleuse ouverture** au renouvellement de contrats d'obligation d'achat arrivant à terme ⁷⁵, moyennant la preuve d'un montant minimal investi, à peine la moitié de la mise initiale ⁷⁶, indéfiniment.

Il est pour le moins choquant qu'aucun de ces quatre textes n'ait été soumis à l'avis de la CRE : fut-ce par crainte d'une nouvelle volée de bois vert ? Cependant, dans son avis sur la récente revalorisation des tarifs de l'OA d'énergie hydraulique [227], la CRE, sans doute alertée par l'article 11 du seul arrêté correspondant [246], y a mis son grain de sel, à mots forts (mais inaudibles) : « Les installations ayant bénéficié d'une rénovation peuvent faire l'objet d'un nouveau contrat d'achat à un tarif identique à celui d'une installation nouvelle. Le seuil d'investissement minimum en rénovation permettant de bénéficier de cette disposition est, en général, plus de deux fois inférieur à l'investissement initial. Dès lors, la rentabilité des capitaux employés pour les installations rénovées peut atteindre un niveau trois fois supérieur au seuil minimal défini et la rentabilité des fonds propres un niveau quatre fois supérieur ». « Scandaleux », avons-nous dit ?

4.1.3. LE TARTAM

4.1.3.1. Tout a été dit, ou presque, de ce « tarif d'ajustement », tout sauf ... juste, au point que la CRE elle-même [238] tient à ce que cette nouvelle et paradoxale forme de solidarité n'apparaisse pas comme une charge de service public ! Non seulement les repentis de l'éligibilité, partis délibérément, ne sont taxés que d'une très légère pénalité mais il faut dénoncer la méthode qui consiste à répartir sur un grand nombre de petits consommateurs les ardoises laissées par les quelques plus gros.

Nous nous en tiendrons au jugement porté sur cet « amendement vaseline » _ surnom donné par un député UDF facétieux _ par le « Canard enchaîné » pour qui l'attitude de l'éligible repentis s'apparente à celle du « boursicotier qui demanderait à Bercy de lui rembourser l'argent qu'il a retiré de la Caisse d'Epargne pour spéculer sur le CAC 40 ... » [196]. A ceci près que l'avenue de Wagram n'est pas le quai de Bercy et que si « c'est EDF qui paiera l'addition », on peut penser que ça se répercutera sur le consommateur domestique, du moins à terme, car rien ne se perd ni ne se crée.

4.1.3.2. Evidemment, la compréhension dont a fait preuve le législateur n'a pas laissé indifférentes d'autres catégories de consommateurs, comme l'association « Consommation, Logement et Cadre de Vie » ou la CGPME [254], relayés par certains élus (soucieux de régler un peu la « jungle » actuelle, sans pour autant revenir au ... « jardin à la française » ?!) [312], sans parler des courtiers [272] qui se voient couper l'herbe sous le pied et dénoncent un nouveau « mécanisme fortement inhibiteur du développement d'un marché digne de ce nom » ⁷⁷.

⁷⁵ Il s'agit de l'adjonction d'un article 9 ter au décret du 10 mai 2001 : « Est considérée 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 arrêtés du ministre chargé de l'économie et du ministre chargé de l'énergie. [...] cette installation peut prétendre au bénéfice d'un contrat d'achat aux tarifs définis à l'annexe 1 de l'arrêté de la filière concernée ou des dispositions correspondantes ».

Sûr qu'à la FG3E et l'ATEE, comme au SER, on a pensé, si ce n'est dit « Merci ! » à MM. de Villepin, Loos et Breton ...

⁷⁶ Ces montants sont fixés respectivement à 800 ou 1000 €/kW en hydraulique, 720 €/kW en biogaz et 350 kW €/kW en cogénération, à rapprocher des investissements unitaires initiaux (qui tournent autour de 900 €/kW en cogénération et dépassent 2000 €/kW en hydraulique).

⁷⁷ Et nous ne citons que pour mémoire la Communauté européenne dont la CRE rappelle encore [314] qu'elle a « [...] adressé à la République française une lettre de mise en demeure en avril 2006, puis un avis motivé en décembre 2006, en raison de la « mise en oeuvre incomplète par la France » de la directive 2003/54/CE, portant en particulier sur les tarifs réglementés de vente d'électricité. En juin 2007, la Commission européenne a ouvert une enquête sur les tarifs réglementés verts et jaunes appliqués aux grandes et moyennes entreprises et sur le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché applicable aux grandes et moyennes entreprises qui ont exercé leur éligibilité et qui en ont fait la demande avant le 1^{er} juillet 2007 ».

Rq. : ce dernier point mérite d'être souligné car les « traders » en colère contre le TaRTAM [269] soulignent que « seule l'importance des volumes échangés et un nombre significatif d'acteurs peuvent favoriser l'émergence de prix crédibles, demandés par tous » ... Dit en creux, les prix du marché actuels ne seraient pas crédibles ?

Dans le même article sur les « éredons en or » du TaRTAM [196], l'hebdomadaire satirique rappelait que déjà, à la fin de l'année 2005, un dispositif dérogatoire avait donné à quelques très gros consommateurs d'électricité « le droit de se constituer en cartel pour forcer EDF (et les rares producteurs privés d'électricité comme Suez) à leur octroyer des prix quasiment identiques aux anciens tarifs réglementés [sauf à] délocaliser leurs usines et [...] supprimer des dizaines de milliers d'emplois en France ». De fait _ et l'« European Federation of Energy Traders » [269] le dénonce _, EDF s'est engagée à desservir ledit cartel « Exeltium »⁷⁸, pour 28 TWh à raison de 15 TWh par an dès avril 2007 [231]. Et ce à un « prix au MWh [...] compris dans une fourchette entre 37 et 40 euros. Ce qui est inférieur au prix à terme [futures⁷⁹] sur les marchés, mais demeure élevé ». Enerpresse [229] précise que les électro-intensifs misaient « au départ de l'action, sur moins de 30 euros, en référence aux coûts de production du nucléaire en France et aux accords signés par leurs homologues en Finlande participant à l'EPR d'Olkiluoto »⁸⁰.

Tout ceci ne devrait-il pas donner matière à réflexion complémentaire de la CRE quant à sa définition des coûts évités à partir des prix issus de Powernext ? Il est assez troublant de constater que l'organisme de régulation retient une référence contestable pour le calcul de la compensation des charges de la seule EDF (mais pas pour les DNN !).

Il est vrai que le Syndicat des Energies Renouvelables était très favorable à ce changement de référence, comme en témoigne son lobbying pour minimiser le trop apparent coût de l'éolien (entre autres énergies renouvelables) [218].

4.2. Y a-t-il « compensation intégrale » ?

Comme le rappelait solennellement la CRE dans sa réflexion sur ce sujet [79], « l'article 5 de la loi du 10 février 2000, en particulier, précise que les charges doivent être « intégralement compensées ». Les méthodes de calcul retenues doivent donc viser à ce que le système de compensation des charges soit financièrement neutre, de manière à n'entraîner aucune distorsion de concurrence. » C'est bien notre souci, à ce stade de l'expertise, avec les (faibles) moyens dont nous disposons.

4.2.1. SOLIDARITE

Il n'y a pas trop à dire sur ce point car, pour ce volet, le plus au cœur des impératifs de service public dans une société civilisée, la compensation au titre de la CSPE [284] :

- s'avère complète pour la Tarification de Première Nécessité dont le coût, pour EDF, est de l'ordre de 40 M€ ;
- même si elle est partielle, voire insuffisante, pour le dispositif de précarité FSL, l'arrêté du 24 novembre 2005 stipulant en effet que « les coûts supportés par un fournisseur d'électricité [...] sont pris en compte dans les charges de service public d'électricité à hauteur de 20% des pertes de recettes et des coûts relatifs à la mise en œuvre de la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité supportés, par ce fournisseur, pour l'année considérée ».

EDF estime que les charges (perte de recette, gestion interne, gratuité des déplacements pour impayés) du FSL sont comprises entre 50 et 80 M€ (dont 8 M€ seulement lui sont compensés sur la base de 20% des charges TPN).

Rq. : la CRE argue du fait qu'une compensation de ce qui s'apparente à des factures non recouvrées n'a pas de raison d'être intégrale, toute entreprise étant logée à la même enseigne et devant s'efforcer, par son service « contentieux », d'en réduire l'importance⁸¹.

⁷⁸ En fait cette « Société par Actions Simplifiée, fondée par sept industriels (Air Liquide, Alcan, Arcelor Mittal, Arkema, Rhodia, Solvay, UPM-Kymmene) [...] représente une soixantaine d'entreprises avec près de 160 sites en France » [231].

⁷⁹ Marché à terme pour les 3 prochains mois, 4 prochains trimestres ou 3 prochaines années, par opposition au marché « spot » (dit « day-ahead », sur le site <http://www.powernext.fr>, feuilles POWERNEXT © FUTURES ou DAY-AHEAD).

⁸⁰ Ces 37 à 40 €/MWh sont assez voisins, somme toute, des tarifs du ... TaRTAM (« pénalités de retour » incluses).

⁸¹ EDF ne nous a pas communiqué, malgré notre demande, le montant de ses impayés. Selon « Robin des Bois » [235], EDF a un taux d'impayé inférieur à 10% (en nombre de clients, bien moins en énergie du fait de la faiblesse des consommations).

4.2.2. PEREQUATION TARIFAIRE

« Compte tenu des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones », les ZNI (Corse, Antilles, etc.) ne peuvent évidemment pas bénéficier des effets de foisonnement, d'échelle et de série des moyens de production disponibles dans l'hexagone (à commencer par le nucléaire et, sauf exception, la grande hydraulique). Il faut donc y comparer les coûts de production réels (ceux supportés par EDF) aux coûts des mêmes modes de production dans l'hexagone, limités à la seule étape de production.

4.2.2.1. Nous avons déjà souligné, au § 2.2.2.3., combien pouvait apparaître alambiquée la définition du calcul de ces surcoûts de production mais nous devons admettre qu'il est difficile de proposer autre chose, surtout quand elle suggère, en guise de **coût de production de référence (B)**, la différence entre le tarif de vente aux clients non éligibles d'une part, le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (le TURPE) d'autre part.

4.2.2.2. Cependant, s'agissant du **coût de production réel (A)**, attardons nous un peu sur les précautions prises par la CRE pour ce faire, telles qu'exposées dans sa communication du 16 mai 2002 [79] :

« Il est [...] de la responsabilité de la CRE de s'assurer que les surcoûts de production, même s'ils sont constatés rigoureusement par le biais de la comptabilité appropriée [d'EDF-SEI], sont bien liés aux particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones ». En conséquence la CRE a engagé « une analyse comparative des coûts de production électrique des zones insulaires étrangères aux caractéristiques voisines, sur les plans économique et électrique, de celles [de nos ZNI afin] d'être en mesure de porter une appréciation sur :

- les coûts d'exploitation des unités de production électrique actuellement en service en Corse et dans les DOM ;
- la bonne gestion des réseaux ou des systèmes électriques insulaires, qui doit se traduire, entre autres, par la minimisation des pertes et l'usage optimal du parc de centrales existant ;
- le niveau des coûts d'investissement dans les futurs moyens de production, en fonction des besoins à satisfaire et de l'usage attendu. »

Et de justifier ensuite sa volonté de ne pas prendre pour « argent comptant » (au propre et au figuré !) tout ce que lui « vendrait » EDF, en ces termes :

« En ce qui concerne les coûts d'exploitation, la CRE se réserve la possibilité, lors du calcul définitif des charges du service public, de ne pas les retenir en totalité, s'il s'avérait qu'une partie d'entre eux étaient imputables à une mauvaise gestion de la part d'EDF, qu'il s'agisse du parc de production, des réseaux ou du système électrique insulaire.

En ce qui concerne les coûts liés aux investissements (amortissements et charges financières), il convient de distinguer deux cas :

- les investissements anciens, qui se traduisent aujourd'hui par des coûts qu'EDF ne peut que constater dans ses comptes, sans pouvoir les réduire. La CRE considère qu'il serait illogique de refuser de compenser ces coûts. Il paraît en effet tout à fait impossible d'établir avec certitude, a posteriori, que des décisions passées d'investissement, prises dans un contexte tout à fait différent, étaient ou n'étaient pas économiquement optimales ; [dont acte (NDLR)]
- les investissements à venir, pour lesquels il semble au contraire légitime que ne soient pas compensés les surcoûts qui résulteraient, le cas échéant, de mauvaises décisions d'investissement. »

De telles dispositions d'esprit ne sont assurément pas propices à l'établissement, entre le « gendarme » CRE et le « voleur » EDF, de relations empreintes de confiance réciproque, ce qui, indéniablement, a transparu dans nos entretiens avec les acteurs de la CSPE (hormis ceux des DNN, bien sûr).

Le moins que l'on puisse dire est que la CRE épiluche consciencieusement la comptabilité, progressivement appropriée, d'EDF pour l'expurger de tous les faux frais à ne pas compenser. C'est ainsi

Année 2006 (en €)	Impayés	TPN	FSL
Briançon [281]	15000	700	1500
Les Houches [307]	2000	300	500

que, dès le début, lors de l'établissement du « montant définitif des charges de service public en 2002 » (ann. II à la communication du 30/09/03), la CRE mentionne que :

- l'analyse comparative évoquée ⁸² « a permis de mettre en évidence 12,4 millions d'euros de charges non imputables [aux spécificités des ZNI], en particulier des surcoûts dus à une surconsommation de combustible des turbines à combustion et à une sous-disponibilité des groupes diesels ».
- « La CRE décide de ne pas retenir, pour le calcul des coûts de production, 653 k€ imputables à [la Direction Informatique et Télécommunications], inclus dans les frais de structure [...] ».
- Sont également retranchés des « coûts de production retenus par la CRE dans les ZNI en 2002 [...] des coûts supportés par l'entreprise au titre d'activités distinctes de la fourniture d'électricité proprement dite (petites interventions, prestations diverses) [...] correspondant à des frais de personnel [qui] s'élèvent, en 2002, à 30 k€ ».

D'autres exemples sont donnés en **annexe A15**, aboutissant à redressement de **18,9 M€** sur les surcoûts de production constatés, en 2006 [167], sur la CSPE 2004.

Les « charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2005 (CC'05) », qui figurent en ann. 2 à la toute dernière communication CRE [232] amplifient encore la tendance, amputant de 42,65 M€ les coûts de production dans les ZNI, haussant de 22,26 M€ les recettes de production correspondantes (correction des recettes de distribution, venant en déduction, incluse), soit un redressement de la CSPE 2005 de **64,91 M€**. (voir le détail en **annexe A16**).

Comme on peut le voir, ces correctifs annuels systématiques ne portent pas exactement sur des brouilles ...

Notre compte-rendu de visite à EDF-SEI [256] mentionne que « d'une part cette CSPE a la vertu d'externaliser ce qui était autrefois globalisé dans les comptes d'EDF et de mettre en lumière les montants de la subvention consentie par la collectivité pour ces territoires excentrés, d'autre part elle assure un irrécusable contrôle externe (par la CRE) de la « bonne utilisation » de cette subvention ». Ces réflexions positives se doublent cependant de préoccupations quant à une possible partialité de la CRE dans sa surveillance des acteurs du marché de l'électricité :

- ainsi, dans la plupart des contrats passés avec les « producteurs indépendants » des DOM, les fluctuations de prix du combustible sont répercutées en toute transparence (concept dit « pass-through », via des mises à jour mensuelles : ainsi, plus le « prix de cession » de l'énergie produite (amortissement inclus ...) est élevé, plus la CSPE croît, sans autre incidence pour les finances de l'acheteur EDF. Mais c'est le citoyen français (qu'il soit de Sarcelles aux portes de Paris, ou de Schœlcher près de Fort-de-France) qui assume. Le processus n'incite-t-il pas à de trop brèves négociations ?
- « L'arrêté du 23 mars 2006 fixe à 11 % le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les nouveaux investissements de production électrique dans les ZNI », telle est, après les nouveaux tarifs d'achat d'électricité « verte », la seconde « nouvelle mesure réglementaire considérée [par la CRE] par rapport à l'évaluation des charges pour l'année 2006 » pour justifier sa proposition de CSPE pour 2007 [232]. Il semble que cette mesure a donné lieu à une véritable épreuve de force entre EDF _ menaçant de ne plus investir dans des moyens de production en ZNI _ et la CRE qui voulait conserver le taux antérieur de 7,25 % appliqué aux travaux de lignes électriques (lesquels ne présentent, en termes d'investissement, pas du tout les mêmes risques).

Nombreux sont ceux, à EDF, qui ressentent une forme de discrimination à son encontre (au détriment des clients d'EDF, in fine) : alors que les producteurs indépendants ont toutes les cartes (taux rémunérateur, transparence sur les approvisionnements, durée de contrat de 12 ans, etc.) en mains pour établir leur « business plan », les contrôles tatillons de la CRE ⁸³ mettent **EDF en permanence à la merci de règles non écrites et changeantes, toujours avec malus potentiel, sans jamais de bonus ...**

⁸² Cette analyse comparative a été réalisée entre octobre 2002 et avril 2003.

⁸³ Si les sommes en jeu étaient plus élevées (encore que la CRE ne dédaigne pas de courir après 1000 €, pour des « loyers perçus auprès d'agents d'entreprise » en Corse ...), on aimerait en savoir plus sur les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations, passés de 2002 à 2006, de 34 à 256 k€ !

4.2.3. OBLIGATIONS D'ACHAT

L'obligation d'achat pesant sur EDF et les DNN (cogénération et tous modes dispatchables inclus) représente l'essentiel des charges de service public et donc, théoriquement aussi de leur compensation. Son envol programmé par la loi POPE de juillet 2005 d'une part, par les arrêtés sur les nouveaux tarifs d'OA et la PPI de juillet 2006 d'autre part, dûment constaté (cf. [292] mais aussi [238], [261], [286], [298], [310], [313], [315] et [317]), aurait dû et devrait se traduire par une hausse corrélative de la contribution unitaire. Pourtant, on a vu (§ 3.3.4.1.) que les prévisionnistes de la CRE n'osent plus se risquer à des pronostics, échaudés qu'ils ont été par les oscillations constatées depuis 2002 : de fait (cf. tableau du § 3.1.1.), et **paradoxalement, des 6 années sous revue, c'est l'année 2007 qui affiche le plus faible montant annuel de compensation**⁸⁴.

Le paradoxe n'est qu'apparent. Revenons au tableau du § 3.2.1. et collons y (colonne 4) les « justifications » émises par la CRE [232] elle-même :

	2004 corrigé en 2007	2005 évalué en 2007	Principales justifications de la variation 2004-2005
EDF	1506,5	1337,0	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	1083,3	760,4	Hausse des prix de marché
Surcoûts ZNI	421,4	554,4	
surcoûts de production	343,0	446,4	Hausse du prix du fioul et de la consommation
surcoûts contrats d'achat	78,4	108,0	Entrée en service de nouveaux moyens de production. Hausse du prix du fioul
Charges dispositions sociales	1,8	22,2	Entrée en vigueur du tarif de 1 ^{ère} nécessité
ELD (ou DNN)	16,4	14,6	Hausse des prix de marché
Electricité De Mayotte	6,32	10,4	Poursuite de la mise en place de la péréquation tarifaire. Hausse de la consommation
Total	1529,3	1362,0	

N'est-il pas étrange qu'une « hausse des prix de marché », a priori identique sur la plaque d'Europe de l'ouest, n'ait pas des effets du même ordre sur la compensation des charges supportées selon les opérateurs, continentaux, concernés ? On constate en effet :

- une **baisse de 29,8 %** pour l'OA (hors ZNI) d'EDF, soit de 320 M€
- une **baisse presque trois fois moindre (11,0 %)**, pour les DNN, soit de 2,2 M€.

En fait, la distorsion s'explique uniquement par le distinguo (cf. § 2.2.2.1.) sur le « coût évité » pour l'opérateur astreint à l'OA, qui sera :

- le (ou les) « prix de marché », si l'acheteur est EDF ;
- le « tarif de cession », si c'est un acheteur DNN (n'ayant pas fait jouer son éligibilité⁸⁵).

Oui ! Et alors ? Alors, ça fait une différence majeure !

4.2.3.1.. Dans le cas des DNN, ...

... ce prix couvre très exactement le coût évité par ladite OA tandis que, dans le cas d'EDF, c'est un prix théorique qui peut n'avoir qu'un très lointain rapport avec le coût de revient de l'énergie qu'il eut été nécessaire d'acquérir ou produire en absence d'OA.

⁸⁴ Pour EDF seule, 2007 se situe (au stade prévisionnel) 13 % en dessous de la moyenne des années 2002-2006. Certes, on pourra dire qu'il y avait eu surestimation initiale et que les corrections des prévisions des années antérieures tirent la dernière année vers le bas. A ce point ?

⁸⁵ Loi et décret prévoient, on l'a vu, une pondération entre « tarif de cession » et « prix de marché » s'il s'agit d'un DNN ayant fait jouer son éligibilité. Cinq DNN seulement sont dans ce cas [232], évidemment les plus gros : Grenoble, Metz, les Sorégies, récemment fusionnées, de la Vienne et des Deux-Sèvres et Electricité de Strasbourg (cf. **annexe B5**). Pour simplifier, nous ne considérons que le cas général.

D'abord, il importe de préciser que tous les DNN s'approvisionnent auprès d'EDF (et, pour la plupart d'entre eux, exclusivement) à un prix de gros que le législateur a gravé dans le marbre du décret n° 2005-63 [147] sous forme de ce qu'on appelle précisément le « tarif de cession ».

On aura en tête, bien aidé par l'avis CRE de janvier 2004 sur le sujet [120]⁸⁶, que :

- ce tarif a pris le relais du prix de gros qui permettait à tout DNN, depuis la nationalisation, d'acquérir l'énergie⁸⁷ qu'il distribue ensuite, au détail, à ses clients ;
- ledit « tarif de cession » était estimé par la CRE à 29,2 €/MWh c'est-à-dire très voisin du coût de production d'EDF, de sorte qu'il conférait au DNN une marge de 2,9 à 3,7 €/MWh ;
- ce tarif est inchangé depuis 3 ans et demi, n'étant pas affecté par les hausses des dernières années, ce qui a pour effet ... d'accroître la marge des DNN⁸⁸ ;
- la toute dernière hausse des tarifs réglementés, bien qu'insuffisante pour EDF aux yeux de ... la CRE [314], a « plus que doublé » ladite marge (voir **annexe A17**) ;
- ainsi, un DNN n'ayant aucune ressource propre _ cas des Houches [307] mais fréquent dans l'hexagone _ peut-être considéré comme un « district de distribution » autonome et ... favorisé par rapport à son homologue relevant d'EDF !
- enfin, la prise en compte dudit tarif de cession comme « coût évité » par l'obligation d'achat laisse de marbre l'opérateur concerné pour qui l'affaire est blanche⁸⁹ ».

Ainsi, l'« obligation de cession » d'énergie EDF aux DNN est tout bénéfice pour ceux-ci.

4.2.3.2. Pour EDF, ...

... tout l'enjeu de la compensation de son obligation d'achat dépendra de l'évolution des « prix de marché »⁹⁰.

A) Il est, là aussi, nécessaire de procéder à un retour en arrière. Six mois après avoir produit sa première « proposition de CSPE pour 2002 » [62], la CRE émit une « communication » (que nous avons déjà évoquée [79]) apparemment sur le même sujet et pour la même année 2002. En réalité, le titre le précise bien, il s'agissait d'une note méthodologique « relative au calcul » desdites charges.

La note revêt la forme d'une étude qu'aurait pu faire un énarque ou un polytechnicien, sauf que celle-ci mêle rigueur et approximations (ou, tout au moins, affirmations hâtives, on le verra, lapalissades⁹¹ ou insinuations⁹² à la limite de la condescendance). Ayant bien rappelé que « les charges doivent être

⁸⁶ Cet avis a très probablement déplu, critiquant notamment « les références à l'éligibilité partielle des DNN ; [la possibilité d'] allers et retours entre les contrats aux tarifs de cession et le marché [sorte de « TaRTAM » avant l'heure et gratuit ! (NDLR) ...] ; [l'opportunité ainsi donnée de] pratiques de 'prix prédateurs' sur les clients professionnels ; [...] le nombre d'options proposées [...] ». D'où l'année de retard à la parution du décret et de l'avis associé ? Certains DNN n'hésitent pas à concurrencer EDF [219] : pour ce faire, GEG [291] a créé GEG-SE mais aussi, avec d'autres DNN (dont Sorégies), la société « Alterna ».

⁸⁷ Et « le décret du 6/12/2001 décrit précisément la référence à retenir pour le calcul des charges à compenser dans le cas des DNN : 'le coût qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité au tarif de cession appliqué à ce distributeur' », tarif de cession qui ne paraîtra que 3 ans plus tard [79].

⁸⁸ C'est pourquoi tel DNN peut faire état, pour son propre cas [281], d'un « tarif de cession : 32 €/MWh en moyenne sur 2006, auquel il faut ajouter le TURPE2 pour 15 €/MWh, alors que le prix de vente moyen au tarif réglementé en 2006 fut de 59,5 €/MWh ». Marge ? : 12,5 €/MWh !

⁸⁹ Il arrive même que l'affaire soit bénéficiaire : c'est le cas d'un DNN propriétaire de moyens de production renouvelables, qui valorise ses kWh par la CSPE (exemple de Briançon, pour ~ 400 k€ [281], ou encore de Bonneval-sur-Arc (73)). A posteriori, les opérateurs historiques non nationalisés qui possédaient des installations (hydrauliques, la plupart du temps) amorties depuis longtemps ont dû voir la « loi de modernisation » comme une fort bonne affaire, les kWh délivrés étant non seulement facturés à leurs clients comme avant mais aussi subventionnés par le reste des consommateurs français !!!

⁹⁰ La règle du jeu invoquée ci-dessus ne figurait pas dans le « plan vert » de la gauche plurielle. En effet (cf. § 2.1.5.1), c'est une veille de Saint-Sylvestre, par un article 118 glissé dans le fourre-tout d'une loi de finances rectificative pour 2004, que le gouvernement Raffarin a « inséré une phrase ainsi rédigée : 'les coûts évités sont calculés par référence aux prix du marché de l'électricité' », non sans avoir supprimé les mots : « d'investissement et d'exploitation ». Cette modification de principe de l'article 5 de la loi de modernisation de février 2000 satisfaisait une revendication essentielle du Syndicat des Energies Renouvelables. Ce ne fut pas la seule étrenne de fin d'année (cf. [218]).

Par ailleurs, la note méthodologique [79], marquant l'infléchissement de la doctrine de la CRE en la matière, se trouve avoir été signée le 16 mai ... 2002. Hasard ou coïncidence ?

⁹¹ Comme : « Il en résulte que les coûts marginaux variables de production d'EDF ne peuvent être, en théorie, supérieurs aux prix de marché. » (en page 3).

⁹² Du genre :

‘intégralement compensées’ [...] de manière à n’entraîner aucune distorsion de concurrence », la note procède à une longue dissertation sur la façon de « déterminer [...] le prix d’acquisition de l’électricité et les ‘coûts d’investissement et d’exploitation évités’ à l’acheteur (article 5 de la loi du 10 février 2000) ⁹³ [...], d’abord sous forme d’évaluation prévisionnelle, puis de manière définitive ». Il va de soi que c’est le deuxième terme du calcul qui occupe 9 pages sur 10, le « prix d’acquisition » de l’énergie objet de l’obligation d’achat ne suscitant aucune espèce d’interrogation métaphysique.

Ayant « lancé le 22 octobre 2001 une consultation sur les méthodes de calcul des coûts évités », la CRE indique que « la synthèse des réponses ⁹⁴ à la consultation ne fait pas apparaître de consensus sur le choix de la méthode de calcul des coûts évités à EDF. Les réponses sont, dans l’ensemble, partagées entre les deux types de méthodes proposées par la CRE : prise en compte du fonctionnement du parc de production d’EDF, prise en compte des prix de marché. En dehors des propositions que la CRE ne peut retenir car non conformes au cadre législatif et réglementaire [nous aurions aimé en savoir plus], une troisième méthode de calcul des coûts évités, parfois utilisée dans le passé, a été proposée : le coût évité serait égal au coût complet de production d’une centrale à cycle combiné au gaz (CCG) ».

Après ce prologue, « trois types de méthodes de calcul des coûts évités sont donc envisagées dans la suite [du] document :

- coût évité égal au coût marginal de fonctionnement du parc d’EDF ;
- coût évité égal au prix de marché ;
- coût évité égal au coût de production d’un CCG. »

Thèse ...

Antithèse : la CRE relève que « la méthode des prix de marché proposée par la CRE donne donc un niveau de coût évité supérieur, en théorie, à celle du parc de production d’EDF. **En pratique**, à condition de considérer un ou des marchés sur lesquels les contraintes de réseau sont peu fréquentes, **les deux méthodes donnent des résultats peu éloignés.** » (page 3).

Et synthèse : « la CRE est conduite à privilégier, pour le calcul des coûts évités, la méthode des prix de marché » (page 5).

Ainsi la note conclut à la nécessité de « privilégier [...] la « méthode 1 » proposée par la CRE dans sa consultation publique » (tiens, n’y eut-il pas un préjugé dans la démarche ? ⁹⁵), non sans évoquer une réserve portant sur l’absence de « congestions régulières vers la France aux interconnexions » (cas de l’Espagne et du Royaume-Uni). Pour notre part, nous aurions cité aussi l’hypothèse d’une vraie « concurrence libre et non faussée », assez difficile à organiser en général (à preuve les ententes illicites qui défraient parfois la chronique), en particulier pour le marché d’un bien essentiel et non stockable, régulièrement chahuté ⁹⁶ [274].

-
- « ... sous réserve de considérer qu’EDF se comporte comme un acteur économique rationnel » (en page 2) ;
 - « Pour un acteur économique rationnel, le critère pour décider un investissement est justement que l’économie espérée sur les coûts variables permette de rembourser (et au-delà) les coûts fixes générés par cet investissement » (en page 2) ;
 - « Sous la seule condition qu’EDF se comporte comme un acteur économique rationnel [...] » (en page 4) ;
 - « la méthode des coûts marginaux de production d’EDF nécessiterait de recourir à des données détaillées relatives au fonctionnement du parc de production d’EDF. Ces données, commercialement sensibles, ne pourraient être publiées, ce qui enlèverait toute transparence au calcul des coûts évités. En outre, elles seraient nécessairement fournies par EDF, et la question de leur validation se poserait » (en page 5).

⁹³ Article non encore modifié par la LOLF n°2004-1485 ...

⁹⁴ 10 réponses venues du secteur électrique, 17 d’organismes professionnels, 2 d’entités institutionnelles et 3 réponses individuelles.

⁹⁵ On ne peut s’empêcher de le penser en relisant la « proposition » de 2002 [62] : « La CRE a lancé une consultation publique sur les méthodes de calcul des coûts évités, dont la phase de recueil des contributions s’est achevée le 3 décembre 2001 et dont le dépouillement, qui sera suivi d’auditions, est toujours en cours. Le choix de la méthode de calcul définitif des coûts évités n’a donc pas encore été fait. La CRE souhaite toutefois souligner dès aujourd’hui que les deux familles de méthodes envisagées (analyse du fonctionnement du parc de production d’EDF, prix de marché) n’ont pas de raison de donner des résultats significativement différents ». La CRE a ses raisons que la raison ne connaît pas ?

⁹⁶ En juin 2004, la CRE [137] remarquait que le pic de prix de Powernext du 11 août 2003, à 1000 €/MWh [274], « correspondait à un risque maximal qui justifiait que des quantités importantes d’électricité soient achetées en prévision d’un éventuel arrêt de plusieurs groupes de production », du fait de la canicule estivale. Ajoutons : et du fait de l’affligeante immobilité des éoliennes européennes !

Prévenant de possibles objections, la CRE invoque, au § 1.1.5., la « conformité avec les textes » : « Plusieurs réponses à la consultation publique de la CRE indiquent que la méthode de calcul des coûts évités par les prix de marché est contraire au texte de la loi, qui parle de « coûts d'investissement et d'exploitation évités ». Selon ces contributions, un prix ne peut en aucune manière être assimilé à un coût, et cette méthode doit donc être exclue.

Il convient tout d'abord de rappeler que le décret du 6 décembre 2001 fait explicitement référence aux conditions de marché : les coûts évités à EDF doivent être calculés « ... dans le contexte du parc de production national et du marché ».

Mais surtout, il existe une équivalence de principe entre les notions de prix et de coût, qui correspond au choix, qui se présente régulièrement à tout acteur économique, entre faire et faire faire. Ainsi, EDF a, à tout moment, le choix entre produire (faire), et acheter sur le marché (faire faire). S'il choisit de faire, il supporte un coût interne de production, s'il choisit de faire faire, il supporte un coût d'achat, qui est égal au prix du marché. Dans les deux cas, il supporte un coût pour avoir la disposition des quantités d'électricité nécessaires pour satisfaire la demande qui lui est adressée.

Il n'existe donc aucune incompatibilité de principe entre les notions de prix et de coût, et la loi ne fait pas obstacle à ce qu'un prix de marché soit utilisé pour calculer le coût évité. »

Après des considérations qui nous dépassent quelque peu (et sur lesquelles nous n'avons pas assez travaillé : sur le choix des marchés, la prise en compte des frais de transit internationaux, le pas de temps utilisé, etc.⁹⁷), la CRE insiste si lourdement⁹⁸ sur la simplicité de mise en œuvre de sa méthode qu'on pourrait la suspecter d'avoir eu, pour souci prioritaire, celui de ne pas se compliquer la tâche. Il est vrai que, ce faisant, elle ne s'est fabriquée qu'un seul « ennemi », EDF :

- seul perdant dans l'affaire (tous les autres _ producteurs bénéficiaires de l'OA et DNN notamment _ y trouvant, au contraire, pleinement leur compte)
- et tenu en muselière par son actionnaire majoritaire.

B) Sur de telles bases, on ne peut que s'interroger quant à l'absence de tout doute, de toute remise en cause, par la CRE, de son dogme de l'équivalence des deux méthodes en balance⁹⁹, aux effets si bien différenciés selon les opérateurs historiques : dans son rapport d'activité de juin 2005 [161], elle explique à nouveau que « le calcul des coûts évités à partir des coûts d'investissement et d'exploitation évités aurait été complexe, contestable et peu transparent » tant il est vrai que « cette méthode, économiquement justifiée, présente par ailleurs des avantages de simplicité, de sécurité juridique et de transparence. »

On a rassemblé, en **annexe A13**, trois diagrammes de source CRE traçant l'évolution de l'impact du « prix de marché moyen pondéré » (dit PMP) sur les obligations d'achat d'EDF. Attention : les grandeurs et échelles employées varient de l'une à l'autre (en particulier, sur la fig. du rapport 2005, il faut lire les valeurs de PMP sous l'axe des abscisses), ce qui ne facilite pas la vision synoptique (était-ce voulu ?). Notre présentation synoptique, elle, met en exergue le fait que les charges dues à l'obligation d'achat n'ont cessé d'évoluer, d'une manière que l'on pourrait croire

En juin 2006 [182], nouvelles explications sur de nouveaux soubresauts : « En février et mars 2005, des pics de prix horaires jusqu'à 305 €/MWh ont été observés pendant plusieurs jours. [...] En juin 2005, une vague de chaleur et de sécheresse a provoqué une chute importante de la production hydraulique, des restrictions de production en raison de problèmes de refroidissement des centrales thermiques, et une augmentation de la consommation. [...] En novembre 2005, en raison d'une vague de froid en Europe du nord, les prix spot ont atteint un niveau jamais observé sur les marchés français et allemands, et la tension en pointe en France a été considérable. Des pics de prix horaires ont eu lieu sur Powernext le 28 novembre 2005 à 517,60 €/MWh et le 29 novembre 2005 à 609,04 €/MWh (à l'heure 19 dans les deux cas). Les prix spot ont ensuite baissé, mais sont restés à un niveau très élevé [...] ».

⁹⁷ Mais il ne nous a pas échappé que « la CRE n'envisage pas, pour l'année 2002, de prendre en compte, dans le calcul des coûts évités, la décote due à la production non prévisible ». Ce qui augmente(ra) d'autant le « coût évité » de l'éolien (en proportion grandissante alors que, à l'époque, J. Syrota pouvait effectivement arguer de ce « que les éoliennes [représentaient] une production très faible comparativement [à] la cogénération, filière à la production prévisible ») et donc le surcoût résultant pour EDF.

⁹⁸ On ne décompte pas moins de 12 occurrences des mots : simple, simplement, simplicité (et transparence !).

⁹⁹ La troisième, celle du CCG, n'est qu'une variante de la « méthode 1 », comme la CRE le reconnaissait d'ailleurs [79]. Il en aurait été tout autrement si elle avait envisagé l'hypothèse d'un (ensemble de) réacteur(s) nucléaire(s) pouvant moduler (leur) sa puissance, jouant sur le foisonnement de l'ensemble du périmètre d'équilibre d'EDF (dont les fluctuations de l'obligation d'achat, comme l'évoque la CRE en page 9, pour s'accommoder de l'imprévisibilité de la production éolienne).

erratique. Du moins tant qu'on n'a pas réalisé que plus le « prix de marché » monte, plus EDF paie cher l'énergie qu'elle est obligée d'acheter, moins elle en est compensée ...

Il faut dire que, chaque année, la CRE a, dans sa foi en un marché sans doute guidé par la « main invisible » d'Adam Smith [304], fait preuve d'un optimisme déroutant, aussitôt mis en déroute l'année suivante. Le tableau ci-après résume l'évolution des PMP (en €/MWh) telle que l'a pronostiquée (~) ou/et constatée la CRE, faisant à partir des graphes de l'**annexe A13** sus-dite, état d'un **triplement probable en 5 ans** :

« Prix du marché pondéré » tiré des RA de la CRE	Juin 2005 [161] fig. 65	Juin 2006 [182] fig. 63	Juin 2007 [300] fig. 68
Année 2002	22,1	22,1	22,1
Année 2003	28,9	28,9	28,9
Année 2004	~ 30	29	29
Année 2005	~ 35	~ 35	50,5
Pour 2006		~ 48	~ 47
Pour 2007			~ 64 ¹⁰⁰

N'est-on pas tenté de retourner à la CRE sa suspicion à l'égard d'EDF : le marché est-il le reflet du comportement d'« opérateurs rationnels » ? Si oui, qu'y a-t-il de rationnel dans tout ça ?

4.2.3.3. S'agissant des « cas particuliers, ...

... d'achat de production dispatchable, nous ne pouvons rien ajouter aux considérations précédentes (cf. § 2.2.2.2.), manquant totalement d'éléments, et surtout de comparaison avec d'autres situations puisque, en France, seule EDF (ou RTE) y est tenue.

4.2.3.4 Une compensation discriminatoire envers les « opérateurs historiques »

Ce que les graphes CRE de l'**annexe A13** se gardent bien de montrer, ce sont les charges réellement supportées par EDF. On note en effet la subtilité des intitulés de ces figures : « charges d'EDF dues à l'obligation d'achat »¹⁰¹ ou « charges dues aux contrats d'achat (hors ZNI) », qui laisse penser qu'il en coûterait à EDF de l'ordre du milliard d'euros.

En réalité, il s'agit là, seulement, de la CSPE, c'est-à-dire la compensation touchée par EDF au titre des obligations d'achat, hors ZNI. La « partie visible de l'iceberg » de l'obligation d'achat. En effet, un rapide et sommaire calcul explique l'avantageuse présentation (sauf pour EDF) :

- **26 TWh** en moyenne (cf. toujours la figure 65 de [161]) dont ...
- **l'achat obligé** est facturé, « à la louche » (moyenne entre cogénération et éolien), **90 €/MWh**
- soit un débours annuel de l'ordre de **2340 M€**
- sur lequel EDF touche une CSPE pour la partie excédant le PMP (disons 50 €/MWh), soit :
 $26 \times (90 - 50) = 1040 \text{ M€}$

Résumons nous, et sans en rajouter¹⁰² : **là où l'« obligation de cession » est neutre ou bénéfique pour un DNN, l'« obligation d'achat » coûte de l'ordre de 1,3 Md€ à EDF !** Ce raccourci, qui a le mérite de la « simplicité », nous a été confirmé, tout au moins son ordre de grandeur, par la DOAAT [278], dont on devine alors que ses relations avec la CRE puissent être diplomatiquement « franches ».

Est-ce cela que le législateur prévoyait, à l'article 5 de la « loi de modernisation », et que la CRE est censée garantir [79], en guise de « compensation intégrale » des charges de service public ?

4.2.3.5. Un avis d'expert

Consulté sur le sujet [339], Marcel Boiteux interroge : « Qu'appelle-t-on « prix du marché ». S'il s'agit d'un prix instantané pour une fourniture dont la suite n'est pas garantie, la position de la CRE est tout à fait défendable. Si, au contraire, le prix du marché est un prix de contrat visant une fourniture durable et garantie (sur une année par exemple), la position de la CRE est erronée. La référence au prix du marché

¹⁰⁰ Dans [232], on apprend plus précisément qu'« entre 2005 et 2007, on constate une baisse de 14 % des surcoûts relatifs aux contrats d'achat due à l'importante hausse des prix de marché de l'électricité de gros, de 50,5 à **63,6 €/MWh**. [...] ». Mais où est donc justifiée cette « hausse du prix de marché moyen pondéré de 13 €/MWh », apparaissant au tableau D de l'annexe 1 ? Elle résulte (cf. § 2.3.1.1. de cette même annexe) des « prix du contrat à terme trimestriel du marché boursier français Powernext ». Quelle en est la fiabilité ?

¹⁰¹ Il semble, à y regarder de plus près, que la figure, n° 65, du rapport annuel [161] exclut les obligations d'achat des ZNI.

¹⁰² L'**annexe B6** illustre, sans prétention, le mécanisme discriminatoire de la compensation de l'OA pour les opérateurs historiques, les non nationalisés d'une part, l'étatisé de l'autre.

reste en effet toujours valable dans son principe, mais il s'agit, pour les éoliennes par exemple, ou pour le petit hydroélectrique fâcheusement corrélé avec les aléas de l'hydraulicité régionale, d'une fourniture non garantie et donc du "marché des fournitures non garanties" (affichant soit des prix instantanés, soit des prix de contrat différents suivant l'importance des aléas et leur plus ou moins grande corrélation avec ceux de l'offre ou de la demande) ».

La réponse tient dans l'encart ci-après, extrait de l'ann. I sur les « Charges prévisionnelles au titre de l'année 2007 (CP'07) » de la communication CRE [232] dont nous avons souligné quelques phrases qui attestent le choix de la CRE pour un marché fondé sur les « prix de contrat visant une fourniture durable et garantie [...] position [jugée] erronée » :

2.3. Coûts évités à EDF par les contrats d'achat

2.3.1. Coût évité par les contrats d'achat hors ZNI

2.3.1.1. Cas général

La loi du 10 février 2000 dispose que les coûts évités à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale sont évalués « par référence aux prix de marché de l'électricité ». La CRE retient comme référence de calcul du coût évité, pour chaque trimestre de l'année 2007, le prix du contrat à terme trimestriel pour l'année 2007 du marché boursier français Powernext. Les prix à terme trimestriels retenus correspondent à la moyenne des prix à terme trimestriels évalués aux mois de juin, juillet et août 2006⁶ :

Tableau 5.1 : Prix de marché trimestriels pour 2007

Q1 2007	Q2 2007	Q3 2007	Q4 2007
73,20	43,43	51,71	61,80

Les prix de marché mensuels sur l'année 2007 sont calculés à partir de la moyenne, sur les années précédentes, des rapports du prix du mois sur le prix du trimestre correspondant.

En théorie, il faudrait soustraire du coût évité le coût des écarts supportés par EDF du fait de l'imprévisibilité d'une partie de l'obligation d'achat. Mais l'étude de ces écarts a révélé que ceux-ci sont négligeables par rapport aux écarts liés à la consommation. Par conséquent, aucune décote liée à cette imprévisibilité n'est prise en compte pour l'année 2007. [...]

⁶ les trois premiers trimestres de 2007 étant les seuls cotés, le prix retenu pour le dernier trimestre 2007 est tel que la moyenne pondérée des prix des trimestres est égale au prix du contrat à terme annuel 2007.

La suite du propos de Mr Boiteux prend alors tout son relief :

« Et ce marché, théoriquement parfait, n'existe pas en fait ! Se référer à un marché qui n'existe pas n'est guère opérationnel - à la différence du marché financier des placements, qui distingue et rémunère beaucoup mieux les placements à long terme que les successions de placements à court terme étalés sur la même durée. Essayez donc de demander à votre banquier de rémunérer votre compte courant comme un placement durable, au prétexte que les disponibilités des comptes courants de sa clientèle foisonnent et équivalent "presque" à du long terme : il vous rira au nez. La CRE aussi, j'espère ». Nous aussi, sans en être vraiment sûrs.

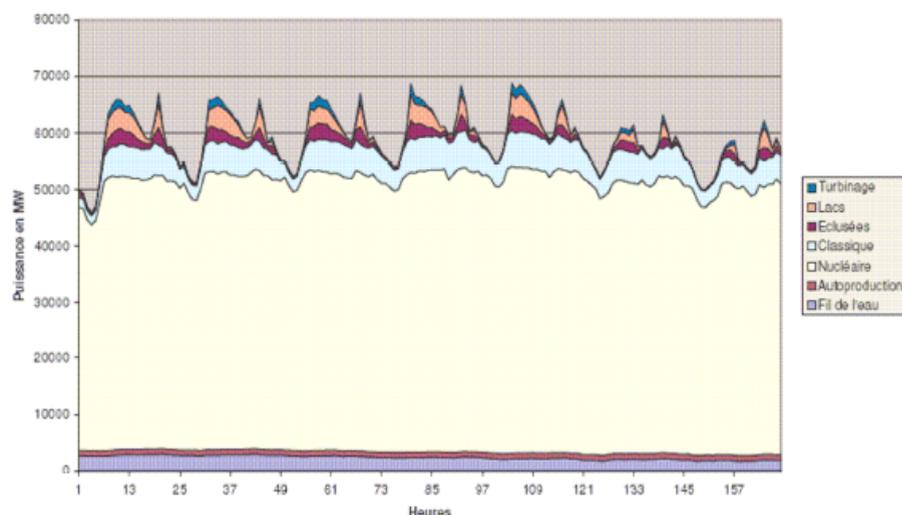
Du moins sommes nous rassurés sur notre appréciation du mode de calcul des coûts évités par la CRE, fondée sur le seul constat de ses incohérences : prévisions erratiques, application manifestement discriminatoire à EDF par rapport aux DNN. D'autant que la parabole est saisissante : **le foisonnement d'une énergie fatale ne la rend pas dispatchable**, surtout pas en août 2003, février 2005 ou juillet 2006.

4.2.3.6. Quelle est la problématique ?

Pour notre part, nous ne minimisons pas la difficulté de déterminer la valeur des « coûts évités », évidemment dépendante de la charge du réseau (dont les fluctuations sont illustrées par la courbe RTE ci-après, extraite du rapport PPI 2006) et de la structure du parc (plus ou moins carboné, de coût marginal plus ou moins élevé) qui détermine l'importance relative des appels à telle ou telle énergie¹⁰³.

¹⁰³ Sur la figure RTE, on voit bien que l'amplitude maximale des moyens hydrauliques (hors fil de l'eau) appelés en pointe était, cette semaine-là, du même ordre que la bande dite « classique » (8 et 6 GW), cette dernière ne s'effaçant cependant pas totalement pendant les creux. De là à penser que celle-ci incluait une cogénération en THF et que la semaine en question était de novembre-décembre plutôt que de septembre-octobre ?

Figure 4 : Décomposition de la production électrique pendant une semaine d'automne 2003



Nous nous bornerons à constater que :

- la CRE considère que l'obligation d'achat permet à EDF d'éviter des coûts correspondant aux achats qu'elle aurait dû faire sur le marché (lequel ? dirait Mr Boiteux) comme si l'entreprise ne disposait d'aucun sourcing interne !
- pendant les cinq mois d'hiver, les cogénérateurs produisent « plein pot » (c'est le mot, s'agissant de gaz brûlés !), y compris la nuit : cette énergie se substitue donc à la « base » nucléaire (émanant d'environ 5 réacteurs 900 MWe), planifiable des années à l'avance ;
- les sources d'énergie intermittentes, éolien en tête, relèvent de ces « comptes courants » auquel Mr Boiteux a ... réglé leur compte, de façon fatale, c'est-à-dire basique !

Aussi n'accorderons-nous **aucun crédit au calcul CRE des surcoûts dus à l'obligation d'achat** (du moins pour le cas général, celui de la cogénération et de l'éolien ¹⁰⁴) qui a pour effet (positif ?) de minorer le montant annuel de la CSPE et (très négatif) de pénaliser exclusivement EDF.

4.2.4. TARTAM

La ponction de 0,55 c€/MWh sur la CSPE n'est évidemment pas compensée à EDF puisque reversée aux opérateurs alternatifs. C'est une escroquerie, sur le dos de tous les clients (« de leur plein gré [car] à leur insu », oserons-nous dire !).

Et une autre demi-extorsion qu'il ne faut pas oublier : la CUHN (sans jeu de mots !) aux dépens d'EDF et Suez (essentiellement aux dépens des clients EDF, encore) !

5. NOS PREVISIONS

Le paradoxe étant expliqué, il nous est maintenant possible d'oser un pronostic sur l'évolution de la CSPE, d'ici fin 2015. Ou, tout au moins, d'indiquer ce qu'il va en coûter à EDF et à ses clients, indépendamment d'une compensation dont on a vu ce qu'il fallait penser.

Nous nous en tiendrons cependant à une évaluation du montant de la CSPE :

- au strict « titre des années considérées », c'est-à-dire sans intégrer les apurements antérieurs ;
- en €₂₀₀₇, pour ne pas avoir à tenir compte d'une inflation hypothétique (mais en prenant en considération la dégressivité des tarifs de l'obligation d'achat de l'éolien),
- pour l'année 2007 sur la base de la communication CRE [232],
- pour l'année 2016, c'est-à-dire après réalisation des objectifs de la PPI (et en tenant compte des AO éoliens de 2004, tant sur terre qu'à Veulettes-sur-Mer, en Manche), à nos risques et périls !

¹⁰⁴ La réflexion pourrait impliquer l'import-export avec les pays limitrophes. Elle serait alors d'une extrême complexité. A supposer que l'éolien « obligé » donne lieu à surproduction française, donc permette de lucratives exportations _ illusion dont les Danois sont revenus _, ne devrait-on pas aussi comptabiliser cet export apparemment nucléaire (mais « pleinement vert » en fait) comme bénéficiant aux Allemands, Italiens ou Espagnols, grands brûleurs de carburant fossile ? Corollaire : ne faudrait-il pas d'urgence marquer les électrons pour pouvoir les décompter ? Warum nicht avec des traceurs radioactifs !

5.1. Pour l'année 2007

Comme nous l'avons vu, les dés ont été lancés et la contribution unitaire a été, tacitement, maintenue à hauteur de 4,5 €/MWh.

Nous nous contentons donc de passer au crible l'approche CRE susdite (cf. **annexe B7**). En particulier :

- d'une part, en réévaluant à 4,2 TWh la production éolienne nationale, sensiblement sous-estimée par la CRE, car il est patent que, dès fin 2006, le parc dépassait les 1 500 MW ;

Année 2007	Débours : - OA ou - autre	Coût « évité » officiel (selon la CRE)	CSPE
Obligation d'achat (OA)	2 495,5	1 824,6	670,9
ZNI (hors OA)	270,3	127,8	142,5
Volet social	129,6	Equivalent à 67,2	62,4
TaRTAM	211,0	0	211,0
CUHN	220,0	Escamoté à 220	0
Total annuel EDF	3 326,4	2 239,6	1 086,8
Total annuel des DNN			16,8
Total E.D.Mayotte			26,2
CSPE au titre de 2007			1 129,8 M€

- d'autre part, en prenant en compte une variante de calcul des coûts évités, supposant un « Mix » voisin de 30 €/MWh, qui serait évidemment bien plus favorable à EDF que ne le sera la référence au « prix de marché », à 63,6 €/MWh (cf. **annexe B8**).

Selon cette variante, la part EDF de la CSPE (hors TaRTAM) devrait être presque double de son estimation actuelle par la CRE : **1 806 M€** au lieu de 1 087 M€. Si l'on inclut les 220 M€ de la CUHN, qui ne seront pas compensés, c'est **une perte de près d'un milliard d'€ aux dépens d'EDF, dès 2007**.

Et les années suivantes aggraveront une situation préjudiciable à l'équilibre budgétaire d'EDF :

- les actionnaires, actuels et futurs, en sont-ils bien conscients ?
- Quant aux nécessaires investissements productifs et
- ... à la masse salariale, on peut craindre le pire.

5.2. Pour les années 2016 et suivantes

5.2.1. L'ENVOL ANNONCE DES ENERGIES RENOUVELABLES

De 2006 (dernière année pleine) à fin 2015, l'effort renouvelable programmé par l'arrêté PPI de François Loos est considérable. Nous avons essayé, en **annexe A18**, d'en évaluer l'ampleur sur la base :

- dudit arrêté qui a fixé un objectif d'installation de 22,25 GW renouvelables,
- lesquelles puissances installées sont affectées d'un « facteur de charge » issu de l'analyse qu'en a faite la CRE dans ses avis sur les projets d'arrêtés tarifaires ;
- il en ressort une évaluation d'un productible renouvelable de presque **67 TWh**, venant en supplément des **28 TWh** bénéficiant, dès 2007, de l'obligation d'achat (cogénération pour moitié¹⁰⁵) et du **TWh** issu des appels d'offres 2004 portant sur moins de 400 MW éoliens.

5.2.2. L'EXPLOSION DES TARIFS D'OBLIGATION D'ACHAT

Quant aux tarifs, n'ayant pas les mêmes outils que la CRE, nous avons retenu les hypothèses simplificatrices suivantes :

- les tarifs portant sur les 28 TWh déjà contractés sont ceux des arrêtés Fabius-Pierret ;

¹⁰⁵ Nous avons exprimé (cf. supra 3.3.4.2.) nos doutes sur une éventuelle réduction des subventions à la cogénération, malgré le rapport des inspecteurs généraux [220]. Malgré la sortie du rapport Syrota [343], le responsable du Medad s'est dépêché de dissiper toute illusion et de rassurer les cogénérateurs (déclaration de J-L. Borloo lors du 7/10 de France-Inter, le 15 octobre 2007).

- ceux des appels d'offres éoliens, confidentiels, ont fait l'objet de notre « pifomètre » (mais qu'est-ce que 1 TWh sur 98 TWh ?) ;
- les tarifs portant sur les 69 TWh pronostiqués par la PPI sont ceux des arrêtés Breton-Loos ;
- nous tenons pour acquis que les éoliennes bénéficient toujours du tarif maximal TV1 (8,2 ou 13,0 c€₂₀₀₆/kWh sur terre ou en mer), ceci pour deux raisons :
 - o les statistiques que l'ADEME diffusait, sur le site www.suivi-eolien.fr, ont montré que c'est le cas de déjà vieilles « fermes » en service industriel (même au Cap Corse ¹⁰⁶), les temps de fonctionnement annuel enregistrés de 2001 à 2006 (période dite « de référence ») étant toujours inférieurs au seuil bas d'interpolation défini par l'arrêté Cochet ¹⁰⁷ ;
 - o l'arrêté de juillet 2007 renforce l'illusion d'une quelconque interpolation : imagine-t-on beaucoup de sites terrestres à plus de 2400 h/an, ou offshore à plus de 3000 h/an ? Et si tant est que cela se puisse, ça ne vaudra que pour les 5 (ou 10 dernières années).
- « le relèvement du tarif pour les centrales [hydroélectriques, compte non tenu de l'énergie houlomotrice] de très faible puissance devrait permettre un développement de cette gamme d'installations jusqu'ici peu rentables » [227].
- enfin, pour tous les tarifs, nous convenons de :
 - o raisonner en €₂₀₀₇ supposés constants, après une inflation de 2 % par rapport à juillet 2006, puis courants à la même valeur (« l'indexation du tarif d'une année sur l'autre » étant souvent généreuse [227] et n'ayant pas varié d'un gouvernement à l'autre !) ;
 - o considérer la dégressivité de l'éolien (ramenée de 3,3 à 2 %/an, les 2 autres dégressivités _ photovoltaïque et géothermie _ ayant été purement et simplement supprimées) comme « mangée » par une inflation supposée à même hauteur ;
 - o ne pas tenir compte des « primes à l'efficacité énergétique » des diverses installations de combustion dont les boni ont été d'ailleurs rehaussés en 2006-2007 (voir **annexe A12-4**) ,
 - o pas plus que du généreux déplafonnement octroyé par F. Loos aux cogénérateurs sur la compensation de leurs achats de gaz STS,
 - o non plus que des GWh produits au-delà des plafonds envisagés (ce qui vaut pour l'hydraulique comme pour le photovoltaïque),
 - o ni même des primes de régularité dont bénéficient éventuellement « hydro-producteurs » et « géo-thermiciens », ou encore de la « prime à la méthanisation ».

L'ensemble de ces hypothèses nous paraît garantir une **évaluation économique raisonnable du montant global de l'obligation d'achat**.

5.2.3. SURCOUTS 2016 DUS AUX CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITE

L'**annexe A18** détaille les coûts résultant de ces nouvelles obligations d'achat, mettant en exergue l'impulsion donnée par la PPI à :

- l'éolien :	3 937 M€
- la biomasse :	744 M€
- l'hydraulique :	719 M€
- le photovoltaïque :	473 M€
- la géothermie :	226 M€
- le biogaz :	216 M€
- les ordures ménagères :	57 M€.

« nouvelles » ressources d'énergie qui ne doivent pas occulter les « anciennes » (notamment la cogénération (1515 M€), l'hydraulique (363 M€) et l'éolien (352 M€) : cf. **annexe B7**).

Notre calcul des « coûts évités » par ces « achats obligés » donne lieu à trois évaluations :

¹⁰⁶ Oui, il s'y trouve 20 éoliennes fonctionnant sans accroc depuis plus de 7 ans. La mise à jour, par le juge Courroye, des raisons d'une telle tranquillité vaut des ennuis judiciaires au Directeur Général de la société qui les érigea : SIIF, devenue EDF-Energies Nouvelles, selon « Le Monde » du 25/07/05. André Antolini n'en est pas moins toujours président du Syndicat des Energies Renouvelables (et il fut, à ce titre et en tant que représentant de la « société civile », invité au 107^{ème} congrès du Parti Radical de MM. Borloo et Loos, le 16 décembre 2006).

¹⁰⁷ Si ceci devrait être contredit, encore faudrait-il le prouver. Comme l'ADEME ne publie plus, depuis 18 mois, aucune information de suivi de la production éolienne, ce sera difficile (voir notre analyse à ce sujet en annexe 13 de [218]).

- en fonction des prix de marché supposés stabilisés à **60 €₂₀₀₇/MWh** (question à poser à MM. Greenspan ou Trichet ?) ;
- avec un prix de combustible nucléaire seul économisé, à **10 €₂₀₀₇/MWh** ou encore ...
- selon un coût évité médian, à **30 €₂₀₀₇/MWh**¹⁰⁸, ou plus (en ZNI).

Années 2016 etc.	Débours : - OA ou - autre	Coût évité (selon prix du MWh)		
		Marché (60 €/MWh)	UO₂ (10 €/MWh)	Mix (30 €/MWh)
Obligation d'achat 2007	2 495,5	1 725,0	341,2	894,7
OA des AO de 2004	87,5	60	10	30
Obligation d'achat PPI	6 372,4	4 005,6	667,6	2 043,8
Total OA	8 955,3	5 790,6	1 018,8	2 968,5
ZNI (hors OA)	400,0	Equivalent à ~ 190,0		
Volet social	260,0	Equivalent à ~ 130,0		
Total annuel EDF	9 615,3	6 110,6	1 338,8	3 288,5

Les dépenses annuelles d'EDF devraient ainsi friser la somme monstrueuse de 10 milliards d'€₂₀₀₇ (près du tiers de son actuel chiffre d'affaires en France [340]), dont moins de 700 millions iraient aux charges sociales et à la compensation du surcoût (hors obligation d'achat) dans les îles.

Selon le mode de calcul des coûts évités, la CSPE se répartit ainsi entre EDF, les DNN et Mayotte :

CSPE annuelle EDF	3 504,8	8 276,6	6 326,9
CSPE annuelle des DNN		30,0	
CSPE annuelle E.D.Mayotte		50,0	
D'où une CSPE allant de ... à :	3 584,8	8 356,6	6406,9

Malgré un souhaitable doublement des efforts de solidarité envers les économiquement faibles d'une part, les DOM-COM et Mayotte d'autre part, on va tout droit vers une explosion de la CSPE vouée au culte quasi-exclusif de la « vertu écologique ».

Supposant, tout aussi vertueusement, une quasi-parfaite maîtrise des dépenses d'énergie électrique (la CRE prévoit pour 2007 une consommation à 458 TWh, exonérés de la CSPE inclus¹⁰⁹), une stabilisation de l'assiette des contributeurs de la CSPE à 400 TWh est plausible. **Il en résulterait une contribution unitaire de :**

- ~ **9 €/MWh si l'on suit le mode de calcul CRE, soit le double de son actuelle valeur.**
- près de 21 €/MWh si l'on considère que l'éolien, le photovoltaïque, etc. ne permettent qu'une économie d'oxyde d'uranium,
- le chiffre médian étant aux alentours de 16 €/MWh.

Si l'on fait l'hypothèse, indémontrable, que c'est ce dernier chiffre qui est juste pour l'entreprise EDF, la démarche CRE _ non moins contestable _ laisserait à charge d'EDF la modique somme de :

$$(6 110,6 - 3 288,5) = 2 822,1 \text{ M€}_{2007/\text{an}}$$

Inégalement répartie sur les 460 TWh vendus¹¹⁰, la surcharge moyenne, au-delà de la CSPE proprement dite (ce que nous appelons la « partie immergée de l'iceberg »), serait de ~ **7 €/MWh**.

¹⁰⁸ La disproportion de l'effort induit par l'arrêté PPI (17 GW éoliens, 6,1 GW fossiles et 1,6 GW d'EPR) ne permet pas d'occulter le thermique de semi-base. Mais plus les prix montent, plus le nucléaire devient vite rentable (< 2000 h/an).

¹⁰⁹ Une telle stabilité de la consommation ne peut se concevoir que par une régression du nucléaire pour faire place aux 70 nouveaux TWh vertueux. A moins de doubler les exportations ???

¹¹⁰ Il y a fort à parier qu'un relèvement de la contribution unitaire ne s'accompagnera pas d'un relèvement des seuils d'exonération, alourdissant d'autant la CSPE des particuliers.

Globalement, **chaque client EDF supportera vraisemblablement une charge de 16 €₂₀₀₇HT/MWh**, presque quadruple de la contribution unitaire actuelle. Soit une augmentation tarifaire, partiellement masquée, de l'ordre de **12 €₂₀₀₇HT/MWh**.

Accessoirement, **il faudra modifier l'article 5 de la loi n° 2000-108** selon laquelle « la contribution applicable à chaque kWh ne peut dépasser 7 % du tarif de vente du kWh, hors abonnement et hors taxes, correspondant à une souscription d'une puissance de 6 kVA sans effacement ni horosaisonnalité », la valeur de ce plafond étant, depuis août 2007, voisine de **5,85 €/MWh**.

5.3. De 2000 à 2007 : assauts de « vertitude »

La démarche d'évaluation précédente fournit un canevas pour mesurer les responsabilités respectives des gouvernements de gauche plurielle (de sa loi de modernisation du 10 février 2000 à ses derniers arrêtés tarifaires de 2002) et de droite sous J. Chirac (revalorisation desdits arrêtés, entre autres mesures).

Le tableau ci-après compare grossièrement le coût des investissements programmés par la PPI-2006-2015 selon qu'on leur affecte les tarifs Cochet ou les tarifs Olin. Les majorations tarifaires sont approximativement déduites de l'**annexe A12-4**, sauf pour l'éolien où nous avons repris la conclusion de notre étude [218], et la 4^{ème} colonne est déduite, à rebours, de la 2^{nde} colonne (elle-même issue de l'**annexe A18**).

Achats selon Olin	Majoration	... Cochet (à rebours)
Eolien	3 937	+ 30 %	3 028
Hydraulique	719	+ 40 %	514
Photovoltaïque	473	+ 330 %	110
Géothermie	226	+ 50 %	151
Biomasse	744	0	744
Biogaz	216	+ 45 %	149
UIOM	57	0	57
Total PPI	6 372 M€		4 753 M€

En clair :

- **la gauche a créé les conditions de développement des énergies renouvelables**
- **et la droite a majoré d'un tiers environ les coûts d'achat obligé par EDF,**
- toutes deux de connivence, **sur le dos d'électeurs auxquels on n'a jamais rien demandé,**
- pour mieux complaire (?) aux faiseurs d'élection que sont censées être les voix écologistes..

6. MUTUALISATION, MANIPULATION OU/ET MYSTIFICATION ?

6.1. Résumons nous ...

... au terme d'une analyse dont nous percevons l'aridité, due au souci d'un scrupuleux décryptage¹¹¹ de textes nombreux, filandreux et changeants, ainsi qu'à la mouvance du regard porté par la Commission chargée d'en surveiller la bonne application.

En février 2000, la CSPE fut conçue comme un mécanisme de compensation des astreintes de service public (la péréquation tarifaire, la solidarité avec les démunis et _ poste principal _ la politique de soutien aux énergies dites nouvelles (cogénération ?) ou renouvelables du fait de leur « obligation d'achat » par EDF et les « distributeurs non nationalisés »), de façon telle que les opérateurs les supportant en soient intégralement indemnisés, aux frais de leurs clients.

Petit à petit, les choses évoluèrent, les modifications succédant aux dérogations, de sorte que le mécanisme initial a été dévoyé :

¹¹¹ Rien à voir avec la nouvelle « lettre de la CRE », « Décryptages », (cf. [301] et [328]).

- d'abord en en faisant subir la charge financière à une partie seulement des clients, les gros consommateurs professionnels en étant, de diverses façons, exonérés ;
- ensuite en modifiant le calcul des charges liées au volet principal, à savoir l'obligation d'achat des énergies renouvelables (éolien en tête) et de récupération (cogénération, surtout), substituant aux « coûts d'investissement et d'exploitation » évités à EDF le « prix du marché », censé être représentatif des économies ainsi réalisées.
- enfin en différenciant l'application de ce mode de calcul selon que l'acheteur obligé est EDF ou un distributeur non nationalisé.

Il importe de souligner l'ambiguïté du rôle joué par la Commission de régulation de l'énergie qui, au début du moins, adopta une position frontale vis-à-vis des gouvernements : après avoir fait savoir combien elle n'approuvait pas les « indues » incitations financières à l'utilisation d'énergies « vertueuses », en mai 2002 [79] elle proposait une nouvelle méthode de calcul de la CSPE, soulignant que « les deux familles de méthodes envisagées (analyse du fonctionnement du parc de production d'EDF, prix de marché) n'[avaie]nt pas de raison de donner des résultats significativement différents » [62] pour ledit calcul du surcoût d'obligation d'achat.

Ce qui ne l'empêcha pas, de continuer à rendre des avis défavorables sur les projets ministériels d'arrêtés ou décrets fixant les tarifs de l'obligation d'achat, sans jamais, semble-t-il, en empêcher la parution ... d'autant que les cadeaux aux producteurs « dans le vent » ne firent que croître et embellir (substantiel relèvement des conditions d'achat en 2006, possibilités de contracter un second contrat, aussi avantageux que le premier, moyennant un très léger « lifting » et déplafonnement du prix du gaz pour les cogénérateurs, etc.).

La CRE ayant placé le débat de la CSPE sur le terrain méthodologique pour lequel nous ne sommes pas qualifiés, nous nous sommes contentés de suivre l'évolution de ses prévisions concernant le montant des charges à compenser chaque année. Il en ressort que la Commission, après avoir pronostiqué une incompatibilité entre le plafonnement de la contribution de CSPE et les hausses de charges prévisibles (montée en puissance de l'éolien et du solaire, notamment), a miraculeusement vu ses craintes se dissoudre, le nouveau mode de calcul, appuyé sur le marché, rabotant automatiquement ladite contribution unitaire. Soumise au jugement d'un expert, Marcel Boiteux, la « position de la CRE est erronée » parce que ledit marché devrait être celui « des fournitures non garanties [alors que] ce marché, théoriquement parfait, n'existe pas en fait ! ».

Le constat du grand écart entre les montants pronostiqués et ceux arrêtés, ainsi que celui d'une prévision systématiquement erronée de l'inflation des prix du marché de l'électricité (triplant en cinq ans, au grand dam des éligibles ...), ne semble pas avoir amené la CRE, le ministère et les politiciens à s'interroger sur les raisons de « résultats [aussi] significativement différents » de ceux attendus ¹¹².

Pire, on peut suspecter le camouflage d'une cagnotte dans une CSPE grossièrement minorée (plus de moitié, pour ce qui est de l'obligation d'achat d'EDF), à même de pourvoir à un TaRTAM, dispositif de financement d'un retour indolore d'éligibles partis voir ailleurs si l'électricité pouvait y être moins chère (ce qui fut sans doute le cas ... pendant quelques mois [219]). Tout ça au mépris absolu de l'esprit d'une CSPE censée assurer une mutualisation des seules charges relevant de l'intérêt général.

6.2. Conséquences

L'apparent paradoxe de prévisions constamment erronées (au point que la CRE ne s'y risque plus au-delà de l'année à venir) n'a de fâcheuses conséquences que pour EDF :

- les opérateurs n'ont à facturer à leurs clients (sans explication superflue) qu'une modeste contribution unitaire de 0,45 c€/kWh (4,5 €/MWh) et à en reverser le produit à la Caisse des dépôts et consignations ;

¹¹² Pas plus que la CRE, semble-t-il, n'apportera d'explications aux « cas d'anormalité », rapportés en fin d'**annexe A13**, contrevenant au principe du libéralisme qui voudrait que « dans un marché concurrentiel, le sens des échanges journaliers de court terme (importations/exportations) est cohérent avec le différentiel des prix aux frontières » [182].

- les contributeurs, nous voulons dire les « abonnés domestiques », n'y voient que du feu (et sans CO₂ !), l'individualisation de la CSPE ayant été compensée par une baisse du tarif réglementé et ce que ne compense pas la CSPE étant, de facto, incorporé dans ce tarif ;
- les producteurs indépendants (cogénérateurs, promoteurs éoliens, « producteurs autonomes de pointe », etc.) produisent des kWh et ... encaissent, sur la base de généreux tarifs garantis sur 12, 15, voire 20 ans, sans aucun risque, au point que des observateurs de plus en plus nombreux en viennent à redouter la création d'une « bulle verte »¹¹³ ;
- les quelque 160 petits opérateurs historiques (à savoir les « entreprises locales de distribution » ou DNN), y compris ceux concurrençant ouvertement l'ex-presque monopole EDF, n'y perdent rien, voire y gagnent quand ils disposent d'une source d'énergie « vert[ueuse] »¹¹⁴ subventionnée ;
- enfin les écologistes (affairistes ou militants sincères) se félicitent de ce « système avec obligation d'achat »¹¹⁵ et apprécient la modicité apparente de la contribution citoyenne (« Ah ! Cachez cet iceberg que je ne saurais voir ! » car il ne faut tout de même pas trop s'illusionner sur l'esprit civique des abonnés, a fortiori des clients ...).

Seule EDF voit ses débours d'obligation d'achat sous-évalués (d'au moins 1,3 Md€ en 2006), du fait de leur comparaison au « prix moyen du marché pondéré », et donc sous-compensés. Au détriment de ses 26 millions de clients particuliers et/ou de ses actionnaires, à court ou moyen terme.

6.3. « Concurrence libre et non faussée ? » ...

... telle pourrait être, au terme de cette expertise, l'unique question à poser :

- à EDF, dont la Direction est bien obligée _ du moins le donne-t-elle à penser _ de faire le dos rond devant l'Etat-actionnaire¹¹⁶ ;
- à la CRE, dont l'objectif de permettre « au client d'occuper une position plus forte face au fournisseur » [301] relève de l'incantation ;
- aux pouvoirs publics, qui n'en ignorent absolument rien ..
- si ce n'est à Bruxelles, dont le dogmatisme est chaque jour plus criant¹¹⁷.

¹¹³ Cf. [234], [240], [243], [257], [263], [286], [288], [290], [292], [313], [315] et [344], entre autres ...

Le secteur de l'éolien est saisi d'une véritable frénésie de transactions : nous citons, pour illustration et sans prétention à l'exhaustivité, les prises de participation (partielle ou totale) les plus récentes et spectaculaires (après celles d'Iberdrola sur Scottish Power, ou encore de Siemens sur le danois Bonus) :

- [316] : E.ON (sur la filiale « renouvelables » d'Endesa),
- [319] : General Electric Energy (Théolia, après Enron Wind),
- [319] : Suzlon (REpower),
- [327] : Alstom (Ecotecnia)
- [333] : Areva (Multibrid),
- [343] : GDF (Erelia),
- [348] à [350] : Suez ou RWE (Compagnie du Vent),
- [352] : Veolia (Eolfi),

Pour le plus grand bonheur d'entrepreneurs avisés, qui vendent leur part dès que les enchères sont au plus haut [354].

¹¹⁴ Même s'il s'agit d'un combustible fossile, comme à Grenoble ou Metz ! Michèle Rivasi n'a-t-elle pas vu dans le gaz une « énergie virgine par excellence » ?!

¹¹⁵ Bernard Chabot (ADEME) se réjouit, dans « Global Chance » d'avril 2007 [262], que ledit système soit « tout à fait compatible avec la libéralisation. [...] C'est un système avec obligation d'achat et des tarifs que l'on peut appeler 'efficaces et équitables' pour les énergies renouvelables : efficaces car ils permettent le développement en masse et équitables, car ils prennent en compte leurs avantages pour l'environnement. Ce système est appliqué en toute transparence sans atteinte au principe de compétition loyale entre les opérateurs, avec, en particulier, le fait que le surcoût est reporté de façon égale sur tous les consommateurs d'électricité ». On appréciera les à-peu près du discours.

Surcoût ? Claude Turmes (eurodéputé français Vert) s'insurge : « Je crois qu'il ne faut pas parler de surcoût. Qui parle de surcoût ? Les électriciens qui ne veulent pas des énergies renouvelables. Moi je crois que les tarifs garantis de l'obligation d'achat sont une 'compensation' [...] pour le bien qu'elles apportent à la société. Je crois que c'est important de placer le débat en ces termes. Les autres énergies font du dumping environnemental ». Et de conclure, en chœur cette fois, pour le maintien de ce dispositif de « régulation » en ce « moment crucial [...] Dans les deux années à venir, il y aura une grosse bataille en Europe sur les choix énergétiques ».

Bataille qui a déjà commencé : après le Danemark, qui a abaissé à 16,5 €/MWh son tarif d'achat de l'éolien (et, depuis le 1^{er} janvier 2004, n'a mis en service que 16 MW éoliens) et les Pays-Bas, qui ont dénoncé publiquement l'irréalisme des pourcentages-cibles fixés pour 2020, voici que les Britanniques [320] découvrent les affres de leurs hauts fonctionnaires sommés d'atteindre 20 % alors que 9 % serait déjà « challenging » !

¹¹⁶ Le double jeu d'EDF est total, mais cette ambiguïté ne la dessert pas outre mesure (cf. [295] et [336]). Elle pourrait se dispenser de se donner bonne conscience, citoyenne et « écolo », à bon compte (cf. [273] et [308]) ou à grands frais [340].

A) Sans doute la détermination précise des coûts évités (d'ores et déjà 1,3 Md€ selon la CRE, au moins deux fois plus selon nous) relève-t-elle de la mission impossible. La solution _ à moins de remettre en chantier la dérégulation elle-même _ est-elle alors de recourir à ce que la CRE appelle un « intégrateur »¹¹⁸ ? C'est à elle qu'il appartient d'en prendre l'initiative. Après tout, EDF accueille bien en son sein des commissaires aux comptes chargés, en permanence, de traquer ses erreurs (si ce n'est ses tricheries), la CRE pourrait faire de même avec de tels intégrateurs (24 heures sur 24, bien sûr) à RTE ou/et GRD. On touche du doigt les limites concrètes de la nécessaire régulation d'un système volontairement dérégulé, dont il est permis de penser que le fonctionnement requiert peut-être plus de matière grise que celui du précédent système monopolistique : ajoutant aux quelque 150 personnes travaillant à la CRE [300] leurs interlocuteurs à EDF [255] (pour ne pas parler des DNN), sans doute n'est-on pas loin d'un demi-millier de cerveaux monopolisés sur ces tâches « administratives », d'autant plus qualifiés que celles-ci sont complexes et qui seraient sûrement mieux utilisés à des tâches de production proprement dite. Comment ne pas soupirer, avec Enerpresse [329] : « Dire que certains croyaient que la libéralisation allait simplifier les marchés ... » ?!

B) Ayant évoqué une bien improbable mise à plat du mécanisme de mutualisation (pour ne rien dire de la remise en cause d'une cogénération au gaz, indéfendable aux yeux d'une mission ministérielle [220] comme à ceux de J. Syrota [343] ; sans escompter non plus la reprise en mains d'un affairisme éolien effréné que rien ne justifie, particulièrement dans l'hexagone¹¹⁹), nous formulerons le vœu minimal suivant : au-delà du louable effort demandé d'explicitation des factures (cf. récent arrêté ad-hoc [303] et ironiques commentaires d'Enerpresse [321] !), il est indispensable que quelques explications soient données aux clients. Qu'ils sachent au moins quels financements se cachent derrière cette « autre prestation » facturée, que leurs fondements soient plus ou moins avouables (volet social, réduit à la portion congrue, péréquation républicaine et effort de vertu écologique) ou ne le soient absolument pas (l'incongru TaRTAM !).

Ceci éviterait à de nombreux (si ce n'est tous les) contributeurs de se méprendre sur l'objet de leur contribution forcée et empêcherait certains de délibérément mentir à son sujet, tels ce Jean-Michel Germa, PDG bien connu de la « Compagnie du Vent » (victime du vandalisme à Roquetaillade mais omniprésent : cf. [202], [347] à [350] et [354]) déclarant sur France Inter, le 21 août 2007 [323], que la CSPE sert d'abord à financer le démantèlement de ... Super-Phénix. Il fallait y penser !

C) Ce J-M. Germa est aussi vice-président de « France Energie Eolienne ». Jean-Yves Grandidier, le président de cette FEE et vice-président du Syndicat des Energies Renouvelables, exprima le 17 novembre 2006, lors d'un « grand débat » sur Radio BFM¹²⁰, ce que nous croyons être le fond de la stratégie des promoteurs de l'éolien industriel : « à supposer que le prix de l'électricité augmente chaque année de 4 %, ce qui est peu, l'éolien constituerait une rente pour la collectivité en 2026 ».

¹¹⁷ La CE en vient à soupçonner EDF et Tractebel [309] « d'avoir verrouillé les marchés d'électricité français et belge [car] les deux groupes pourraient avoir introduit « des obligations d'achat exclusif à long terme » dans leurs contrats d'approvisionnement avec des consommateurs industriels dans les deux pays ». Une OA sur 12 à 20 ans, est-ce possible ?

¹¹⁸ Une des difficultés relevées par la CRE [79] tient à l'intégration de productions intermittentes, non marginales, dans un plan de charge : « Pour obtenir la véritable valeur de la production non prévisible, il conviendrait, en théorie, de soustraire du prix de marché, le coût des écarts supportés par EDF du fait de l'imprévisibilité d'une partie de l'obligation d'achat.

La procédure la plus adéquate pour calculer le coût des écarts consisterait à créer un périmètre d'équilibre composé uniquement de la production issue de l'obligation d'achat, et à confier à un « **intégrateur** » la responsabilité de gérer ce périmètre d'équilibre, c'est-à-dire de déclarer à RTE la prévision quotidienne de production, et de payer le coût dû aux écarts entre la prévision et la réalisation. L'intégrateur aurait pour mission de minimiser le coût des écarts, c'est-à-dire en pratique de mettre en oeuvre les meilleures techniques disponibles de prévision [...] ». Au demeurant, on peut être dubitatif.

¹¹⁹ L'énergie électrique n'étant pas, à ce jour, stockable, notre condamnation des énergies « vertes » intermittentes (éolien et photovoltaïque), à l'échelle industrielle, ne vaut que pour la France hexagonale. L'absence de réseau interconnecté et/ou l'indisponibilité de moyens de production nucléaire en zones isolées (Corse, DOM et Mayotte, pour nous en tenir à la France) prédisposent ces contrées à accueillir de tels investissements. Le mécanisme d'incitation ne doit cependant pas se superposer aux niches fiscales d'outre-mer, comme le dénonce la CRE. Mais les promoteurs semblent préférer la métropole, plus rémunératrice ...

¹²⁰ Débat « Pour ou contre l'énergie éolienne ? » animé par Vincent Giret, entre J-Y. Grandidier et J-M. Santander (PDG de Theolia) d'une part, B. Comby (IBC et « Sauvons le Climat ») et F. Poizat (IED) d'autre part.

On en vient au paradoxe énoncé par Marcel Boiteux [297] : « Il ne s'agit plus d'ouvrir la concurrence pour faire baisser les prix, mais d'élever les prix pour permettre la concurrence » !¹²¹ : le processus inflationniste est désormais bien enclenché (plus « 75,6 % entre avril 2001 et 2006 » [287]), la prochaine étape étant la suppression des tarifs réglementés (cf. [207], [294] et même [327]).

La tactique de l'iceberg que l'on charge le plus possible y contribue, à tous points de vue. En effet, la CSPE a institutionnalisé un mécanisme d'inflation :

- plus le prix du marché monte,
- moindre est la compensation d'EDF,
- plus le prix de revient d'EDF croît,
- plus le prix du marché a tendance à s'envoler (et tous les excès sont possibles [345])
- etc.

Et plus les énergies considérées comme « propres » (grande hydraulique et nucléaire toujours exclues) paraissent compétitives !

Au terme du processus, l'actuelle « **Taxe à la Vertu Alléguée** » prélevée sur et à l'insu de clients volontiers solidaires et républicains, pourra exciper du statut de « Taxe à la Vertu Avérée », la seule qui compte : la Verte !

D) Enfin, comment ne pas voir que la manifeste discrimination dont pâtit EDF aboutit à une captation de la rente issue de l'édification de ses parcs nucléaire et hydraulique, au profit de ses concurrents (et de quelques autres, promoteurs français et constructeurs étrangers ¹²² en tête) ? Voilà qui ne manque pas de piquant : ce sont les tenants officiels d'une écologie à œillères, mais labellisée « vertueuse », qui tirent subrepticement profit des énormes retombées d'un programme étatique honni, sans autre effet positif que la hausse de leurs cours de bourse !

6.4. On en est là, à moins que ...

... les politiques, de gauche comme de droite, après avoir bien fait assaut d'une « vertitude » de bon aloi, ne se ressaisissent et mettent un terme à un processus qui affecte(ra) un besoin essentiel, et universel. Ceci suppose que soit restaurée la primauté de l'intérêt général, bien malmené aujourd'hui au nom de l'« Intérêt Individuel Immédiat ».

Vaste programme !

Surtout quand on prend conscience de la prégnance de l'impact des choix politiques : le secteur de l'énergie pourrait émettre, en 2050 comparativement à 2000, des gaz à effet de serre à raison de :

¹²¹ Les efforts de la Commission européenne ne manquèrent pourtant pas aux concurrents d'EDF. Après qu'EDF ait dû céder l'exploitation des usines hydrauliques de la CNR à Suez, la CE lui imposa, en contrepartie de sa prise de participation dans EnBW en février 2001, les fameuses VPP (qu'on pourrait appeler « Virtual 'POWEO' Plants » [224] ?!), ces « capacité[s] de production fictive, non désignée[s], vendue[s] à un opérateur permettant de soutirer sur demande, auprès d'un producteur, de l'énergie à un prix préalablement fixé » [81] ! Petite revue des propos de la CRE à ce sujet :

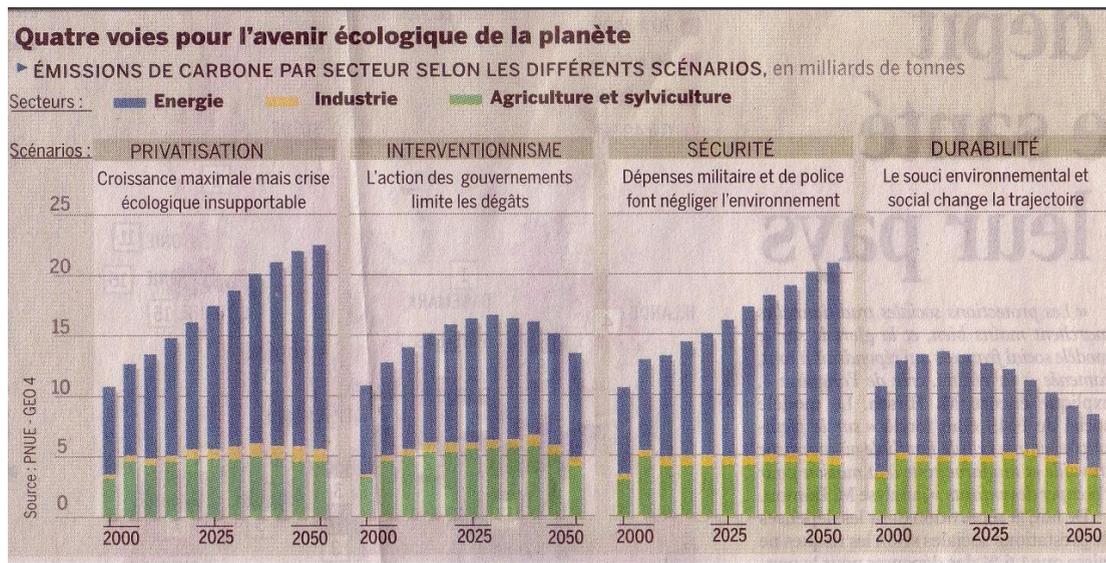
- « Les 'VPP base' : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Le principe est que les enchérisseurs paient une prime fixe (en €/MWh) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et qu'ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient alors 8 € par MWh soutiré (approximation du coût marginal des centrales nucléaires d'EDF). On a ainsi une structure de prix de la forme "coût fixe + coût variable". [137]
- Les 'VPP pointe' : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en pointe. Le principe est le même que pour les VPP base, mais le prix payé pour chaque MWh soutiré est de 23 ou de 26 € (approximation du coût marginal des centrales de pointe d'EDF). Compte tenu de ce coût variable élevé, la prime fixe payée par les enchérisseurs est plus faible que pour les VPP base » [161]. Chiffres intéressants comparés au « prix du marché ».
- « En 2005, les VPP ont représenté 56 % des approvisionnements nécessaires aux opérateurs alternatifs pour couvrir la consommation de leurs clients éligibles et leurs engagements relatifs à la fourniture de pertes à RTE et au gestionnaire de réseau de distribution EDF » [182]. Proportion passée à 58 % en 2006 [300].

Et l'avenir décidera de la recevabilité de la plainte de « Direct Energie » qui guigne, lui aussi, la manne nucléaire.

¹²² Dans l'éolien, aucun constructeur français n'est capable de rivaliser avec les Vestas, Enercon, Gamesa, GE Energy ... hormis Vergnet SA, leader mondial dans sa niche des petites éoliennes rabattables [324].

- 130 % de plus (en cas de « privatisation ») ou ...
- 40 % de moins (si l'on opte pour la « durabilité »).

Ces chiffres _ au plan mondial _ proviennent du graphique ci-après, issu d'un rapport des Nations unies, reproduit dans « Le Monde » des 28-29 octobre 2007 [351] :



Il y a là de quoi s'interroger car, en France, le scénario pourrait être ... mixte :

- celui de la « durabilité », apparemment traduit par le « Grenelle de l'Environnement » ...
- marié à un affairisme qui s'épanouit dans un contexte, manifeste, de « privatisation ».

Quel en sera l'effet combiné sur l'écologie et, plus fondamentalement encore, sur l'humanité ? La question dépasse le cadre de la présente expertise mais elle en découle à l'évidence.

Liste des annexes

Les documents annexés sont répartis en trois paquets (objets de trois fichiers) :

- ceux dont la consultation est indispensable à la compréhension de la présente expertise ;
- ceux (8 feuilles Excel) facilitant, selon nous, la saisie de son contexte et ...
- à part, la liste des références qui ont permis la réalisation de cette expertise.

N°	Nb de pages	Titre
A1	1	Cahier des charges de l'expertise : « Evaluation de l'impact de la CSPE » (12/10/2006)
A2	1	Acteurs du marché de l'électricité
A3	3	Extrait de loi n° 2000-108 : article 5 consacré aux CSPE et à leur compensation
A4	1	Plan détaillé du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 (consolidé au 24 mai 2006)
A5	2	Extrait du décret 2004-90 : article 4 dans son intégralité
A6	1	Schéma du recouvrement de la CSPE
A7	1	Planning des tâches CSPE
A8	3	Détermination des charges imputables aux missions de service public
A9	3	Textes relatifs au TaRTAM (Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché)
A10	4	Premiers arrêtés et avis de la CRE sur les tarifs d'obligation d'achat (2001-2002)
A11	3	Seconds arrêtés et avis de la CRE sur les tarifs d'obligation d'achat (2006-2007)
A12	5	Comparaison des deux séries d'arrêtés d'obligation d'achat, en 2001-2002 et 2006-2007
A13	2	Impact des « prix de marché moyen pondéré » sur les charges d'EDF dues à l'OA
A14	1	Quelles sont les ZNI (Zones Non Interconnectées au réseau électrique hexagonal) ?
A15	2	Extraits du minutieux examen, opéré par la CRE, des comptes d'EDF en ZNI pour 2004
A16	5	Minutieux examen, par la CRE, des comptes 2005 d'EDF en ZNI
A17	1	Extraits (pour les DNN) de l'avis CRE sur les augmentations de tarifs réglementés
A18	2	Calcul de la CSPE pour les années 2016 et suivantes (post-investissements PPI)
Σ	41	pages

B1	1	Echeveau des lois successives relatives au marché de l'électricité
B2	1	Plan détaillé de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000
B3	1	Evolution des tarifs réglementés de l'électricité (clients professionnels et domestiques)
B4	1	Tarifs domestiques (avant le 16 août 2007)
B5	1	Aperçu des contributions des DNN aux charges de service public d'électricité
B6	1	Illustration des distorsions de compensation sur obligation d'achat
B7	1	Vérification du calcul, par la CRE, du montant de la CSPE au titre de l'année 2007 »
B8	1	Evaluation plus réaliste de la CSPE 2007 pour l'obligation d'achat
Σ	8	pages

C	20	Répertoire des références (liste sûrement pas exhaustive ...)
----------	----	--

Cahier des charges de l'expertise : « Evaluation de l'impact de la CSPE », votée le 12/10/2006
--

Les mécanismes de la **Contribution au Service Public de l'Electricité** sont mis en œuvre depuis la Loi N°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. Ce fonds de contribution est amené à compenser les surcoûts liés aux trois volets suivants:

- Les défaillances de paiement de personnes en situation de précarité ;
- Les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau continental métropolitain, en vertu du principe de péréquation tarifaire ;
- Les surcoûts de production des énergies renouvelables.

La mise en œuvre de ce fonds de contribution a fait l'objet d'un certain nombre de modifications des textes réglementaires qui rendent complexe sa compréhension.

Les représentants du Personnel au CSC des CMP ont décidé de faire une expertise sur la CSPE selon le cahier des charges suivant :

Schématisation des mécanismes de la CSPE :

- 1 Analyser les mécanismes réglementaires de la CSPE ;
- 2 Schématiser ces mécanismes en vue de leur compréhension plus aisée ;
- 3 Identifier les dispositions exonérant certains contributeurs ;
- 4 Caractériser le rôle des différents acteurs impliqués, en différenciant les trois volets cités ci-dessus.

Analyse de la mise en œuvre de la CSPE :

- Pointer les initiatives des entreprises contribuant à ce fonds pouvant fortement impacter le rôle et le calcul de la CSPE;
- Obtenir et analyser les différents documents présidant au calcul annuel de la « contribution unitaire » par kWh ;
- Analyse de la ventilation et imputation, explicite ou masquée, sur les factures des clients en distinguant les cas de productions d'EnR par EDF, ou des producteurs autonomes ;
- Quantifier les parts relatives aux trois volets, dans la CSPE 2005 voire 2006, en distinguant, si possible ; les divers SEI concernés (Antilles, Corse, Guyane, Réunion, Mayotte) et les diverses sources d'EnR (éolien, solaire, hydraulique, biomasse) plus cogénération ;
- Evaluer l'impact de cette CSPE sur les comptes d'EDF ;
- Esquisser une prospective de ces « prélèvements obligatoires » dans le contexte de l'arrêté PPI 2015.

Acteurs du marché de l'électricité

A défaut de définitions explicites, nous citons les articles de la loi n° 2000-108 où apparaît, pour la première fois, chaque mot concerné:

Acquéreur	art. 5
Autorité concédante (visée au Code général des collectivités territoriales, art. L.2224-31)	art. 3, etc.
Caisse des dépôts et consignations (Cdc)	art. 5
Client	art. 3
Collectivité locale	art. 3
Commissaire aux comptes	art. 5
Commission de régulation de l'énergie (CRE)	art. 3 et 28
Comptable public	art. 5 et 21
Conseil économique et social (CES)	art. 3, 28 et 32
Conseil supérieur de l'électricité et du gaz (CSEG devenu CSE)	art. 3
Conseil supérieur de l'énergie (CSE)	art. 21-1 (1 fois)
Consommateur (final)	art. 2, 4, 5 etc.
Contributeur *	art. 5
Distributeur non nationalisé (DNN)	art. 3
Distributeur non nationalisé (DNN) « non éligé » *	art. 4-V
Electricité de France	art. 2
Eligible (client) **	art. 2, 11
Exploitant	art. 5
Exploitant d'un réseau	art. 40
Exploitant des services de transport ferroviaire	art. 22
Exploitant du fonds ...	art. 24
Gestionnaire de réseau	art. 2
Gestionnaire de réseau ferroviaire	art. 15 et 22
Ministre chargé de l'énergie	art. 2, 3, 5 etc.
Non éligible (client)	art. 4
Observatoire national du service public de l'électricité et du gaz (ONSPEG)	art. 3, 10 et 32
Opérateur	art. 3
Organisme d'assurance maladie	art. 4
Organisme désigné à cet effet	art. 4
Producteur (d'électricité)	art. 2, 5, 6, 7 etc.
Redevable (de la contribution) *	art. 5
Régie	art. 2, 4 etc.
Responsable d'équilibre	art. 15
Usager (domestique)	art. 4 et 21
Utilisateur	art. 4
Utilisateur (au sens de : usager)	art. 40
Utilisateur de réseau	art. 15, 23, 38 etc.

* Extrait du rapport d'activité de la CRE de juin 2006 [182] :

« Un redevable, au sens de l'article 10 du décret [n° 2004-90], est un fournisseur ou un gestionnaire de réseau qui recouvre la CSPE auprès de clients finals. Il doit établir périodiquement un état récapitulatif de la CSPE qu'il a recouvrée et verser la somme concernée à la Caisse des dépôts et consignations.

Un contributeur, au sens de l'article 8 du décret précité, est un consommateur final. S'il est alimenté par le réseau public, la CSPE lui est facturée par son fournisseur ou son gestionnaire de réseau. S'il n'est pas alimenté par le réseau public, il doit faire une déclaration de la CSPE due et procéder à son paiement auprès de la Caisse des dépôts et consignations ».

** « Eligible » : en bon français, quelqu'un d'éligible désigne une personne qui peut être choisie, ou plutôt élue par des électeurs. Ici, il s'agit d'un client qui peut choisir un fournisseur d'électricité. Clair, non ? Tant qu'à donner dans les néologismes, osons « éligé » pour désigner un éligible ayant fait valoir son éligibilité ! Pas plus clair ?!

Extrait de loi n° 2000-108 : article 5 consacré aux CSPE et à leur compensation

Article 5

Modifié par Loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006 art. 2, art. 7 (JORF 8 décembre 2006).

« I. - Les charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs électriques sont intégralement compensées. Elles comprennent :

a) En matière de production d'électricité :

1° Les surcoûts qui résultent, le cas échéant, de la mise en oeuvre des dispositions des articles 8 et 10 par rapport aux coûts évités à Electricité de France ou, le cas échéant, à ceux évités aux distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée qui seraient concernés. Les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité ou, pour les distributeurs non nationalisés, par référence aux tarifs de cession mentionnés à l'article 4 à proportion de la part de l'électricité acquise à ces tarifs dans leur approvisionnement total, déduction faite des quantités acquises au titre des articles 8 et 10 précités. Les mêmes valeurs de coûts évités servent de référence pour déterminer les surcoûts compensés lorsque les installations concernées sont exploitées par Electricité de France ou par un distributeur non nationalisé. Lorsque l'objet des contrats est l'achat de l'électricité produite par une installation de production implantée dans une zone non inter-connectée au réseau métropolitain continental, les surcoûts sont calculés par rapport à la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ;

2° Les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ou par les éventuels plafonds de prix prévus par le I de l'article 4 de la présente loi ;

b) En matière de fourniture d'électricité :

1° Les pertes de recettes et les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en oeuvre de la tarification spéciale "produit de première nécessité" mentionnée au dernier alinéa du I de l'article 4 ;

2° Les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité mentionné au 1° du III de l'article 2. Ces coûts sont pris en compte dans la limite d'un pourcentage de la charge supportée par le fournisseur au titre de la tarification spéciale "produit de première nécessité" mentionnée à l'alinéa précédent. Ce pourcentage est fixé par le ministre chargé de l'énergie.

Ces charges sont calculées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent. Cette comptabilité, établie selon des règles définies par la Commission de régulation de l'énergie, est contrôlée aux frais des opérateurs qui supportent ces charges par leur commissaire aux comptes ou, pour les régies, par leur comptable public. La Commission de régulation de l'énergie peut, aux frais de l'opérateur, faire contrôler cette comptabilité par un organisme indépendant qu'elle choisit. Le ministre chargé de l'énergie arrête le montant des charges sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie effectuée annuellement.

La compensation de ces charges, au profit des opérateurs qui les supportent, est assurée par des contributions dues par les consommateurs finals d'électricité installés sur le territoire national.

Le montant des contributions mentionnées ci-dessus est calculé au prorata de la quantité d'électricité consommée. Toutefois, l'électricité produite par un producteur pour son propre usage ou achetée pour son propre usage par un consommateur final à un tiers exploitant une installation de production sur le site de consommation n'est prise en compte pour le calcul de la contribution qu'à partir de 240 millions de kilowattheures par an et par site de production.

Le montant de la contribution due par site de consommation, par les consommateurs finals mentionnés au premier alinéa du I de l'article 22, ne peut excéder 500000 euros. Le même plafond est applicable à la contribution due par les entreprises mentionnées au deuxième alinéa du I de l'article 22 pour l'électricité de traction consommée sur le territoire national et à la contribution due par les entreprises mentionnées au

quatrième alinéa du II de l'article 22 pour l'électricité consommée en aval des points de livraison d'électricité sur un réseau électriquement interconnecté.

Le montant de la contribution applicable à chaque kilowattheure est calculé de sorte que les contributions couvrent l'ensemble des charges visées aux a et b, ainsi que les frais de gestion exposés par la Caisse des dépôts et consignations, mentionnés ci-après, et le budget du médiateur national de l'énergie. Le ministre chargé de l'énergie arrête ce montant sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie, effectuée annuellement. Le montant de la contribution annuelle, fixé pour une année donnée, est applicable aux exercices suivants à défaut d'entrée en vigueur d'un nouvel arrêté pour l'année considérée.

La contribution applicable à chaque kilowattheure ne peut dépasser 7 % du tarif de vente du kilowatt-heure, hors abonnement et hors taxes, correspondant à une souscription d'une puissance de 6 kVA sans effacement ni horosaisonnalité.

Les contributions des consommateurs finals éligibles ayant exercé les droits accordés au III de l'article 22 alimentés par l'intermédiaire du réseau public de transport ou par un réseau public de distribution sont recouvrées par l'opérateur en charge de la gestion du réseau auquel ces consommateurs sont raccordés sous la forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs d'utilisation des réseaux. Celles des consommateurs finals non éligibles et des consommateurs finals éligibles qui n'ont pas exercé les droits accordés au III de l'article 22 sont recouvrées par l'organisme en charge de la fourniture d'électricité qui les alimente, sous la forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs réglementés de vente d'électricité. Le montant de la contribution est liquidé par l'organisme précité en fonction de la quantité d'électricité livrée au contributeur qui l'acquitte lors du règlement de sa facture d'électricité ou d'utilisation des réseaux. Les contributions effectivement recouvrées sont reversées aux opérateurs qui supportent les charges de service public par l'intermédiaire de la Caisse des dépôts et consignations.

Les producteurs d'électricité produisant pour leur propre usage et les consommateurs finals, qui ne sont pas alimentés par l'intermédiaire du réseau public de transport ou de distribution, acquittent spontanément leur contribution avant la fin du mois qui suit chaque semestre civil. A cet effet, ils adressent une déclaration indiquant la quantité d'électricité consommée au cours du semestre civil correspondant à la Commission de régulation de l'énergie et à la Caisse des dépôts et consignations. Ils procèdent dans le même délai au versement, auprès de la Caisse des dépôts et consignations, des contributions dues au profit des opérateurs qui supportent les charges de service public. En cas d'inobservation de ses obligations par un des contributeurs mentionnés au présent alinéa, la Commission de régulation de l'énergie procède, après avoir mis l'intéressé en mesure de présenter ses observations, à la liquidation des contributions dues. Le cas échéant, elle émet un état exécutoire.

La Caisse des dépôts et consignations reverse quatre fois par an aux opérateurs qui supportent les charges visées aux 1° et 2° des a et b les sommes collectées. Elle verse au médiateur national de l'énergie une somme égale au montant de son budget le 1er janvier de chaque année.

La Caisse des dépôts et consignations retrace ces différentes opérations dans un compte spécifique. Les frais de gestion exposés par la caisse sont arrêtés annuellement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

Sans préjudice de l'application des sanctions prévues à l'article 41, en cas de défaut ou d'insuffisance de paiement de la contribution dans un délai de deux mois à compter de la date à laquelle elle est due, la Commission de régulation de l'énergie adresse une lettre de rappel assortie d'une pénalité de retard dont le taux est fixé à 10 % du montant de la contribution due.

Les dispositions de l'alinéa ci-dessus ne s'appliquent pas aux personnes qui bénéficient ou qui viennent à bénéficier du dispositif mentionné au 1° du III de l'article 2.

Lorsque le montant des contributions collectées ne correspond pas au montant constaté des charges de l'année, la régularisation intervient l'année suivante au titre des charges dues pour cette année. Si les sommes dues ne sont pas recouvrées au cours de l'année, elles sont ajoutées au montant des charges de l'année suivante.

La Commission de régulation de l'énergie évalue chaque année dans son rapport annuel le fonctionnement du dispositif relatif aux charges du service public de l'électricité visées au présent I.

I. bis - Les consommateurs finals d'électricité acquérant de l'électricité produite à partir d'une source d'énergie renouvelable ou par cogénération dans un autre Etat membre de l'Union européenne peuvent demander le remboursement d'une part de la contribution acquittée en application du I pour cette électricité lorsqu'ils en garantissent l'origine. Le montant total du remboursement s'élève au produit de la contribution acquittée au titre de cette électricité par la fraction que représentent, dans les charges imputables aux missions de service public, les surcoûts mentionnés au 1° du a du I.

Les producteurs et les fournisseurs qui vendent dans un autre Etat membre de l'Union européenne de l'électricité produite à partir d'une source d'énergie renouvelable ou par cogénération et bénéficiant à ce titre d'une garantie d'origine acquittent une contribution pour cette électricité. Le montant total de cette contribution est égal à une fraction égale à la part que représentent, dans les charges de service public, les surcoûts mentionnés au 1° du a du I du produit du nombre de kilowattheures vendus par la contribution applicable à chaque kilowattheure consommé conformément au I.

I. ter - Lorsque l'électricité acquise dans les conditions prévues par les articles 8, 10 et 50 de la présente loi fait l'objet, au bénéfice de l'acquéreur, d'une valorisation en raison de son origine, le montant de cette valorisation est déduit des charges de service public constatées pour cet acquéreur.

II. - Dans le cadre du monopole de distribution, les charges qui découlent des missions mentionnées au II de l'article 2 en matière d'exploitation des réseaux publics sont réparties entre les organismes de distribution par le fonds de péréquation de l'électricité institué par l'article 33 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée.

Ces charges comprennent :

1° Tout ou partie des coûts supportés par les organismes de distribution et qui, en raison des particularités des réseaux publics de distribution qu'ils exploitent ou de leur clientèle, ne sont pas couverts par la part relative à l'utilisation de ces réseaux dans les tarifs réglementés de vente d'électricité et par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution ;

2° (alinéa supprimé) ;

3° Pour assurer la présence du service public de l'électricité, la participation à l'aménagement du territoire par la mise en oeuvre de moyens appropriés dans les zones définies à l'article 42 de la loi n° 95-115 du 4 février 1995 d'orientation pour l'aménagement et le développement du territoire.

III. - En cas de défaillance de paiement par un redevable des contributions prévues au I ou au II ci-dessus, le ministre chargé de l'énergie prononce une sanction administrative dans les conditions prévues par l'article 41 de la présente loi.

IV. - Des décrets en Conseil d'Etat précisent les modalités d'application du présent article.

Nota : Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, art. 44 : Les dispositions énoncées à l'article 2 XV de la loi n° 2006-1537 entrent en vigueur à compter du 1er juillet 2007. »

Plan détaillé du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 (consolidé au 24 mai 2006)

articles inchangés i
articles ~caducs i

Titre	Libellé	Ch.	Libellé	Art.	objet
I	Gestion du compte spécifique relatif à la compensation des CSPE			1	La CDC est chargée de ...
				2	Frais de gestion de la CDC
				3	Rapport annuel à la CRE
II	Détermination des charges imputables aux missions de Service Public			4	Il s'agit des coûts de production et fourniture suivants : I : contrats art. 8 ou 10 de loi n° 2000-108 II : surcoûts EDF ou DNN suite à AO ou OA III : « appel modulable » (art. 48 de 2000-108) IV : contrats art. 50 de loi n° 2000-108 V et Vbis : zone interconnectée VI : produits de 1 ^{ère} nécessité (art. 4 de loi n° 2000-108) VII : situation de précarité (art. 2 de loi n° 2000-108)
III	Procédure de détermination du montant des CSPE et de la contribution unitaire	1 ^{er}	Déclaration relative au montant des charges à compenser	5	Modalités de déclaration
		2 nd	Détermination du montant des charges à compenser et de la contribution unitaire	6	Calcul de la CSPE unitaire (en c€/kWh)
				7	Retour de la CRE vers les opérateurs, la CDC et le Ministre
IV	Contribution aux CSPE et opérations de recouvrement et reversement	1 ^{er}	Assiette des contributions dues par les différents contributeurs	8	Assiettes et ... exonérations d' « auto »-approvisionnement, selon les cas : 1°, 2°, 3° et 4°
				9	Cas des contributeurs relevant du 3° ci-avant
				10	Recouvrement (cas « lambda ») : I : Le « redevable » : RTE/GRD ou EDF II : facturation individuelle III : recouvrement auprès des consomm ^{rs} . individuels et transfert à la CDC
		2 nd	Opérations de recouvrement et reversement	11	Cas des contributeurs indépendants relevant des 2°, 3° et 4° de l'article 8 ci-avant
				12	Plafonnement à 500 000 €
				12 bis	Plafonnement à 0,5% de la valeur ajoutée pour une société multi-sites
				13	Crédit sur contribution
				14	
				14 bis	Cf. article 58 de 2005-781
3	Dispositions particulières relatives à la déclaration et au recouvrement	15			
3bi	Echanges intracommunautaires d'électricité garantie d'origine	15			
4	Opérations de reversement	15			
V	Traitement des défauts et défaillances			16	Défauts de déclaration
				17	Défaillances de paiement
				18	Report de dettes
VI	Dispositions diverses et transitoires			19	Cas de la « société concessionnaire de la distribution d'électricité à Mayotte
				20	Dispos. transitoires pour l'année 2003
				21	Dispos. transitoires pour l'année 2004
				22	Abrogation du décret n° 2001-1157 (FSPPE)
				23	Chargés d'exécution

Mentions :

- « du seuil d'exonération de 240 millions de kilowattheures par site de production » dans divers cas (auto-production ou consommation de proximité),
- « du plafond de 500 000 euros prévu au 11^{ème} al. du I de l'art. 5 de la loi du 10 février 2000 »
- et des articles 12 bis et 14 bis créés par décret n° 2006-581 art. 1 du 22 mai 2006, plafonnant la CSPE à 0,5% de la valeur ajoutée.

Extrait du décret 2004-90 : article 4 intégral

« Les charges imputables aux missions de service public de l'électricité, qui donnent lieu à une compensation intégrale, sont constituées par les surcoûts de production et de fourniture déterminés dans les conditions fixées par le présent article.

I. - Les surcoûts qui peuvent résulter de contrats conclus à la suite d'un appel d'offres prévu à l'article 8 de la loi du 10 février 2000 ou en application de l'obligation d'achat prévue par l'article 10 de la même loi correspondent pour une année donnée :

1° Lorsqu'ils sont supportés par Electricité de France dans les zones interconnectées au réseau métropolitain continental, à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause et les prix de marché de l'électricité ;

2° Lorsqu'ils sont supportés par Electricité de France ou la société concessionnaire de la distribution publique à Mayotte dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause et le coût qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité au tarif de vente appliqué, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles ;

3° Lorsqu'ils sont supportés par un distributeur non nationalisé, à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause et le coût moyen pondéré qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité aux tarifs de cession et aux prix de marché, le coefficient de pondération est déterminé en fonction de la répartition, dans l'approvisionnement annuel du distributeur, des quantités de l'électricité acquises respectivement aux tarifs de cession et aux prix de marché ; il n'est pas tenu compte, dans l'approvisionnement annuel, des quantités d'électricité acquises en application des articles 8, 10 et 50 de la loi susvisée du 10 février 2000. Toutefois, ces dispositions ne s'appliquent pas à l'électricité faisant l'objet des contrats mentionnés au 4° ;

4° Lorsqu'ils sont supportés par Electricité de France à raison de l'achat à un distributeur non nationalisé d'un surplus d'électricité en application du sixième alinéa de l'article 10 de la loi du 10 février 2000 susvisée, à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause et les prix de marché de l'électricité.

II. - Lorsque Electricité de France, un distributeur non nationalisé ou la société concessionnaire de la distribution publique à Mayotte sont retenus à la suite d'un appel d'offres prévu à l'article 8 de la loi du 10 février 2000 susvisée ou qu'ils exploitent une installation mentionnée aux deuxième et troisième alinéas de l'article 10 de la même loi, les surcoûts qu'ils peuvent supporter sont évalués selon les règles prévues, selon le cas, aux 1°, 2° et 3° du I.

A cet effet, ils établissent des protocoles qui règlent les conditions de cession interne de l'électricité. Les conditions de durée et d'équivalent de prix y figurant sont conformes, dans les cas d'application de l'article 8 de la loi du 10 février 2000 susvisée, aux engagements pris par l'entreprise à l'issue de l'appel d'offres et, dans les cas d'application de l'article 10 de la même loi, aux conditions fixées par le décret du 10 mai 2001 susvisé et les arrêtés pris pour son application.

III. - Les surcoûts que peut supporter Electricité de France en exécution des contrats de type "appel modulable" prévus à l'article 48 de la loi du 10 février 2000 susvisée correspondent, pour une année donnée, à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité résultant de ces contrats et les prix de marché de l'électricité.

Toutefois, lorsque ces contrats concernent des installations situées dans des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, les surcoûts sont évalués conformément au V du présent article.

IV. - Les surcoûts qui peuvent résulter des contrats d'achat mentionnés à l'article 50 de la loi du 10 février 2000 susvisée sont évalués dans les mêmes conditions que celles prévues au I ci-dessus.

V. - En dehors des cas définis du I au IV, les surcoûts de production dans une zone non interconnectée au réseau métropolitain continental correspondant, pour une année donnée :

1° Lorsqu'ils sont supportés par un organisme de production d'électricité pour l'électricité qu'il produit et vend à un client final non éligible ou à un consommateur final éligible n'ayant pas exercé ses droits à l'éligibilité ou pour l'électricité qu'il produit et cède à un organisme de distribution électrique, à la différence entre le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles ;

2° Lorsqu'ils sont supportés par un organisme de production d'électricité pour l'électricité qu'il produit et revend à un client final éligible, à la différence entre le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du plafond de prix prévu au I de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 susvisée ;

3° Lorsqu'ils sont supportés par un organisme de fourniture d'électricité pour l'électricité qu'il achète et revend à un client final non éligible ou à un consommateur final éligible n'ayant pas exercé ses droits à l'éligibilité, à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles ;

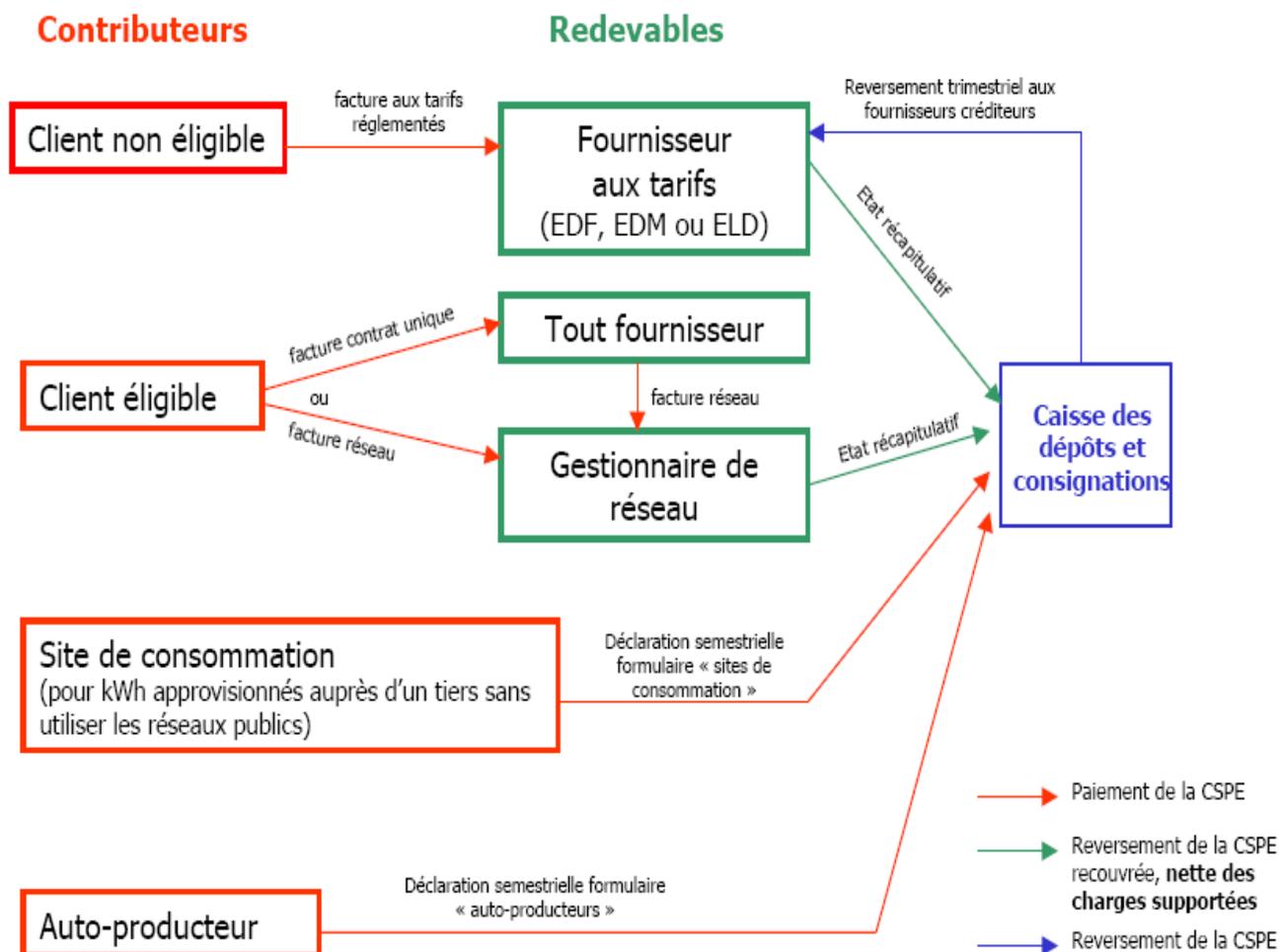
4° Lorsqu'ils sont supportés par un organisme de fourniture d'électricité pour l'électricité qu'il achète et revend à un client final éligible, à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du plafond de prix prévu au I de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 susvisée.

V bis. - Dans les cas mentionnés aux 3° et 4° du V, le projet de contrat entre le producteur et l'organisme de fourniture d'électricité est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie, assorti des éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation. La commission évalue le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone en appliquant les taux de rémunération du capital immobilisé fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie en application de l'article 56 de la loi du 13 juillet 2005 susvisée, et notifie aux parties, dans les deux mois suivant la réception du dossier, le résultat de son évaluation. La compensation calculée sur la base de cette évaluation peut être répartie entre le producteur et l'organisme de fourniture d'électricité.

Dans les autres cas, le producteur communique les éléments utiles de sa comptabilité à la Commission de régulation de l'énergie qui procède à l'évaluation de la compensation.

VI. - Lorsque les fournisseurs d'électricité mettent en oeuvre la tarification spéciale "produit de première nécessité" prévue au dernier alinéa du I de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 susvisée, les surcoûts qu'ils supportent de ce fait correspondent, d'une part, au montant des réductions consenties en application de cette tarification spéciale et, d'autre part, aux coûts de gestion supplémentaires directement induits pour ces fournisseurs par la mise en oeuvre de ce dispositif.

VII. - Lorsque les fournisseurs d'électricité participent au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité en application du 1° du III de l'article 2 de la loi du 10 février 2000 susvisée, les coûts afférents à cette participation ouvrent droit pour chaque opérateur à une compensation calculée selon un pourcentage des surcoûts supportés au titre du VI. Ce pourcentage est fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie. »

Schéma du recouvrement de la CSPE¹²³

Les états récapitulatifs et les déclarations semestrielles doivent être envoyés en copie à la CRE.

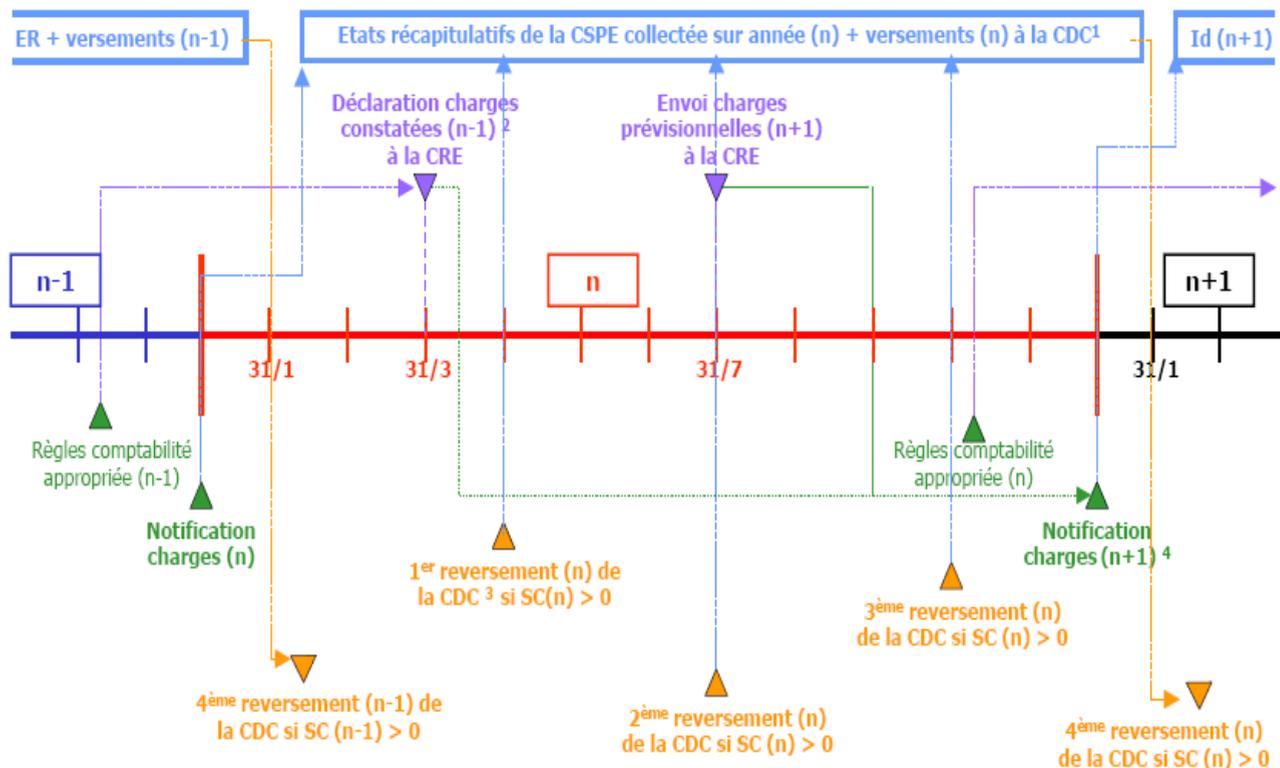
23 novembre 2005

¹²³ Document [204] pris sur le site www.cre.fr.

Planning des tâches CSPE ¹²⁴
--

6 décembre 2005

Planning des tâches CSPE

**Commentaires**

- 1: selon les délais applicables en matière de TVA. Envoi des ER à la CRE et à la CDC + versement à la CDC si $SC = 0$
- 2: selon les règles de la comptabilité appropriée (n-1) définies par la CRE. Ces règles peuvent être identiques d'une année sur l'autre.
- 3: pour les ELD, chaque reversement trimestriel de la CDC est égal au quart des charges (n) diminué de la CSPE collectée sur le trimestre considéré
- 4: $charges (n+1) = charges prévisionnelles (n+1) + (charges constatées (n-1) - charges prévisionnelles (n-1)) + (charges notifiées (n-1) - compensation (n-1))$. La compensation reçue l'année (n-1) est égale à la CSPE collectée + les versements de la CDC pour n-1. Pour une ELD, cette compensation est égale aux charges notifiées pour cette année.

Légende

- ER : état récapitulatif
 SC: solde créditeur = $\max(0, \text{charges notifiées} - \text{CSPE collectée} - \text{versements CDC})$
- : toutes ELD
 - : ELD supportant des charges
 - : CRE (Commission de régulation de l'énergie)
 - : CDC (Caisse des dépôts et consignations)

Détermination des charges imputables aux missions de service public
« surcoûts de production et de fourniture » (selon article 4 du décret 2004-90 du 28 janvier 2004) :

Al. art. 4	Définition de la charge de SPE	Entité support du surcoût	Zone ¹²⁵	Coût supporté (A)	Coût de référence (B)	Surcoût A-B
I.1°	contrats conclus [avec un tiers producteur] à la suite d'un appel d'offres prévu à l'article 8 de la loi du 10 février 2000 ou en application de l'obligation d'achat prévue par l'article 10 de la même loi	EDF	Hex	le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause	les prix de marché de l'électricité	$P_{OA} - P_{mar}$
I.2°		EDF ou EDM	ZNI ou May	le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause	le coût qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité au tarif de vente appliqué, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles	$P_{OA} - P_{pro/rég}$
I.3°		DNN	Hex ¹²⁶	le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause	le coût moyen pondéré ¹²⁷ qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité aux tarifs de cession et aux prix de marché	$P_{OA} - (\alpha.P_{ces} + \beta.P_{mar}) / (\alpha + \beta)$
I.4°		EDF suppléant un DNN ¹²⁸	Hex ²	le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause	les prix de marché de l'électricité	$P_{OA} - P_{mar}$
II (I.1°)	Lorsque Electricité de France, un distributeur non nationalisé ou [Electricité de] Mayotte sont retenus à la suite d'un appel d'offres prévu à l'article 8 de la loi du 10 février 2000 susvisée ou qu'ils exploitent une installation mentionnée aux 2ème et 3ème alinéas de l'article 10 de la même loi	EDF	Hex	le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause	les prix de marché de l'électricité	$P_{OA} - P_{mar}$
II (I.2°)		EDF ou EDM	ZNI ou May	le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause	le coût qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité au tarif de vente appliqué, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles	$P_{OA} - P_{pro/rég}$
II (I.3°)		DNN	Hex ²	le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause	le coût moyen pondéré ³ qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité aux tarifs de cession et aux prix de marché	$P_{OA} - (\alpha.P_{ces} + \beta.P_{mar}) / (\alpha + \beta)$
III 1 ^{er} al.	contrats de type "appel modulable" prévus à l'article 48 de la loi du 10 février 2000 ¹²⁹	EDF	Hex	le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause	les prix de marché de l'électricité	$P_{AM} - P_{mar}$
III 2 nd al.	contrats de type "appel modulable" prévus à l'article 48 de la loi du 10 février 2000	EDF	ZNI ¹³⁰	le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause	le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles	$P_{AM} - P_{pro/rég}$

(cf. page suivante pour les « surcoûts de production », hormis le « TaRTAM »)

¹²⁵ « Hex » comme Hexagone, « May » comme Mayotte et « ZNI » comme Zone Non Interconnectée.

¹²⁶ La zone n'est pas précisée, mais comme il n'existe pas, pour l'heure (et ce n'est pas demain la veille ...), d'entreprise locale de distribution dans les ZNI, ou autre qu'EDM à Mayotte (cas I.3°), seul l'hexagone est concerné.

¹²⁷ Au prorata de l'approvisionnement du DNN, bien sûr : « le coefficient de pondération est déterminé en fonction de la répartition, dans l'approvisionnement annuel du distributeur, des quantités de l'électricité acquises respectivement aux tarifs de cession et aux prix de marché ; il n'est pas tenu compte, dans l'approvisionnement annuel, des quantités d'électricité acquises en application des articles 8, 10 et 50 de la loi susvisée du 10 février 2000 ».

¹²⁸ Il s'agit du cas de « l'achat à un distributeur non nationalisé d'un surplus d'électricité en application du sixième alinéa de l'article 10 de la loi du 10 février 2000 », ledit « sixième » (selon nous, il s'agit plutôt du « neuvième ») alinéa de l'article 10 de la loi 2000-108 étant le suivant : « Lorsque les quantités d'électricité produites par les installations bénéficiant de l'obligation d'achat raccordées au réseau exploité par un distributeur non nationalisé excèdent les quantités d'électricité que ce distributeur peut écouler auprès des clients situés dans sa zone de desserte, Electricité de France est tenu de conclure avec ce distributeur un contrat pour l'achat de ce surplus d'électricité. Les conditions d'achat de ce surplus sont celles fixées pour la catégorie d'installations à laquelle appartiennent les installations de production ayant conduit à la mise en oeuvre de cette disposition. [...] ».

¹²⁹ Ledit article 48 de la loi n° 2000-108 stipule qu'« à compter de la publication de la présente loi, les charges ultérieures au 19 février 1999 et résultant d'engagements ou de garanties d'exploitation accordées aux opérateurs du secteur électrique avant le 19 février 1997 peuvent faire l'objet d'un financement spécifique dans les conditions ci-après. Ces charges concernent les contrats de type "appel modulable" passés par Electricité de France avec les producteurs autonomes de pointe. Ces charges sont évaluées, financées et recouvrées selon les mêmes modalités que celles définies au I de l'article 5 pour les charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité.

Un décret en Conseil d'Etat détermine les modalités d'application du présent article. ».

Les installations concernées sont de cogénération, des UIOM, des centrales hydrauliques ou des groupes diesel, biogaz ...

¹³⁰ Mais il n'y a pas de contrat d'appel modulable dans les ZNI.

Al. art. 4	Définition de la charge de SPE	Entité support du surcoût	Zone	Coût supporté (A)	Coût de référence (B)	Surcoût A-B
IV (I.1°)	contrats d'achat mentionnés à l'article 50 de la loi du 10 février 2000 ¹³¹	EDF	Hex	le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause	les prix de marché de l'électricité	P _{OA} - P _{mar}
IV (I.2°)		EDF	ZNI ¹³²	le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause	le coût qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité au tarif de vente appliqué, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles	P _{OA} - P _{pro/rég}
V.1°	[vente] à un client final non éligible ou à un consommateur final éligible n'ayant pas exercé ses droits	EDF	ZNI	le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone	le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles	Coût de prod ^{ion} - P _{pro/régl}
V.2°	[revente] à un client final éligible	Organisme de production [EDF ou indépendant] ¹³³	ZNI	le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone	le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du plafond de prix prévu au I de l'article 4 de la loi du 10 février 2000	Coût de prod ^{ion} - P _{plafond}
V.3°	[achat et revente] à un client final non éligible ou à un consommateur final éligible n'ayant pas exercé ses droits	Organisme de fourniture [EDF ou trader] ¹³⁴	ZNI	le prix d'acquisition de l'électricité payé en exécution des contrats en cause	le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles	Pacq - P _{pro/régl}
V.4°	[achat et revente] à un client final éligible	Organisme de fourniture [EDF ou trader] ¹³⁴	ZNI	le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat	le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du plafond de prix prévu au I de l'article 4 de la loi du 10 février 2000	Pacq - P _{plafond}
Cf note de bas de page ¹³⁵	Approvisionnement [à partir des] installations de production existantes utilisant du charbon indigène comme énergie primaire	RTE	Hex	Les surcoûts éventuels qui en découlent sont compensés dans les conditions prévues au I de l'article 5 ¹¹		

¹³¹ L'article 50 en question stipule, dans ses deuxième et troisième alinéas (sur 4 au total), que :

« A compter de la date de publication de la présente loi, les surcoûts qui peuvent résulter des contrats d'achat d'électricité conclus ou négociés avant la publication de la présente loi entre Electricité de France ou les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, d'une part, et les producteurs d'électricité, d'autre part, font l'objet, lorsqu'ils sont maintenus et jusqu'au terme initialement fixé lors de leur conclusion, d'une compensation dans les conditions prévues au I de l'article 5 de la présente loi.

Par dérogation aux premier et deuxième alinéas, les contrats et conventions précités qui lient Electricité de France à une entreprise du secteur public sont révisés par les parties dans un délai d'un an à compter de la publication de la présente loi, afin de les mettre en conformité avec ses dispositions. A défaut d'accord entre les parties dans ce délai, [...] » : cf. [37].

¹³² Les ZNI ont quelques contrats « article 50 » ...

¹³³ Cas tout ce qu'il y a de plus théorique car, pour l'heure, aucun client éligible n'a fait valoir ses droits à l'éligibilité ... Le I. de l'article 4 de la loi 2000-108 dit que : « I. - Les dispositions du deuxième alinéa de l'article 1er de l'ordonnance n° 86-1243 du 1er décembre 1986 relative à la liberté des prix et de la concurrence s'appliquent aux tarifs réglementés de vente d'électricité, aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution [les fameux « TURP »] et aux tarifs des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de ces réseaux.

Ces mêmes dispositions s'appliquent aux plafonds de prix qui peuvent être fixés pour la fourniture d'électricité aux clients éligibles dans les zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental. [...] ».

¹³⁴ Le cas des courtiers est également théorique dans les DOM ou en Corse ... Cependant, EDF y recourt aux « producteurs indépendants » pour compléter sa production (et mettre en concurrence ses propres équipes ...). Dans ce cas, le V bis de l'article 4 du décret 2004-90 prévoit que « le projet de contrat entre le producteur et l'organisme de fourniture d'électricité est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie, assorti des éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation. La commission évalue le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone en appliquant les taux de rémunération du capital immobilisé fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie en application de l'article 56 de la loi du 13 juillet 2005 susvisée, et notifie aux parties, dans les deux mois suivant la réception du dossier, le résultat de son évaluation. La compensation calculée sur la base de cette évaluation peut être répartie entre le producteur et l'organisme de fourniture d'électricité. »

Rq. : à la lecture de ce complément, on pourrait conclure que le « prix d'acquisition » est le même que « le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone ».

¹³⁵ Ce cas ne figure pas dans le décret 2004-90 mais fait l'objet d'une disposition (tout à fait théorique : cf. [285]) en fin d'article 10 de la loi n° 2000-108 : « Par ailleurs, le ministre chargé de l'énergie peut, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, ordonner que les installations de production existantes à la date de publication de la présente loi utilisant du charbon indigène comme énergie primaire soient appelées en priorité par le service gestionnaire du réseau public de transport dans une proportion n'excédant pas, au cours d'une année civile, 10 % de la quantité totale d'énergie primaire nécessaire pour produire l'électricité consommée en France. »

« Surcoûts de fourniture »

Al. art. 4	Définition de la charge de SPE	Entité support du surcoût	Zone	Coût supporté (A)	Coût de référence (B)	Surcoût A-B
VI (E/H)	[mise] en oeuvre [de] la tarification spéciale "produit de première nécessité" prévue au dernier alinéa du I de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 ¹³⁶	EDF	Hex			montant des réductions consenties [...] et [...] coûts de gestion supplémentaires directement induits
VI (DNN)		DNN	Hex			
VI (ZNI)		EDF	ZNI			
VI (May)		EDM	May			

VII (E/H)	dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité en application du 1° du III de l'article 2 de la loi du 10 février 2000 ¹³⁷	EDF	Hex			compensation calculée selon un pourcentage des surcoûts supportés au titre du VI [...] fixé par arrêté du ministre chargé de [...]
VII (DNN)		DNN	Hex			
VII (ZNI)		EDF	ZNI			
VII (May)		EDM	May			

Surcoût dû au « Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement au Marché »

Note de bas de page ¹³⁸	« TaRTAM »	EDF ou DNN	Hex	Voir développement dans le corps du texte
------------------------------------	-------------------	------------	-----	---

¹³⁶ L'alinéa en question précise que « les tarifs aux usagers domestiques tiennent compte, pour les usagers dont les revenus du foyer sont, au regard de la composition familiale, inférieurs à un plafond, du caractère indispensable de l'électricité en instaurant pour une tranche de leur consommation une tarification spéciale "produit de première nécessité". Cette tarification spéciale est applicable aux services liés à la fourniture. [...] ». Voir, pour ce volet social, le décret 2004-325.

¹³⁷ Le dispositif en question y est effectivement esquissé dans les termes (soulignés) suivants :

« III. - La mission de fourniture d'électricité consiste à assurer sur l'ensemble du territoire :

1° La fourniture d'électricité aux clients qui n'exercent pas les droits mentionnés à l'article 22, en concourant à la cohésion sociale au moyen de la péréquation géographique nationale des tarifs, de la mise en oeuvre de la tarification spéciale "produit de première nécessité" mentionnée à l'article 4, du maintien de la fourniture d'électricité en application de l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles, et en favorisant la maîtrise de la demande d'électricité [...] ». Voir, pour cet autre volet social, le décret 2001-531.

¹³⁸ Ce cas résulte de l'art. 15 de la loi n° 2006-1537 créant les articles 30-1 et 30-2 de la loi n° 2004-803. Plusieurs décrets et arrêtés officiels s'ensuivent : [222], [276], [277] et _ non encore paru _ [293].

Textes relatifs au TARTAM (Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché)
--

Cette disposition controversée a fait l'objet des articles 15 et 16 de la **loi n° 2006-1537**, appelant plusieurs « décrets (ou arrêtés) d'application » :

A) Lesdits articles 15 et 16 de la loi n° 2006-1537 ajoutent à la loi n° 2004-803 deux articles, 30-1 et 30-2, dont on trouvera ci-après le texte intégral.

On note néanmoins que le paragraphe II de l'article 15 stipule que :

« II. - Le Gouvernement présente au Parlement, avant le 31 décembre 2008, un rapport sur la formation des prix sur le marché de l'électricité et dressant le bilan de l'application de la création du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché. Ce rapport analyse les effets de ce dispositif et envisage, s'il y a lieu, sa prolongation. »

Ce qui signifie que le législateur se réserve de proroger le dispositif transitoire mis en œuvre ...

B) Dispositions de la loi n° 2004-803 :

Article 30-1

« I. - Tout consommateur final d'électricité bénéficie d'un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché pour le ou les sites pour lesquels il en fait la demande écrite à son fournisseur avant le 1er juillet 2007. Ce tarif est applicable de plein droit pour une durée de deux ans à la consommation finale des sites pour lesquels la contribution prévue au I de l'article 5 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée est acquittée.

Ce tarif s'applique de plein droit aux contrats en cours à compter de la date à laquelle la demande est formulée. Il s'applique également aux contrats conclus postérieurement à la demande écrite visée au premier alinéa du présent I, y compris avec un autre fournisseur. Dans tous les cas, la durée de fourniture au niveau du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché ne peut excéder deux ans à compter de la date de la première demande d'accès à ce tarif pour chacun des sites de consommation.

II. - Le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché, qui ne peut être inférieur au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, est établi par arrêté du ministre chargé de l'énergie, pris au plus tard un mois après¹³⁹ la publication de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie. Ce tarif ne peut être supérieur de plus de 25 % au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques.

Article 30-2

« Art. 30-2. - Les fournisseurs qui alimentent leurs clients au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché en application de l'article 30-1 et qui établissent qu'ils ne peuvent produire ou acquérir les quantités d'électricité correspondantes à un prix inférieur à la part correspondant à la fourniture de ces tarifs bénéficient d'une compensation couvrant la différence entre le coût de revient de leur production ou le prix auquel ils se fournissent, pris en compte dans la limite d'un plafond fixé par arrêté¹⁴⁰ du ministre chargé de l'énergie et calculé par référence aux prix de marché, et les recettes correspondant à la fourniture de ces tarifs.

Le cas échéant, le coût de revient de la production d'un fournisseur est évalué en prenant en compte le coût de revient de la production des sociétés liées implantées sur le territoire national. Pour l'application de ces dispositions, deux sociétés sont réputées liées :

- soit lorsque l'une détient directement ou par personne interposée la majorité du capital social de l'autre ou y exerce en fait le pouvoir de décision ;

¹³⁹ Cf. D1 ci-après [275]

¹⁴⁰ Cf. D3 ci-après [277].

- - soit lorsqu'elles sont placées l'une et l'autre, dans les conditions définies au troisième alinéa, sous le contrôle d'une même tierce entreprise.

Les charges correspondantes sont calculées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les fournisseurs. Cette comptabilité, établie selon des règles définies par la Commission de régulation de l'énergie, est contrôlée aux frais des fournisseurs qui supportent ces charges par leur commissaire aux comptes ou, pour les régies, par leur comptable public. La Commission de régulation de l'énergie peut, aux frais de l'opérateur, faire contrôler cette comptabilité par un organisme indépendant qu'elle choisit. Le ministre chargé de l'énergie arrête le montant des charges sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie effectuée annuellement.

La compensation de ces charges, au profit des fournisseurs qui les supportent, est assurée :

1° En utilisant les sommes collectées au titre de la contribution prévue au I de l'article 5 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée, une fois que la compensation des charges mentionnées à ce même article 5 a été effectuée.

Pour l'application de l'alinéa précédent, les coûts supportés par les fournisseurs qui alimentent des consommateurs au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché sont pris en compte par la Commission de régulation de l'énergie pour le calcul du montant de la contribution prévue au I du même article 5. Cette prise en compte, qui ne peut conduire à augmenter le montant de la contribution applicable à chaque kilowattheure à un niveau supérieur à celui applicable à la date de publication de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, couvre ces coûts dans la limite d'un montant de 0,55 EUR par MWh qui s'ajoute au montant de la contribution calculée sans tenir compte des dispositions du présent 1° ;

2° Par une contribution due par les producteurs d'électricité exploitant des installations d'une puissance installée totale de plus de 2 000 mégawatts et assise sur le volume de leur production d'électricité d'origine nucléaire et hydraulique au cours de l'année précédente. Cette contribution ne peut excéder 1,3 EUR par MWh d'origine nucléaire ou hydraulique.

Le montant de la contribution mentionnée au 2° est calculé de sorte que ce montant, ajouté aux sommes mentionnées au 1°, couvre les charges supportées par les opérateurs. Ce montant est arrêté¹⁴¹ par le ministre chargé de l'énergie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie, effectuée annuellement.

La contribution mentionnée au 2° est versée à la Caisse des dépôts et consignations.

La Caisse des dépôts et consignations reverse quatre fois par an les sommes collectées au titre des 1° et 2° aux opérateurs supportant les charges et retrace les opérations correspondantes dans un compte spécifique.

Lorsque le montant des contributions collectées ne correspond pas au montant constaté des charges de l'année, la régularisation intervient l'année suivante au titre des charges dues pour cette année. Si les sommes dues ne sont pas recouvrées au cours de l'année, elles sont ajoutées au montant des charges de l'année suivante.

Les contributions sont recouvrées dans les mêmes conditions et sous les mêmes sanctions que la contribution mentionnée au I de l'article 5 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée.

Un décret en Conseil d'Etat précise les conditions d'application du présent article. »

¹⁴¹ Arrêté dont le projet [293] n'a été examiné en Conseil Supérieur de l'Energie que le 14 juin 2007. Cf. E) ci-après...

C) L'« **arrêté du 3 janvier 2007** fixant le niveau du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché » est bref, ne comportant qu'un article ¹⁴², précisant seulement les majorations consenties pour ces « retours », comme de juste inférieures aux 25 % imposées par la loi :

« Le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché hors taxes applicable à un site de consommation est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de :

- 10 % pour les consommateurs finals raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA ;
- 20 % pour les consommateurs finals raccordés en basse tension souscrivant une puissance strictement supérieure à 36 kVA ;
- 23 % pour les consommateurs finals raccordés aux domaines de tension HTA et HTB.

Ces tarifs sont annexés avec leurs conditions générales d'application au présent arrêté. »

D) Trois textes, tous datés du 4 mai 2007, ont été publiés au JO du lendemain, à savoir :

D1) « Décret n° 2007-689 du 4 mai 2007 [texte n° 23] relatif à la compensation des charges du TaRTAM ».

NB : il est surprenant de constater combien le texte officiellement publié au JO le 5 mai est farci d'erreurs (aux articles 7, 9, 10, 11 et 12 notamment), que nous avons dûment signalées à la CRE.

D2) « Arrêté du 4 mai 2007 [texte n° 25] relatif aux déclarations des fournisseurs alimentant des clients au TaRTAM [objet de l'article 1] des producteurs d'électricité hydraulique et nucléaire [objet de l'article 2] » ;

D3) « Arrêté du 4 mai 2007 [texte n° 26] fixant le plafond du coût d'approvisionnement des fournisseurs qui alimentent des clients au TaRTAM».

E) Le projet d'« arrêté du ... relatif au montant **des charges et à la contribution unitaire hydraulique et nucléaire imputables à la fourniture au TaRTAM**», soumis au CSE du 14/06/07 n'a pas encore été signé.

¹⁴² Le second porte application à Mayotte et le 3^{ème} charge le directeur de la DIDEME de son exécution.

Premiers arrêtés et avis de la CRE sur les tarifs d'obligation d'achat (2001-2002)

Deux premières rafales d'arrêtés émanant du gouvernement de la gauche ...

... plurielle, regroupés comme suit, dans l'ordre chronologique de leurs signature et publication :

	Arrêtés ¹⁴³ :			Avis de la CRE				Surcoût (M€/an)	
	signé	JO	[réf]	délibéré	JO	[réf]		de	à
Eolien	08/06/01	22/06/01	44	05/06/01	22/06/01	41	D	500	700
Hydraulique	25/06/01	21/11/01	48	05/06/01	21/11/01	42	D	70	100
Cogénération	31/07/01	31/08/01	55	12/07/01	introuvable	51	D	> 240	> 240
Déch. ménagers (hors biogaz)	02/10/01	21/11/01	57	05/06/01	21/11/01	43	R	40	50
Biogaz de décharge	03/10/01	21/11/01	58	21/06/01	21/11/01	46	R	6	7
Déchets animaux	13/03/02	14/03/02	68	19/07/01	14/03/02	53	F	8	10
Install. de puiss. < 36 kVA	13/03/02	14/03/02	69	18/10/01	14/03/02	59	D	?	?
Photovoltaïque (éner. radiative)	13/03/02	14/03/02	70	20/12/01	14/03/02	63	D	>> 6	>> 6
Géothermie (nappes aquifères)	13/03/02	07/04/02	71	14/02/02	07/04/02	66	F _{DOM}	?	?
Biomasse	16/04/02	05/05/02	75	04/04/02	05/05/02	72	F _{DOM}	90	210
Méthanisation	16/04/02	05/05/02	76	04/04/02	05/05/02	73	R	ε	ε

Le tableau ci-dessus met en exergue, pour chaque arrêté, l'avis que la CRE avait auparavant (et parfois bien avant la publication de l'arrêté ¹⁴⁴) émis à son sujet : les **D** signalent les avis défavorables, les R les réserves formulées et les F les (quelques) avis plus ou moins favorables.

On trouvera ci-après les citations les plus significatives de ces avis, signés par Jean Syrota, alors président de la Commission de régulation de l'électricité (puis de l'énergie), ... jamais suivis d'effet !

C'est de ces textes que sont extraits les chiffres de surcoût indiqués dans les 2 colonnes de droite (en 2010), selon que la référence est un cycle combiné au gaz ou une centrale nucléaire.

5 juin 2001 : Energie mécanique du vent (éolien) [41] ¹⁴⁵ :**4 Conséquences du tarif proposé :**

« Le gouvernement a annoncé qu'il prévoyait 5000 MW installés en 2010 [...]. Le surcoût cumulé est compris entre 7 et 11 milliards d'euros pour 5000 MW installés en 2010, selon que l'on se fonde sur la référence gaz ou nucléaire ». (NDLR : le surcoût annuel correspondant atteindrait 500 à 700 M€/an)

5-8 Avis de la CRE :

« Au vu de l'ensemble des éléments qui précèdent, la CRE considère que le tarif proposé entraîne des rentes indues aux producteurs éoliens qui se traduiront par une augmentation significative des prix de l'électricité en France, et représente un moyen exagérément coûteux pour la collectivité d'atteindre l'objectif de développement de la filière que s'est fixé le Gouvernement. Elle émet, en conséquence, un avis défavorable sur ce projet d'arrêté ».

¹⁴³ Tous ces arrêtés tarifaires ont été corrigés par le gouvernement suivant (voir ci-après).

¹⁴⁴ L'analyse des dates respectives (délibération CRE, signature de l'arrêté ou décret, et publication au JO de celui-ci et de l'avis de la commission) montre parfois des hésitations (ainsi, l'avis [120] sur le décret sur les tarifs de cession [147] précéda de plus d'un an leur publication simultanée au JO), voire de possibles pressions (cf. [236]). On notera toutefois que tous ces arrêtés « écologiques » ont été pris dans l'année précédant les élections (quel que soit le parti au pouvoir).

¹⁴⁵ Le CRE a émis, le jour même de la publication au JO de l'arrêté contesté, un communiqué virulent [47], assez peu apprécié, sans doute (d'autant qu'il s'agissait du premier avis produit). Les relations devaient être assez tendues entre la Commission de régulation de l'électricité et les fonctionnaires de l'industrie (voir l'annexe 13 de notre étude [218] sur le fameux seuil du 1500^{ème} MW éolien installé).

Serait-ce pourquoi on ne trouve pas trace au JO de son avis, très négatif aussi, sur la cogénération ?

5 juin 2001 : Energie hydraulique [42] :

4 Conséquences du tarif proposé :

« Le gouvernement a annoncé qu'il prévoyait la réalisation de 600 MW en 2010, ce qui se traduirait, compte tenu du tarif proposé, par un surcoût annuel de 70 ou 100 millions d'euros à cette échéance, suivant que ce surcoût est calculé par rapport à la production par une centrale nucléaire ou une centrale à cycle combiné au gaz ¹⁴⁶ ».

5-4 Avis de la CRE :

« [...] la CRE note que, compte tenu de la faible efficacité de ce moyen de production pour le potentiel restant à exploiter en métropole continentale, tout nouveau projet bénéficiant du tarif proposé entraînera un surcoût important pour la collectivité qui se traduira par une augmentation du prix de l'électricité payé par les consommateurs [...] ».

5 juin 2001 : Déchets ménagers [43] :

4 Conséquences du tarif proposé :

« Le gouvernement a annoncé un objectif de 400 MW en 2010 qui se traduirait pour la métropole, compte tenu du tarif proposé, par un surcoût annuel d'environ 40 millions d'euros si la référence est le cycle combiné au gaz, 50 millions d'euros si c'est le nucléaire ».

5-1 Avis de la CRE :

« La CRE constate que le tarif proposé pour la métropole continentale est couvert par la somme des coûts et des externalités si la référence est le cycle combiné au gaz, mais qu'il en demeure assez éloigné si la référence est le nucléaire ».

5-3 :

« Le tarif proposé pour la Corse et les DOM est nettement inférieur aux coûts et externalités évités localement ».

21 juin 2001 : Biogaz de décharge [46] :

4 Conséquences du tarif proposé :

Dans l'hypothèse où « 40 MW pourraient être équipés en métropole, avec une puissance installée moyenne par installation de 4 MW [et] si les problèmes [...] concernant la puissance garantie étaient réglés, un surcoût annuel d'environ 6 millions d'euros serait observé, si la référence est le cycle combiné au gaz, et 7 millions d'euros si c'est le nucléaire ».

5-1 Avis de la CRE :

« La CRE constate que le tarif proposé est relativement peu éloigné, en moyenne, de la somme des coûts et des externalités évités, si la référence retenue est le cycle combiné au gaz [...] dans le cas des plus grosses installations ».

12 juillet 2001 : Cogénération d'électricité et chaleur valorisée [51] :

5-1 Conséquences du tarif proposé :

« [...] Il aurait été utile que le gouvernement définisse un objectif de développement de la petite cogénération, tenant compte du flux d'installations de plus grande taille qui se développent spontanément [du fait de] la mise en place du contrat 97-01, particulièrement avantageux pour les investisseurs [...] (plus de 3000 MW alors que 1000 MW étaient prévus). [...] »

5-2 :

« [...] En supposant que 3000 MW supplémentaires soient installés dans la décennie à venir ¹⁴⁷, pour une rémunération moyenne de 60 €/MWh (soit un prix du gaz plutôt bas correspondant à un baril de pétrole aux environs de 20 \$ ¹⁴⁸), et une durée de fonctionnement moyenne de 4000 heures, le surcoût annuel serait d'environ 240 millions d'euros. [...] ».

6-6 Avis de la CRE :

¹⁴⁶ La CRE aurait dû écrire l'inverse : « ... par une centrale à cycle combiné au gaz ou une centrale nucléaire ».

¹⁴⁷ D'après le tableau 3 de l'annexe III du rapport IGF-CGM [220], les contrats postérieurs au « 97-01 » représentaient, au 31/12/2003, 720 MW supplémentaires, reflet d'un rythme de développement ralenti mais assez voisin des 300 MW/an envisagés par la CRE.

¹⁴⁸ On en est à plus de 90 \$/baril [311]...

« Au vu de l'ensemble des éléments qui précèdent, la CRE considère que le niveau du tarif proposé et ses modalités techniques sont exagérément favorables aux producteurs et entraîneront une augmentation inutilement élevée du prix de l'électricité pour les consommateurs en France. Elle émet, en conséquence, un avis défavorable sur ce projet d'arrêté ».

13 mars 2002 : Déchets animaux bruts ou transformés [53] :

4 Conséquences du tarif proposé :

« Pour une production électrique d'environ 2 MWh par tonne de farines animales incinérée, et à supposer que toutes les installations concernées produisent de l'électricité, le surcoût annuel sera d'environ 7,8 millions d'euros si la référence est le cycle combiné au gaz, et 9,6 millions d'euros si c'est le nucléaire ».

5-1 Avis de la CRE :

« La CRE constate que l'équilibre financier des installations produisant de l'électricité en éliminant les farines animales ne peut être assuré sans soutien public. Le Gouvernement a choisi de faire supporter une partie de ce soutien au consommateur d'électricité [...]. Cela ne peut se justifier que si le tarif de rachat de l'électricité est directement calculé sur la base des coûts et externalités environnementales évités ».

5-3 :

« Le tarif proposé pour la Corse et les DOM est nettement inférieur aux coûts et externalités évités localement ».

5-4 :

« En conclusion, la CRE émet un avis favorable [...] sous réserve que le tarif de reprise soit indépendant du niveau de tension de raccordement des installations au réseau ».

18 octobre 2001 : Micro-installations, d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA [59] :

4-1 Avis de la CRE :

« Dans la mesure où le Gouvernement souhaite définir un tarif d'achat spécifique pour les plus petites installations, le dispositif retenu (égalité entre le tarif d'achat et le tarif de vente) a l'avantage d'une grande simplicité de mise en oeuvre ».

4.2 :

« Toutefois, le fait que ce principe ne soit pas applicable aux clients ayant quitté EDF ou leur DNN pendant la durée de leur contrat d'achat, risque de fausser le jeu normal de la concurrence, et constitue une source de discrimination ».

4.3 :

« Le tarif proposé est très supérieur aux coûts et externalités évités en métropole continentale : on constate des écarts variant entre 40 et 80 €/MWh [...] ».

4-5 Avis de la CRE :

« Au vu de l'ensemble des éléments qui précèdent, la CRE émet un avis défavorable sur ce projet d'arrêté ».

20 décembre 2001 : Energie radiative du soleil (photovoltaïque) [63] :

4 Conséquences du tarif proposé :

« Si environ 20 MW étaient installés d'ici à 2005 (dont environ 15 MW dans les DOM), comme le prévoit l'ADEME, le surcoût pour le consommateur d'électricité serait à partir de 2005 d'environ 6 millions d'euros par an (ce coût ne comprend pas les autres subventions de l'Etat, de l'Union européenne et des collectivités territoriales) ».

5-1 Avis de la CRE :

« Le tarif d'achat proposé est plusieurs fois supérieur à la somme des coûts et externalités environnementales évités. Les conditions prévues par la loi du 10 février 2000 et le décret du 10 mai 2001 ne sont donc pas respectées ».

5-4 :

« Au vu de l'ensemble des éléments qui précèdent, la CRE [...] émet, en conséquence, un avis défavorable sur ce projet d'arrêté ».

13 mars 2002 : Energie des nappes aquifères ou roches souterraines (géothermie) [66] :

4.1 Avis de la CRE :

« Le tarif proposé est supérieur à la somme des coûts et des externalités évités en métropole, mais nettement inférieur à cette somme dans les DOM ».

4-2 :

« Le nombre de projets susceptibles de bénéficier de ce tarif est limité. Le principal site identifié à ce jour est celui de la Bouillante en Guadeloupe [...] ».

4-3 :

« En conséquence, la CRE émet un avis favorable sur ce projet d'arrêté ».

4 avril 2002 : Combustion de matières non fossiles d'origine végétale (biomasse) [72] :

4 Conséquences du tarif proposé :

« Le gouvernement indique [...] un objectif de 500 à 1200 MW installés en 2010 pour la biomasse. En supposant une durée de fonctionnement moyenne des installations de 6000 heures par an, le surcoût annuel serait compris entre 90 et 210 millions d'euros ».

5-2 Avis de la CRE :

« La commission constate que le tarif proposé est relativement peu éloigné, en métropole continentale, de la somme des coûts et externalités évités. Il est même, en Corse et dans les DOM, inférieur aux coûts et externalités évités localement. »

5-4 :

« En conclusion, la CRE émet un avis favorable sur le projet de d'arrêté [...] sous réserve que le tarif proposé ne s'applique qu'à la fraction de l'électricité produite effectivement à partir de biomasse, dans le cas des installations utilisant en partie des combustibles non renouvelables »¹⁴⁹.

4 avril 2002 : Méthanisation [73] :

4 Conséquences du tarif proposé :

« Le gouvernement n'indique pas [...] d'objectif spécifique à la filière biogaz de méthanisation. Cependant, les déchets pouvant être valorisés par méthanisation à un coût raisonnable constituent une ressource relativement limitée. En conséquence, le surcoût à supporter par les consommateurs finals d'électricité devrait être peu élevé ».

5-1 Avis de la CRE :

« La commission constate que le tarif proposé est relativement peu éloigné, en métropole continentale, de la somme des coûts et externalités évités. Il est même, en Corse et dans les DOM, inférieur aux coûts et externalités évités localement. »

5-4 :

« En conclusion, la CRE émet un avis favorable sur le projet de d'arrêté [...] sous réserve que le tarif proposé ne s'applique qu'à la fraction de l'électricité produite effectivement par méthanisation, dans le cas des installations utilisant en partie des combustibles non renouvelables »¹⁵⁰.

¹⁴⁹ Le décret n° 2000-1196 précisait bien qu'« un arrêté du ministre chargé de l'énergie fixe les limites dans lesquelles ces installations peuvent utiliser une fraction d'énergie non renouvelable », ce qui fut fait le 02/10/2001 (donc avant l'avis CRE ci-dessus) et corrigé le 19/01/2005 (abaissé de 20 à 15 %). Mais rien ne semble prévu pour ne payer, au tarif de l'obligation d'achat, que « la fraction de l'électricité produite effectivement à partir de biomasse ». Il y a de fortes chances pour qu'EDF paie la combustion de fuel au prix fort, jusqu'à 15 % ! Du moins faut-il s'en assurer auprès de la DOAAT.

¹⁵⁰ Remarque exactement identique à la précédente, au sujet de cette « fraction de l'électricité produite effectivement par méthanisation », seule justiciable du tarif d'OA.

Seconds arrêtés et avis de la CRE sur les tarifs d'obligation d'achat (2006-2007)
--

Pour n'être pas en reste, le gouvernement de droite ...

... a « abondé » dans le même sens que son prédécesseur :

	Arrêtés ¹⁵¹ :			Avis de la CRE				Surcoût (M€/an)	
	signé	JO	[réf]	délibéré	JO	[réf]		de	à ¹⁵²
Eolien	10/07/06	26/07/06	184	29/06/06	27/07/06	178	D	800	2 500
Biogaz	10/07/06	26/07/06	186	29/06/06	27/07/06	179	D	10	100
Photovoltaïque (éner. radiative)	10/07/06	26/07/06	187	29/06/06	27/07/06	180	D	50	400
Géothermie (nappes aquifères)	10/07/06	26/07/06	185	29/06/06	27/07/06	181	D_{Hex} F _{DOM}	?	?
Hydraulique	01/03/07	22/04/07	246	10/01/07 et 15/02/07	22/04/07	227 et 236	R _{Hex} F _{DOM}	150	400

Et, par l'article 82 de la loi n° 2005-1719 du 30/12/2005 de finances rectificative pour 2006 [165] insérant un article 50-1 dans la loi n° 2000-108, les conditions tarifaires de la **cogénération** [55] ont bénéficié d'une généreuse « modification des dispositions contractuelles liées à la variation des prix des combustibles utilisés [...] dans les contrats conclus en application de l'article 10 font l'objet d'une compensation ». Mesure astucieusement prorogée pour trois années supplémentaires, 2007 à 2009, par la loi n° 2006-1537 du 7/12/2006 (cf. § 2.1.5.11. du corps du texte).

On trouvera ci-après les citations les plus significatives de ces avis, signés par Ph. de Ladoucette, le tout nouveau président de la Commission de régulation de l'énergie, ... pas mieux pris en compte par le ministère que ceux de son prédécesseur !

La différence est pourtant nette entre ceux de 2001-2002 et ceux de 2006-2007, les calculs de surcoût ne se faisant plus du tout par rapport au nucléaire d'une part, appréciés par rapport aux « prix du marché » d'autre part. Ils sont ainsi fortement revus à la baisse, confortant notre théorie de l'enfoncement de l'iceberg de la CSPE (et d'enfoncement des comptes ... d'EDF).

29 juin 2006 : Energie mécanique du vent (éolien) [178] :

V Conséquences du tarif proposé :

« [...] Le développement de la filière sous les nouvelles conditions tarifaires proposées induirait, a minima, un surcoût annuel de 800 M€ à l'horizon 2015. L'atteinte des objectifs hauts prévus par le rapport sur la PPI conduirait à ce montant dès 2009 et pourrait se traduire, à partir de 2015, par un surcoût de 2 à 2,5 Mds€ (selon que l'on considère un prix de marché de 45 €/MWh ou de 35 /MWh). ».

VI Avis de la CRE :

« Le tarif proposé augmente substantiellement par rapport au tarif actuellement en vigueur.

¹⁵¹ L'arrêté du 26 mars 2003 [104], préparé par la gauche (saisine de la CRE le 21 février 2002 [100]) mais présenté par la droite, a corrigé tous les arrêtés tarifaires pris par la gauche (voir ci-avant), en abrogeant les parties de textes ouvrant droit à « un second contrat au tarif [ci]-défini ». Mais celui du 23 décembre 2004 a, pour les mêmes arrêtés, réintroduit (enfin presque) les dispositions de ce « second contrat » tout en en réservant le bénéfice à « une installation [qui] ne peut bénéficier des tarifs définis [par l'arrêté concerné] et n'a jamais bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat en application des articles 10 ou 50 de la loi du 10 février 2000 [...] » (attention : modifications spécifiques de l'article 4 de l'arrêté éolien ainsi que des articles 2 et 4 de l'arrêté photovoltaïque).

Les deux arrêtés tarifaires (signés le 13/03/02) relatifs au solaire [70] d'une part, aux micro-installations (< 36 kVA) [69] d'autre part ont été modifiés par l'arrêté du 7 septembre 2004 [136] en un sens difficilement interprétable.

Enfin l'arrêté du 23 août 2005 [157] a corrigé les formules de révision des tarifs de tous les arrêtés ci-dessus (remplacement du terme « PsdA » par un nouveau terme « IA » (voir analyse de l'effet de cette modification dans l'étude spécifique menée sur l'éolien [218]). Il s'agit d'une correction technique, du fait de la disparition de l'indice PsdA, qui n'a qu'un effet à la marge.

¹⁵² Selon hypothèses de développement, scénarios PPI bas ou haut, en 2015.

[...] Que l'énergie éolienne se substitue à celle produite par une centrale nucléaire, une centrale au gaz fonctionnant en cycle combiné ou une centrale au charbon de technologie moderne, le tarif d'achat proposé est très supérieur à la somme des coûts et externalités environnementales évités, ainsi que des autres contributions supposées aux objectifs de la loi.

En Corse et dans les DOM, [...] le développement de la production éolienne pourrait représenter une économie dès aujourd'hui, tout en réduisant le coût de la péréquation tarifaire dans ces zones. Cependant, la CRE considère que les dispositifs fiscaux spécifiques qui s'ajoutent au tarif applicable dans les DOM réduisent les gains que la collectivité devrait retirer du développement de la filière dans ces zones.»

[...] Au vu de l'ensemble des éléments qui précèdent, la Commission de régulation de l'énergie considère que le tarif proposé, qui s'ajoute à l'ensemble des dispositifs fiscaux en vigueur, représente un soutien disproportionné à la filière éolienne au regard du bénéfice attendu. Compte tenu des conditions de marché, il occasionne, pour les investisseurs, une rentabilité très supérieure à ce qui serait nécessaire pour susciter l'investissement dans ces moyens de production et représente un moyen très coûteux pour la collectivité d'atteindre les objectifs de développement assignés par la loi du 13 juillet 2005.

La commission émet, en conséquence, un avis défavorable sur ce projet d'arrêté.

Afin d'assurer un service public performant, elle souligne la nécessité d'adapter le rythme et les objectifs de développement de la filière à la capacité d'acceptation locale et recommande, pour cette filière, le recours exclusif aux appels d'offres ».

29 juin 2006 : Biogaz [179] :

V. - Conséquences du tarif proposé :

« Le développement de la filière sous les nouvelles conditions tarifaires proposées induirait, a minima, un surcoût annuel d'environ 10 M€ à l'horizon 2015 [79 MW sous 5500 h/an]. Le strict respect des objectifs hauts prévus par le rapport PPI [188 MW sous 6400 h/an] conduirait à un montant de 25 M€ dès 2010 et de 100 M€ en 2015. »

VI. – Avis de la CRE :

« Le tarif proposé augmente substantiellement par rapport au tarif actuellement en vigueur.

[...] Que l'énergie issue de la valorisation du biogaz se substitue à celle produite par une centrale nucléaire, une centrale fonctionnant en cycle combiné ou une centrale au charbon de technologie moderne, le tarif d'achat proposé est très supérieur aux coûts et externalités environnementales évités.

En Corse, dans les DOM et à Mayotte [...], le biogaz pourrait représenter une économie dès aujourd'hui, tout en réduisant le coût de la péréquation tarifaire dans ces zones.

[...] Compte tenu des conditions de financement accessibles aux groupes industriels concernés et des dispositifs fiscaux très favorables, le tarif occasionne une rentabilité des fonds propres, après impôt, très importante [...].

Au vu de l'ensemble des éléments qui précèdent, la CRE considère que le tarif proposé, qui s'ajoute à l'ensemble des dispositifs fiscaux en vigueur, constitue un soutien à la filière biogaz très supérieur au bénéfice attendu. Il pourrait conduire, de surcroît, à faire financer par le consommateur d'électricité l'élimination de polluants issus de la filière « déchets » et la réduction des impacts environnementaux du secteur des services énergétiques aux entreprises et aux collectivités, en méconnaissance du principe de pollueur-payeur. Elle émet, en conséquence, un avis défavorable sur ce projet d'arrêté. »

29 juin 2006 : Energie des nappes aquifères ou roches souterraines (géothermie) [180] :

4.1 Avis de la CRE :

« Le tarif proposé est supérieur aux coûts et externalités évités en métropole. Dans les DOM, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte, il leur est nettement inférieur.

Le nombre de projets susceptibles de bénéficier de ce tarif est limité. Le principal site identifié à ce jour est celui de la Bouillant,e en Guadeloupe [...].

Un autre projet à Soultz-sous-Forêt, dans le Bas-Rhin, présente principalement un intérêt expérimental [sans] intérêt économique pour la collectivité.

En conséquence, la CRE émet un avis favorable sur le projet de tarif applicable dans les [DOM-COM] et un avis défavorable sur le projet de tarif applicable en métropole ».

29 juin 2006 : Energie radiative du soleil (photovoltaïque) [181] :

V Conséquences du tarif proposé :

« Le développement de la filière sous les nouvelles conditions tarifaires proposées induirait, a minima, un surcoût annuel d'environ 50 M€ à l'horizon 2015 [75 % intégré au bâti, 20 MW sous 1100 h/an hors ZNI, 80 MW en ZNI sous 1300 h/an]. Le strict respect des objectifs hauts prévus par le rapport sur la PPI [90 % intégré au bâti, 100 MW sous 1500 h/an hors ZNI, 390 MW en ZNI sous 1800 h/an] conduirait à un montant de 100 M€ dès 2011 et de 400 M€ en 2016. [...] »

VI. – Avis de la CRE :

« Le tarif proposé augmente substantiellement par rapport au tarif actuellement en vigueur.

[...] Que l'énergie produite par les équipements photovoltaïques se substitue à celle produite par une centrale nucléaire, une centrale fonctionnant en cycle combiné ou une centrale au charbon de technologie moderne, le tarif d'achat proposé est très supérieur à la somme des coûts et externalités environnementales évités, ainsi que des autres effets positifs supposés [...].

Ce constat se vérifie également en Corse et dans les DOM [...].

[...] Compte tenu des conditions de financement accessibles aux groupes industriels concernés et des dispositifs fiscaux très favorables, le tarif occasionne une rentabilité des fonds propres, après impôt, très importante [...].

Au vu de l'ensemble des éléments qui précèdent, la CRE émet un avis défavorable sur ce projet d'arrêté. »

10 janvier et 15 février 2007 : Energie hydraulique [227] et [236] :

4 Conséquences du tarif proposé :

« Les nouvelles conditions d'achat devraient entraîner une augmentation des charges annuelles de service public de l'ordre de 150 à 400 MEUR ¹⁵³ à l'horizon 2015, soit 0,3 à 1 EUR/MWh ».

5 Avis de la CRE :

« [...] la CRE :

- un avis favorable sur le tarif prévu pour les installations nouvelles en France métropolitaine, sous réserve d'introduire une dégressivité du tarif en fonction du productible et de mettre en place un tarif plus bas pour les installations rénovées, dans un cadre juridique conforme aux règles communautaires ;
- un avis favorable sur le tarif prévu pour les installations nouvelles dans les DOM, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte ; il pourrait néanmoins être réduit pour tenir compte des dispositifs fiscaux et des autres aides de l'Etat dont bénéficient les investisseurs dans ces zones ».

Le nouvel avis rendu par la CRE le 15 février 2007 est lapidaire : « La CRE a déjà été saisie pour avis, le 11 décembre 2006, sur le même projet d'arrêté. Elle confirme l'avis rendu le 10 janvier 2007 par la commission précédente. »

« **Bis repetita placent** » ... ! Ce qui ne dissuada pas le gouvernement de signer et diffuser l'arrêté correspondant (pourtant jugé « favorablement »), juste en fin de quinquennat.

¹⁵³ Notion à « prendre avec des pincettes » compte tenu de l'évolution de la méthodologie de calcul des surcoûts par rapport aux « coûts évités », différents selon qu'il s'agit d'un acheteur EDF (prix du marché) ou DNN (tarif de cession).

Comparaison des deux séries d'arrêtés tarifaires d'obligation d'achat, en 2001-2 et 2006-7

La présente annexe a pour but de comparer les arrêtés tarifaires d'obligation d'achat, conformément au décret n° 2000-1196, pour encourager le développement d'« installations de production d'électricité utilisant les énergies renouvelables » (article 2) comme des « installations de production d'électricité, d'une puissance inférieure ou égale à 12 mégawatts, présentant une efficacité énergétique particulière, soit du fait de l'utilisation de certains combustibles, soit du fait de leurs caractéristiques intrinsèques, notamment dans le cas de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée » (article 3).

Tous ces arrêtés sont de structure identique, à ceci près que :

- Les contrats pour les installations hydrauliques et photovoltaïques sont d'une durée de 20 ans et celui pour la cogénération est de 12 ans (au lieu de 15 ans pour les autres) ;
- Certains contrats comportent des clauses de puissance garantie (avec une saisonnalisation et tarification éventuellement assortie d'une prime fixe annuelle). Ainsi en est-il des énergies électriques produites, sans intermittence naturelle, soit par géothermie, soit par cogénération, soit par combustion de carburants non fossiles (déchets ménagers (type UIOM), incinération de déchets animaux, matières d'origine végétale, méthanisation).

Le résumé ci-après de l'« arrêté du 31 juillet 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée [...] » nous sert d'exemple pour faciliter l'exposé synoptique des différences présentées par les arrêtés, spécialement ceux (éolien, hydraulique, photovoltaïque, géothermie et biogaz) qui, signés lors d'une première rafale en 2001-2002 par MM. Fabius et Pierret (cf. **annexe A12-5**), ont été modifiés en 2006-2007 par MM. Breton et Loos (cf. **annexe A12-4**).

L'article 1^{er} définit l'objet de l'arrêté.

L'article 2 « précise les caractéristiques principales [de] l'installation du producteur [...] décrite dans le contrat d'achat ».

L'article 3 définit un « hiver tarifaire » qui compte 5 mois (du 1^{er} novembre au 31 mars), pour 3624 (ou 3648) heures, contre 7 mois (et 5136 heures) d'été, sans différenciation géographique. « Les heures creuses mentionnées à l'annexe 3 correspondent aux heures comprises entre 1 heure et 7 heures, du lundi au vendredi, ainsi que toute la journée du samedi, du dimanche et des jours fériés. Les heures pleines correspondent au reste du temps ».

Les articles 4 et 9 définissent, à partir d'une « date de demande complète de contrat d'achat », les conditions d'indexation de ce contrat-type que nous appelons _ selon l'usage à EDF _ actualisation (coefficient K) au 1^{er} janvier de l'année de la demande d'une part ¹⁵⁴, révision de prix (coefficient L) au 1^{er} novembre d'autre part. A noter l'existence d'une clause de dégressivité de 1 %/an, valable dès l'année 2003 (deux années de neutralisation au lieu d'une seule pour l'éolien, dont le tarif, à l'époque, était abattu de 3,3 %/an).

L'article 5 stipule que « le producteur garantit une puissance électrique PGH pendant la période d'hiver. Les tarifs de l'énergie électrique fournie sont différents selon que cette puissance est respectée ou non. [...] ».

¹⁵⁴ Précision : « cette indexation s'applique aux prix plafonds annuels du gaz mais pas au terme de rémunération du gaz ». Le facteur d'actualisation est identique à celui de l'éolien $K = 0,5 \cdot \text{ICHTTS1} / \text{ICHTTS1}_0 + 0,5 \cdot \text{PsdA} / \text{PsdA}_0$ alors que le facteur de révision L comporte une structure similaire, la pondération des indices INSEE étant $\beta = 0,6$ et $\gamma = 0,2$ mais avec un terme fixe ($\alpha = 0,2$). A noter que l'indice PsdA a dû être remplacé en août 2004 par un indice composite « IA ».

Les articles 6 et 7 (qui diffèrent selon « la date de signature du contrat ») précisent que « le contrat est conclu pour une durée de **douze ans** à compter de la date de la mise en service industrielle [sic ¹⁵⁵ !] de l'installation ».

L'article 8 est spécifique : « Si le prix annuel du gaz dépasse le prix plafond calculé pour une fourniture exclusivement en hiver, [...] le producteur peut :

- 1° Continuer à fournir de l'électricité à l'acheteur dans des conditions identiques, mais à un prix proportionnel calculé avec un prix du gaz plafonné ;
- 2° Si la durée résiduelle du contrat est supérieure ou égale à un an, mettre l'installation de cogénération à la disposition du système électrique [...] ;
- 3° Si la puissance électrique maximale installée de l'installation ne dépasse pas 1 MW, arrêter momentanément l'installation ou la faire fonctionner à des fins d'autoconsommation exclusivement.

L'aspect tarifaire proprement dit est défini en annexes à l'arrêté mais nous ne considérerons que le cas, traité en **annexe 1**, d'un contrat conclu pour une installation mise en service postérieurement à « la date de publication de la loi du 10 février 2000 susvisée » (selon l'article 6 de l'arrêté) ¹⁵⁶, sans nous appesantir sur les modalités de versement de la prime fixe (mensuellement, pendant les seuls mois d'hiver).

La rémunération est pour partie forfaitaire, pour partie variable en fonction de l'énergie produite :

- **Le forfait** est « une prime fixe fonction de la tension de raccordement de l'installation et du respect de la puissance garantie par le producteur », dont la valeur annuelle est « PF » :

$$\begin{aligned} PF &= PGH.TB.[0,95 - 1,5 \times (0,9 - d)] && \text{si } d < 0,9 \text{ (mais jamais négative).} \\ PF &= PGH.TB.[1 - (0,95 - d)] && \text{si } 0,9 < d < 0,95 \\ PF &= PGH.TB && \text{si } d = 0,95 \\ PF &= PGH.TB.[1 + (d - 0,95).0,5] && \text{si } d > 0,95 \text{ (mais avec } PF < 1,025.PGH.TB), \end{aligned}$$

formules où :

- « d est la disponibilité effective de l'installation » ¹⁵⁷
- TB est « le taux de base annuel de la prime fixe [...] en €/kW installé hors TVA », fixé en fonction du niveau de tension :

BT et HTA(basse et moyenne tension)	144,94 – 1,71.(0,001.PGH – 5) avec PGH exprimé en kW (mais inférieur à 10 MW)
HTB (haute tension)	144,94 – 1,71.(0,001.PGH – 5) avec PGH exprimé en kW (mais compris entre 7 et 10 MW)
225 kV	85,11

Si on suppose la disponibilité idéale (d = 95 %), on constate que cette prime fixe annuelle est comprise entre 136,39 et 153,69 €/kW en HTA/BT, entre 132,97 et 136,39 €/kW en HTB (et égale à 87,11 €/kW en 225 kV).

- **Le terme variable** (exprimé en c€/kWh hors TVA) consiste en « une rémunération de l'énergie active fournie » définie, aux 2° et 3° de l'annexe 1, comme « la somme de trois composantes : une rémunération fonction de la puissance électrique garantie et de la tension de raccordement RP ¹⁵⁸ ; une rémunération fonction du prix du gaz ; une prime fonction de l'économie d'énergie primaire.

¹⁵⁵ Erreur de grammaire classique : c'est le service qui est industriel, pas la mise !

¹⁵⁶ D'autant que le second contrat prévu a été supprimé (arrêté transverse du 26 mars 2003), du moins en tant que tel.

¹⁵⁷ Avec une tolérance : l'énergie électrique peut être fournie sous une puissance inférieure ou égale à 1,075.PGH.

¹⁵⁸ Dans certains arrêtés, cette rémunération proportionnelle est désignée RB (et non RP).

Ne possédant pas toutes les clés du calcul de ces trois composantes, notamment de la troisième, nous nous contenterons d'observer que :

- la rémunération proportionnelle RP étant comprise entre 0,51 et 0,65 en HTA/BT, entre 0,48 et 0,51 en HTB et égale à 0,31 en 225 kV, nous l'estimerons égale à **0,55 c€/kWh** ;
- la rémunération du gaz, théoriquement plafonnée, est censée compenser les débours des producteurs ; elle semble osciller autour de **~ 3 c€/kWh** ;
- le qualificatif d'usine à gaz convient parfaitement pour qualifier le mode de calcul de la « prime à l'efficacité énergétique ». Sachant que son montant est, de toutes façons, « plafonné à 180 k€/an » (soit **0,45 c€/kWh** pour une PGH de 5 MW), nous n'insisterons pas plus !

Nous retiendrons que **la cogénération est rémunérée environ 1 c€/kWh, hors frais de gaz, plus un forfait annuel de l'ordre de 140 €/kW** ¹⁵⁹. Ainsi, une installation de 5 MW (> 18 GWh/an) procure des **retrées annuelles de ~0,9 M€**, hors frais de combustible, **garanties sur 12 ans**

¹⁵⁹ Conditions économiques de 2001, mais avec de confortables révisions de prix. L'abattement de 1 %/an depuis 2003 affecte notre évaluation de ~ 5 %.

Comparaison des nouvelles **conditions de l'obligation d'achat**
(valables pour des installations raccordées au GRD en métropole continentale)
arrêtées en **2006-2007**, par rapport à celles de 2001-2002 : **fortes revalorisations**

Les conditions d'obligation d'achat de l'électricité produite à partir de la cogénération, des déchets ménagers ou animaux et des matières végétales sont inchangées depuis 2001-2002 : cf. tableau en page suivante.

Arrêté	08/06/01 Eolien [44]	10/07/06 Eolien [184]	25/06/01 Hydraulique [48]	01/03/07 Hydraulique [246]	13/03/02 Photovoltaïque [70]	10/07/06 Photovoltaïque [187]	13/03/02 Géothermie [71]	10/07/06 Géothermie [185]	3/10/01-16/4/02 Biogaz /Méth. [58]&[76] *	10/07/06 Biogaz [186]
Clauses										
Durée	15 (dont 5)	15 (dont 10)	20	20	20	20	15	15	15	15
Saisonnali ^{on}			Hiver/HP-C	Hiver/HP-C					hiver	néant
Dégressivité	-3,3 %/an	- 2 %/an			- 5 %/an	0 %/an	- 2 %/an	0 %/an		
Puissance Garantie ?			Indice d'irrégularité	Idem			PG		soit PGH soit PG	néant
Rém. prop ^{le} RB (c€/kWh)	de 8,38 à 3,05	de 8,20 à 2,80	de 6,10 à 5,49 **	de 8,57 à 6,57 ***	égale à 15,25	égale à 30,00	(4) 7,62	égale à 12,00	(4) 5,72 à 4,5	de 9,00 à 7,50
si > plaf. ou PG		Idem mais suppr. abatt.			4,42	5,00	2,286		1,72 à 1,35	
Majoration			< ou = 1,52	< ou = 1,68			< ou = 0,3	de 0 à 3,00	< ou = 1,2	de 0 à 3,00
Plafond ?	>1500 MW	> 1500 MW			1200 h	1500 h	> PG		> PG(H)	
Seuils ou plafonds	1900 h/a 2400 h/a 3300 h/a	2400 h/a 2800 h/a 3600 h/a			5 kWc (indiv.) 1000 (pro.+col) 150 (autres)	Aucune limitation sauf 12 MW				
Ajouts		Offshore: 13,00 c€		eau de mer 15,00 c€		Intégⁿ bâti + 25,00 c€				Prime Méthⁿ + 2,00 c€

Les clauses d'actualisation et révision sont les mêmes que celles prévues par les arrêtés de la première rafale 2001-2002.

(4) : $\text{terme proportionnel} = \text{RB} \cdot (0,575 + 0,5 \cdot d)$ si $d > 0,85$ et $= \text{RB} \cdot (0,15 + d)$ si $d < 0,85$

* : Cette colonne est un « mixage approximatif » des deux tarifs antérieurs abrogés par le nouvel arrêté de juillet 2006, pour simplifier la comparaison.

** : tarif = 6,10 c€/kWh sous 500 kVA et 5,49 c€/kWh au-dessus de 600 kVA (interpolation entre les deux césures).

*** : tarif = 8,57 c€/kWh sous 400 kW 6,57 c€/kWh sous 2500 kW et **nul** au-dessus de 3000 kW (interpolation entre les trois césures).

Synoptique des **conditions de l'obligation d'achat** arrêtées en **2001-2002**

(hors arrêté [69] sur les installations domestiques de puissance inférieure ou égale à 36 kVA)

valables pour des installations raccordées au GRD en **métropole continentale**

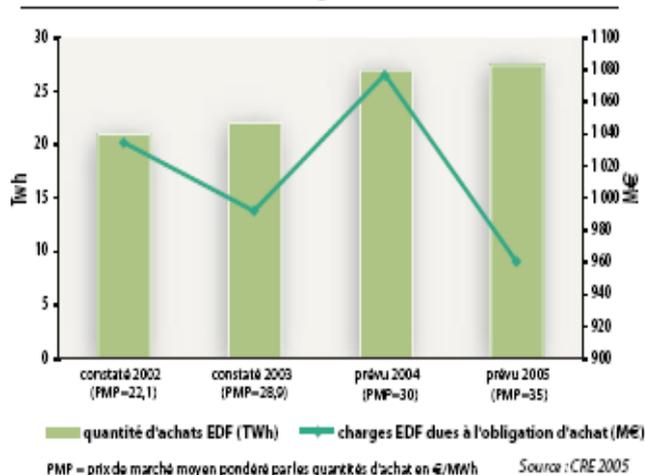
Arrêté	08/06/01 Eolien [44]	25/06/01 Hydraulique [48]	31/07/01 Cogénération [55]	02/10/01 Déch. ménagers [57]	03/10/01 Biogaz de déch. [58]	13/03/02 Déch. animaux [68]	13/03/02 Photovoltaïque [70]	13/03/02 Géothermie [71]	16/04/02 Mat. Végétales [75]	16/04/02 Méthanisation [76]
Cluses										
Durée	15	20	12	15	15	15	20	15	15	15
Saisonnali ^{on}		Hiver/HP-C	Hiver/HP-C	hiver		hiver			hiver	hiver
Dégressivité	-3,3 %/an		- 1 %/an				- 5 %/an	- 2 %/an		
Puissance Garantie ?		Indice d'irrégularité	PGH	PGH PGE	PG	PGH PGE		PG	soit PGH soit PG	soit PGH soit PG
Prime fixe TB (€/kW)			(3) 144,94	(2) 101,03		(2) 101,03				
Rém. prop ^{le} RB (c€/kWh)	de 8,38 à 3,05	de 6,10 à 5,49 **	(5) égale ~0,58	4,42 en H 2,58 en E	(4) 5,72 à 4,5	4,42 en H 2,58 en E	égale à 15,25	(4) 7,62	(4) 4,9	(4) 4,6
Majoration		< ou = 1,52	(6) + RG	< ou = 0,3	< ou = 0,3	< ou = 0,3		< ou = 0,3	< ou = 1,0	< ou = 1,2
Plafond ? si > PG ou plaf.	1500 MW *		prix gaz !!! 0	> PGH / E ~ 2,7819	> PG 1,72 à 1,35	> PGH / E ~ 2,7819	1200 h 4,42	> PG 2,286	> PG(H) 1,47	> PG(H) 1,38
Seuils ou plafonds	2000 h/a 2600 h/a 3600 h/a		Gare : tarifs distincts en HTB et 225 kV				5 kWc (indiv.) 1000 (pro.+col) 150 (autres)			
Révision « L » selon (1)	$\alpha = 0,4$ $\beta = 0,4$ $\gamma = 0,2$	$\alpha = 0,4$ $\beta = 0,45$ $\gamma = 0,15$	$\alpha = 0,2$ $\beta = 0,6$ $\gamma = 0,2$	$\alpha = 0,3$ $\beta = 0,3$ $\gamma = 0,4$	$\alpha = 0,3$ $\beta = 0,3$ $\gamma = 0,4$	$\alpha = 0,3$ $\beta = 0,3$ $\gamma = 0,4$	$\alpha = 0,4$ $\beta = 0,3$ $\gamma = 0,3$	$\alpha = 0,3$ $\beta = 0,3$ $\gamma = 0,4$	$\alpha = 0,3$ $\beta = 0,3$ $\gamma = 0,4$	$\alpha = 0,3$ $\beta = 0,3$ $\gamma = 0,4$
Arrêté abrogé ^r	10/07/06	01/03/07			10/07/06		10/07/06	10/07/06		10/07/06

Partout une clause d'actualisation selon $K = 0,5 \cdot \text{ICHTTS1} / \text{ICHTTS1}_0 + 0,5 \cdot \text{PsdA} / \text{PsdA}_0$ retouchée (23/08/05) par substitution de « IA » à « PsdA. »(1) : $L = \alpha + \beta \cdot \text{ICHTTS1} / \text{ICHTTS1}_0 + \gamma \cdot \text{PsdA} / \text{PsdA}_0$ avec $\alpha + \beta + \gamma = 1$ (indice PsdA remplacé par l'indice « IA » en août 2005).(2) : Prime fixe = $\text{PGH} \cdot \text{TB}$ si $d > 0,80$ et $\text{PGH} \cdot \text{TB} \cdot (1,5 \cdot d - 0,4)$ mais pas négative si $d < 0,80$ (3) : Prime fixe $\text{PF} = \text{PGH} \cdot \text{TB} \cdot (1,5 \cdot d - 0,4)$ si $d < 0,90$ et $\text{PGH} \cdot \text{TB} \cdot (0,05 + d)$ si $0,90 < d < 0,95$
 $\text{PF} = \text{PGH} \cdot \text{TB}$ si $d = 0,95$ et $\text{PGH} \cdot \text{TB} \cdot (0,525 + 0,5 \cdot d)$ si $d > 0,95$ (4) : Terme proportionnel = $\text{RB} \cdot (0,575 + 0,5 \cdot d)$ si $d > 0,85$ et $\text{RB} \cdot (0,15 + d)$ si $d < 0,85$ (5) : Rémunération proportionnelle (en c€/kWh) $\text{RP} = 0,58 - 0,015 \cdot (0,001 \cdot \text{PGH} - 5)$ avec PGH exprimé en kW(6) : Prime à l'efficacité énergétique (c€/kWh) = $8 \cdot (\text{Ep} - 0,05)$ avec Ep « définie par la formule figurant au 2-a de l'arrêté du 3 juillet 2001 » ; simple, non ?!* : seuils d'interpolation réduits (100, 200 et 300 h) au-delà du 1500^{ème} MW installé (mais annulé par F. Loos) ; pas de tarifs offshore.

** : tarif = 6,10 c€/kWh sous 500 kVA et 5,49 c€/kWh au-dessus de 600 kVA (interpolation entre les deux césures).

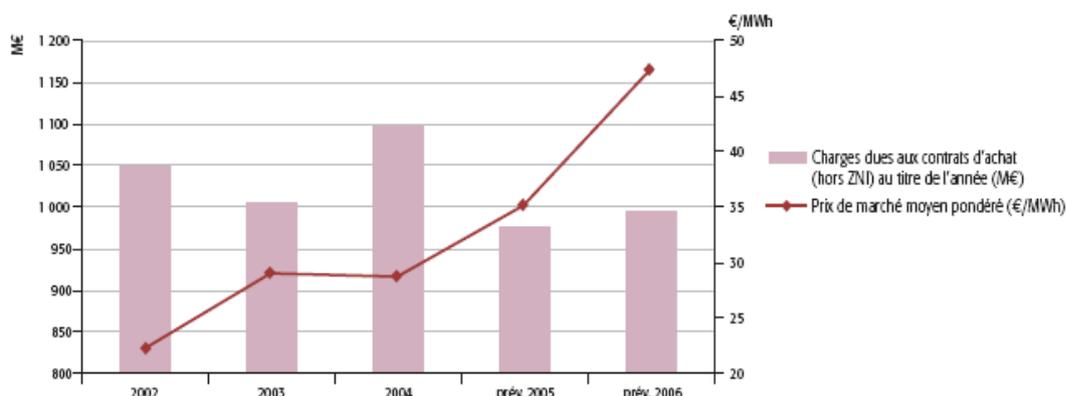
Impact, fluctuant, des « prix de marché moyen pondéré » sur charges EDF dues à l'OA

Figure 65 : Impact des prix de marché sur les charges d'EDF dues à l'obligation d'achat



(Rapport d'Activité CRE de juin 2005 [161])

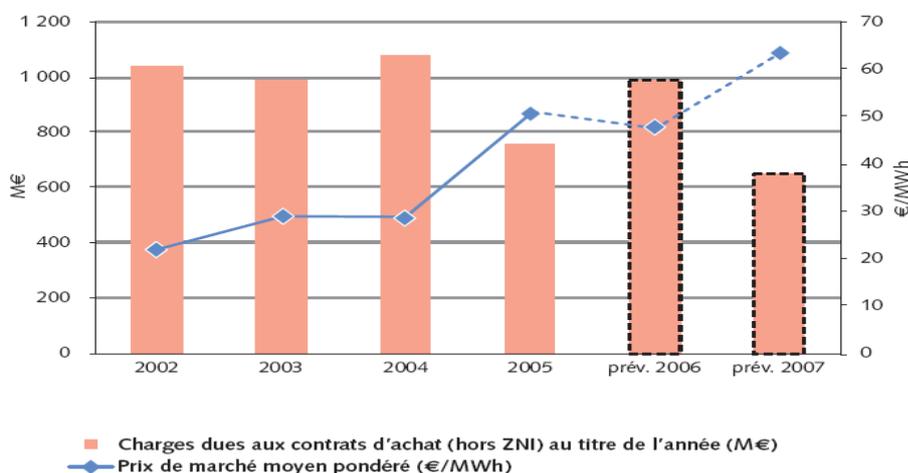
Figure 63 : Évolution des charges dues aux contrats d'achat (hors ZNI) au titre d'une année n / évolution du prix de marché moyen pondéré



Source : CRE

(Rapport d'Activité CRE de juin 2006 [182])

Figure 68 : Évolution des charges dues aux contrats d'achat (hors ZNI) au titre d'une année n / évolution du prix de marché moyen pondéré



Source : CRE

(Rapport d'Activité CRE de juin 2007 [300])

Un autre aspect des choses :

Tiré de RA de juin 2005 [161] : « La méthode de calcul des coûts évités fondée sur les prix de marché répond à une logique économique. Pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, EDF a le choix, en ligne avec la pratique de tous les électriciens européens, entre produire ou acheter sur le marché ou réduire ses ventes. Ainsi, en 2003, EDF a acheté 24 TWh et vendu 109 TWh sur les marchés (alors que les obligations d'achat ont porté sur 23 TWh).

Il résulte de cet arbitrage entre production et marché que les coûts marginaux de production d'EDF sont bien reflétés par les prix de marché. Ces derniers représentent donc le coût du kWh évité à EDF. »

Cette conclusion, quelque peu abrupte, ne nous semble pas couler de source. D'autant que, si les opérateurs se comportent, comme dit la CRE [79], en « acteurs rationnels », on aurait pu s'attendre à ce que la France importât quand l'énergie qu'elle produisait était plus chère (et vice versa). Or, manifestement, le jeu du marché n'est pas aussi rationnel que souhaité, si l'on en juge par les deux extraits ci-dessous, tirés des deux derniers rapports annuels (juin 2006 et 2007) de la CRE elle-même :

RA de juin 2005 [161] :

Tableau 9 : Répartition des jours de l'année selon le différentiel de prix observé et le solde importateur de court terme avec l'Allemagne

Nombre de jours (pointe) entre 2002 et 2004	Différentiel de prix pointe inférieur à -2€/MWh (France plus chère)	Différentiel des prix pointe compris entre -2€/MWh et +2€/MWh	Différentiel de prix pointe supérieur à 2€/MWh (France moins chère)
France exportatrice	1	113	115
France importatrice	19	450	84

■ cas « anormaux »

■ cas « normaux »

■ cas indéterminés

RA de juin 2006 [182] :

Tableau 7 : Répartition des jours de l'année selon le différentiel de prix observé et le solde importateur de court terme avec l'Allemagne

Répartition en pourcentage selon le solde importateur et le différentiel de prix, (jours pointe, de 2003 à 2005)	Différentiel de prix pointe inférieur à -1 €/MWh (France plus chère)	Différentiel des prix pointe compris entre -1 €/MWh et +1 €/MWh	Différentiel de prix pointe supérieur à 1 €/MWh (France moins chère)
France exportatrice en pointe	4 %	7 %	13 %
France importatrice en pointe	26 %	32 %	19 %

Rouge : cas "anormal", Vert : cas "normal", Gris : cas "indéterminés".

Source : CRE

Ainsi, contrairement à ce qu'on aurait pu penser, quand **nous avons importé** (d'Allemagne), nous l'avons fait indépendamment du différentiel de prix, et même **quand nous étions moins cher dans 15 à 19 % des cas** ! Il serait bon que :

- la CRE explique ce phénomène économique bizarre, sans invoquer un comportement irrationnel des acteurs français (le RA de juin 2007 est muet sur ce point) ;
- sinon, qu'EDF, RTE et « électro-intensifs » s'en expliquent !!!

Ces éléments sont aussi à rapprocher de l'extrait (p. 92) du RA de juin 2007 [300] : « Le marché français étant interconnecté avec ceux de l'Allemagne et de l'Espagne, le prix day ahead français peut, en principe, être influencé par la volatilité liée aux aléas de production éolienne dans ces deux pays. Les acteurs de marché considèrent par exemple que les prix horaires proches de 0 €/MWh observés sur Powernext Day Ahead résultent directement d'excédents de production éolienne en Allemagne ».

Et « en réalité », qu'en est-il de l'impact de ces aléas éoliens sur le prix du marché ?

Annexe A14

Quelles sont les Zones Non Interconnectées (au réseau EDF hexagonal) ?

En référence au principe républicain d'égalité devant le Service Public, les consommateurs des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental bénéficient des mêmes tarifs régulés que ceux de l'hexagone. Les territoires concernés sont :

- les deux départements de Corse (plus Ouessant, Molène, Sein, Chausey et Glénans),
- ceux d'outre-mer (« DOM »), à savoir :
 - o Guadeloupe
 - o Guyane
 - o Martinique
 - o et Réunion.

S'y ajoutent, les « COM »¹⁶⁰ de St Pierre et Miquelon (qui dépend d'EDF-SEI [256]) et, encore plus exceptionnellement [296], de Mayotte (« électrisée » par EDM¹⁶¹).

Quelques indications chiffrées sur ces DOM et COM pour fixer les idées :

		Superficie (en km ²)	Population (en milliers)	Commentaire
Corse	Collectivité spécifique	8 722		
Guadeloupe	DOM	1 780	462 000	Avec Marie-Galante, les Saintes, la Désirade, St Barthélemy et St Martin
Guyane	DOM	91 000	187 000 (ou 150 000?)	Seule la côte est électrifiée
Martinique	DOM	1 090	381 000	
Mayotte	COM départementale		185 000	Estimation de 2004
Réunion	DOM	2 510	675 000	Donnée de 1997
St Pierre et Miquelon	COM territoriale	241	6 300	

¹⁶⁰ Nous nous conformons là aux indications du site <http://www.tlfg.ulaval.ca/AXL/francophonie/dom-tom.htm>, reprises dans l'extrait ci-après consacré aux « DOM-TOM français » :

« Depuis la réforme constitutionnelle de 2003, le statut des DOM-TOM a été modifié en France. Les DOM sont devenus techniquement des DROM (pour «Département et région d'outre-mer») et les TOM ont disparu, sauf pour les Terres australes, afin de faire place aux COM (pour «Collectivité d'outre-mer»).

[...]

Voici le nouveau vocabulaire administratif accepté:

- COM : Corse, Mayotte et Saint-Pierre-et-Miquelon

Ce sont les collectivités d'outre-mer bénéficiant d'un statut particulier disposant d'une certaine autonomie, car les collectivités territoriales sont devenues des entités distinctes de l'État français. Les collectivités territoriales se sont vues reconnaître un pouvoir réglementaire pour l'exercice de leurs compétences administratives. Parmi ces dernières, on distingue la «Collectivité d'outre-mer départementale» de Mayotte et la «Collectivité d'outre-mer territoriale» de Saint-Pierre-et-Miquelon. La Corse est une «Collectivité spécifique».

- DOM (sigle retenu pour DROM) : Guadeloupe, Martinique, Guyane et La Réunion

Ce sont les «départements» d'outre-mer, comme ceux qu'on trouve en France Métropolitaine et possédant un conseil général et un conseil régional, mais un seul préfet. Tous les DOM sont soumis aux lois françaises tout en ayant la possibilité d'avoir recours à certains «assouplissements» dus à leur éloignement, par exemple, la possibilité d'adapter les textes législatifs et leur organisation administrative. Ainsi, les DOM bénéficient d'un plus d'autonomie que les autres départements français. »

¹⁶¹ Les collectivités territoriales de Nouvelle-Calédonie et de Polynésie Française ne bénéficient pas de ce dispositif. Par contre, Mayotte en profite mais ça ne concerne EDF qu'indirectement, en tant qu'actionnaire à 24,5 %, de l'Entreprise Locale de Distribution dénommée « Electricité De Mayotte ».

Extraits du minutieux examen, opéré par la CRE, des comptes d'EDF en ZNI pour 2004

Les exemples ci-après sont tirés de la communication [167] relative à la CSPE 2006, plus particulièrement de la deuxième annexe à ce document intitulée « Charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2004 (CC'04) ». Nous avons surligné en **jaune** les thèmes abordés.

« Les recettes de production issues des tarifs de vente dans les ZNI ne sont pas directement accessibles dans la comptabilité d'EDF. Elles s'obtiennent en minorant les recettes totales aux tarifs de vente réglementés, de celles liées à l'acheminement, à la gestion de la clientèle et à la commercialisation.

Toutefois, l'activité de **commercialisation** dans les ZNI, qui correspond uniquement dans ces zones à des actions relatives à la maîtrise de la demande d'électricité, présente un coût unitaire (i.e. par kWh livré) nettement inférieur à celui observé en métropole, lequel couvre d'autres dépenses (marketing, publicité ...). En conséquence, il est nécessaire de prendre en compte dans les coûts de production, les coûts de commercialisation dans les ZNI, et dans les recettes de production, la part des recettes issues des tarifs relative à la commercialisation. On peut noter, par ailleurs, que les actions de maîtrise de la demande d'électricité résultent des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones¹⁶².

Par ailleurs, la CRE a constaté que les recettes totales déclarées par EDF en 2004 (et sur les exercices précédents) ne résultaient pas de l'application stricte, à la quantité d'électricité vendue dans chaque ZNI, des tarifs de vente réglementés (ce qui était pourtant explicitement demandé par la CRE dans ses délibérations relatives au format de la comptabilité appropriée). En effet, les recettes déclarées sont celles effectivement perçues par l'entreprise, dont une partie provient de la fourniture aux clients bénéficiant du « **tarif agent** » (agents d'entreprise et organismes sociaux d'EDF). Or, ce tarif ne peut être assimilé à un tarif de vente aux clients non éligibles.

En conséquence, les recettes déclarées par EDF en 2004 doivent être majorées du chiffre d'affaires supplémentaire que l'entreprise aurait perçu auprès de ses clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs de vente réglementés. En contrepartie, les coûts de production d'EDF doivent être majorés de la part de ce chiffre d'affaires supplémentaire concernant les agents de l'entité production, le « tarif agent » constituant in fine un avantage en nature supporté par l'entreprise.

[...]

1.1.2.1. Contrôle de la comptabilité appropriée par les **commissaires aux comptes**

Le contrôle opéré par les commissaires aux comptes a révélé certains postes de coûts pour lesquels les montants déclarés étaient erronés ou problématiques pour une compensation au titre des surcoûts 2004. Le montant total de ces postes s'élève à **5,4 M€**, réparti comme suit :

- Guadeloupe : - 0,1 M€ sur les autres charges externes
 - 0,4 M€ sur les impôts et taxes
- La Réunion : - 0,9 M€ sur les charges financières
 - 4 M. sur le coût d'occupation non justifié d'un terrain à La Réunion

1.1.2.2. Recettes de production non tarifaires à retrancher des coûts de production

Les coûts supportés par EDF au titre d'activités distinctes de la fourniture d'électricité et faisant l'objet de recettes non tarifaires doivent être exclus des coûts de production. Les recettes correspondantes déclarées par EDF et contrôlées par les commissaires aux comptes sont les suivantes :

- Guadeloupe : - 0,51 M€ (entretien d'une **centrale tierce et TVA fictive**)
- Martinique : - 1,82 M€ (**location d'un terrain et TVA fictive**)
- La Réunion : - 0,56 M€ (**locations de terrains, TVA fictive et vente de combustible**)

Les coûts de production déclarés par EDF doivent ainsi être diminués de **2,89 M€**.

1.1.2.3. Coûts liés à la gestion des moyens de production en ZNI

¹⁶² Il s'agit des incitations à un usage plus économe des climatisations.

La CRE s'est assurée que les coûts d'exploitation des unités de production déclarés étaient bien liés aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI, et non à une éventuelle mauvaise gestion de la production ou des systèmes électriques insulaires.

L'analyse menée les années précédentes sur la qualité de cette gestion a ainsi été reconduite sur l'exercice 2004 et a permis de mettre en évidence **4,94 M€** de surcoûts directement imputables à des **surconsommations en combustible** et à des **sous-disponibilités de certaines unités de production**, répartis pour l'essentiel entre la Corse et la Guyane. Ce montant doit être exclu des coûts de production.

1.1.2.4. Coûts liés à l'application du **tarif agent aux effectifs de l'entité production**

Les frais de personnel déclarés par EDF doivent être majorés de l'avantage en nature que constitue l'application en ZNI du « tarif agent » aux effectifs de l'entité production d'EDF. Le montant correspondant est évalué pour 2004 à 0,87 M€.

1.1.2.5. Coûts de production retenus dans les ZNI

En considérant les coûts non retenus et les coûts supplémentaires exposés plus haut, la CRE retient un montant définitif des coûts de production supportés par EDF dans les ZNI en 2004 de **618,2 M€** (630,6 M€ - 5,4 M€ - 2,89 M€ - 4,94 M€ + 0,87 M€).

[...]

1.2. Recettes de production retenues dans les ZNI

Les recettes de production d'EDF dans les ZNI sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires issu de la vente d'électricité, aux tarifs réglementés, aux clients non éligibles et à ceux bénéficiant du « tarif agent », les recettes de distribution issues du tarif national d'utilisation des réseaux, les recettes relatives à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts de production dus à leur fourniture devant être compensés).

[...]

En appliquant à la structure de consommation de la clientèle au « **tarif agent** » de chaque ZNI les tarifs de vente réglementés, on obtient la recette qu'EDF aurait théoriquement perçue en 2004 auprès de cette clientèle. En comparant cette recette théorique à celle effectivement obtenue par l'entreprise, on en déduit le supplément de recettes à considérer pour le calcul des recettes de production. Pour 2004, ce supplément est évalué à **6,1 M€**.

Ainsi, au total, la CRE a retranché 18,9 M€ (abattement de 12,8 M€ des coûts de production EDF, hausse de 6,1 M€ de ses recettes de production) à la compensation attendue par EDF pour 2004, sur ce seul volet ZNI.

Minutieux examen, opéré par la CRE, des comptes d'EDF en ZNI pour 2005

Le texte ci-après est extrait de la communication [232] relative à la CSPE 2007, plus particulièrement de la deuxième annexe à ce document intitulée « Charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2005 (CC'05) ». Nous avons surligné en **jaune** les thèmes abordés.

« 1.1.2. Coûts de production retenus par la CRE dans les ZNI

Les coûts de production déclarés par EDF au titre de l'année 2005 ont été établis sur la base d'une comptabilité appropriée contrôlée par les commissaires aux comptes de l'entreprise, conformément aux dispositions prévues par l'article 5 de la loi du 10 février 2000. Les coûts de production à retenir doivent :

- d'une part, tenir compte des éventuelles erreurs ou anomalies détectées lors du contrôle, ainsi que des réserves émises par les commissaires aux comptes sur les montants déclarés ;
- d'autre part, n'être liés qu'aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI.

Or, il ressort des contrôles comptables et de l'examen détaillé des coûts déclarés que certains d'entre eux ne peuvent être retenus pour le calcul des surcoûts de production.

1.1.2.1. Contrôles comptables effectués sur les montants déclarés

En complément du contrôle de la comptabilité appropriée effectué par les commissaires aux comptes, la CRE a vérifié la conformité des montants déclarés par EDF aux règles comptables prévalant pour les opérateurs intégrés. Les vérifications entreprises ont mis en exergue certains postes de coûts pour lesquels des corrections s'avèrent nécessaires pour une compensation au titre des surcoûts 2005. Le montant total de ces corrections s'élève à **19,54 M€**, réparti comme suit :

- charges financières : - 4,14 M€ correspondant à la rémunération de **provisions pour démantèlement de centrales** non éligibles à la compensation ;
- charges centrales : - 1,86 M€ correspondant à **l'offre réservée aux salariés d'EDF dans le cadre de l'ouverture du capital de l'entreprise** ;
- 13,54 M€ de dotations aux **provisions comptabilisées au titre des avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel**.

1.1.2.2. Recettes de production non tarifaires à retrancher des coûts de production

Les coûts supportés par EDF au titre d'activités distinctes de la fourniture d'électricité et faisant l'objet de recettes non tarifaires doivent être exclus des coûts de production. Les recettes correspondantes déclarées par EDF et contrôlées par les commissaires aux comptes sont les suivantes :

- Corse : - 0,001 M€ (**loyers perçus auprès d'agents d'entreprise**) ;
- Guadeloupe : - 0,994 M€ (TVA fictive) ;
- Martinique : - 0,692 M€ (location d'un terrain, **loyers perçus et TVA fictive**) ;
- Guyane : - 0,053 M€ (**loyers perçus auprès d'agents d'entreprise**) ;
- La Réunion : - 0,245 M€ (**locations de terrains, loyers perçus et TVA fictive**).

Les coûts de production déclarés par EDF doivent ainsi être diminués de **1,99 M€**.

1.1.2.3. Coûts (recettes) afférent(e)s aux déficits (excédents) de quotas d'émissions de gaz à effet de serre

Dans le cadre du plan national d'affectation des **quotas d'émission de gaz à effet de serre** approuvé le 25 février 2005, EDF s'est vu allouer gratuitement, à compter de l'exercice 2005, des quotas de dioxyde de carbone (CO₂) sur la majorité de ses moyens de production thermiques, notamment insulaires.

Les émissions de CO₂ impactent algébriquement les coûts de production, dans la mesure où un déficit de quotas par rapport aux émissions effectives des centrales concernées oblige l'exploitant à acquérir les quotas manquants sur les marchés d'échange prévus à cet effet (inversement, un excédent de quotas permet à l'exploitant de vendre celui-ci à un prix donné).

Dans ce contexte, EDF a déclaré, au titre de 2005, un volume total d'émissions de CO₂ en ZNI de 3,415 millions de tonnes (Mt), pour une allocation initiale de 3,128 Mt. L'entreprise a donc dû acquérir 0,287 Mt supplémentaire pour remplir ses obligations. A cette fin, EDF a déclaré un coût d'acquisition de 6,22 M€,

sur la base d'un prix de la tonne de CO2 de 21,7 €/t (cours au 30 décembre 2005 constaté sur la bourse européenne European Climate Exchange (ECX) du produit à terme décembre 2006).

Outre l'impact de la gestion des moyens de production sur les émissions de CO2 à prendre en compte pour la compensation des surcoûts (voir chapitre 1.1.2.4 ci-après), il convient de déterminer le mode de valorisation adéquat de la tonne de CO2 acquise, de telle sorte que celui-ci épouse au mieux la réalité économique des acteurs concernés.

Pour ce faire, le prix de référence à considérer doit refléter les échanges de quotas que les opérateurs sont susceptibles d'effectuer, à l'achat comme à la vente, tout au long de l'année et non simplement à un instant donné (ex : clôture d'exercice). Il apparaît que la bourse française Powernext Carbon, premier marché au comptant de quotas de CO2 d'Europe en terme de liquidité, constitue une référence pertinente.

C'est pourquoi la CRE choisit comme mode de valorisation de la tonne de CO2 la moyenne des prix journaliers observés sur la bourse française sur 2005, soit 18,07 €/t. Les coûts pris en compte au titre des dépassements de quotas des centrales d'EDF en ZNI s'élèvent ainsi pour 2005 à **5,18 M€**¹⁶³.

1.1.2.4. Coûts liés à la gestion des moyens de production en ZNI

La CRE s'est assurée que les coûts d'exploitation des unités de production déclarés étaient bien liés aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI, et non à une gestion dégradée de la production ou des systèmes électriques insulaires.

L'analyse menée les années précédentes sur la qualité de cette gestion a ainsi été reconduite sur l'exercice 2005 et a permis de mettre en évidence **28,1 M€** de surcoûts directement imputables à la sous-disponibilité de certaines unités de production par rapport à des valeurs normales (pour le type d'installation considéré), répartis majoritairement entre la Corse et la Martinique. Ce montant doit être exclu des coûts de production.

Corse

D'**importantes sous-disponibilités** ont été constatées sur le parc de production thermique d'EDF, notamment sur les moyens de base. L'analyse du placement des moyens de production corses révèle que ces dysfonctionnements ont conduit à un déficit de puissance disponible d'environ 40 MW et à des surconsommations en combustible évaluées a minima à **8,0 M€**.

Par ailleurs, le fonctionnement du parc de production d'EDF en Corse pose la question des coûts à considérer au titre des dépassements de quotas de CO2. L'article 4 du décret du 19 août 2004 relatif au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dispose qu'un exploitant peut demander à bénéficier de quotas supplémentaires, lorsqu'il constate une forte augmentation de la production de son installation entraînant un accroissement de ses émissions.

Or, tel est le cas de la centrale diesel de Lucciana, dans la mesure où la perte du moteur n°1 du Vazzio (20 MW) en mai 2004 induit mécaniquement un accroissement substantiel de la sollicitation de la centrale de Lucciana.

En conséquence, EDF aurait dû anticiper la modification du fonctionnement de cette centrale et demander, à ce titre, à bénéficier de quotas supplémentaires pour le site de Lucciana (les quotas alloués à ce site regroupant les groupes diesel et les turbines à combustion attenantes).

C'est pourquoi les coûts déclarés par EDF au titre des **dépassements de quotas de CO2** sur le site de Lucciana (4,61 M€ sur les 5,18 M€ considérés sur l'ensemble des ZNI pour 2005) n'ont pas lieu d'être et doivent être exclus de la compensation.

Au final, les charges à exclure s'élèvent à **12,6 M€**.

La Réunion

D'**importantes sous-disponibilités** ont été constatées sur le parc de production thermique d'EDF, notamment sur les moyens de pointe. L'analyse du placement des moyens de production réunionnais révèle que ces dysfonctionnements ont conduit à un déficit de puissance disponible d'environ 20 MW et à des surconsommations en combustible évaluées a minima à 1,2 M€.

¹⁶³ NDLR : soit (3,415 – 3,128) Mt multiplié par 18070 €/Mt, apparemment non comptabilisé par EDF (et généreusement restitué par la CRE).

Ces résultats montrent que la nécessité du recours aux groupes de secours mobilisés par EDF (dans le cadre d'un contrat d'achat négocié avec un producteur indépendant) provient des **dysfonctionnements observés sur le parc de production**. Dès lors, les charges imputables à ce contrat, nettes des coûts supplémentaires qu'EDF aurait supportés en produisant par elle-même les kWh achetés, ne peuvent être retenues (soit une diminution de 2,6 M€).

Au total les charges à exclure sur 2005 à La Réunion s'élèvent à **3,8 M€**.

Martinique

Des **dysfonctionnements majeurs**, notamment sur les moyens de base ¹⁶⁴, ont été constatés sur le parc de production d'EDF. L'analyse du placement des moyens de production martiniquais révèle que le déficit de disponibilité résultant s'est traduit par une perte de puissance disponible d'environ 50 MW et des surconsommations en combustible évaluées a minima à 3,2 M€.

Ces résultats montrent que la nécessité du recours aux groupes de secours mobilisés par EDF (dans le cadre d'un contrat d'achat négocié avec un producteur indépendant) provient des **dysfonctionnements observés sur le parc de production**. Dès lors, les charges imputables à ce contrat (3,45 M€, hors combustibles) ne peuvent être retenues. De même, les frais de combustibles relatifs à ces groupes et pris en charge par EDF doivent être exclus (soit un montant net à déduire de 1,55 M€, tenant compte des coûts supplémentaires qu'EDF aurait supportés en produisant par elle-même les kWh correspondants).

Au total, les charges à exclure sur 2005 en Martinique s'élèvent à **8,2 M€**.

Guadeloupe et Guyane

Les **sous-disponibilités des parcs de production** guadeloupéens et guyanais ont entraîné des surconsommations de combustible. Les surcoûts induits et devant être exclus sont évalués respectivement à **2,8 M€** et **0,7 M€**.

Synthèse

Au total, les coûts à exclure au titre de la gestion par EDF de son parc de production en ZNI sont évalués à **28,1 M€** (12,6 M€ + 3,8 M€ + 8,2 M€ + 2,8 M€ + 0,7 M€).

1.1.2.5. Coûts liés à l'application du tarif agent aux effectifs de l'entité production

Les frais de personnel déclarés par EDF doivent être majorés de l'avantage en nature que constitue l'application en ZNI du « tarif agent » aux effectifs de l'entité production d'EDF. Le montant correspondant est évalué pour 2005 à 1,8 M€.

1.1.2.6. Coûts de production retenus dans les ZNI

En considérant les coûts non retenus et les coûts supplémentaires exposés plus haut, la CRE retient un montant définitif des coûts de production supportés par EDF dans les ZNI en 2005 de **723,6 M€** (766,3 M€ - 19,54 M€ - 1,99 M€ + 5,18 M€ - 28,1 M€ + 1,8 M€). [...]

[...]

1.2. Recettes de production retenues dans les ZNI

Les recettes de production d'EDF dans les ZNI sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires issu de la vente d'électricité, aux tarifs réglementés, aux clients non éligibles et à ceux bénéficiant du « tarif agent », les recettes de distribution issues du tarif national d'utilisation des réseaux, les recettes relatives à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes liées à la vente des pertes et des services systèmes (les surcoûts de production dus à leur fourniture devant être compensés).

1.2.1. Chiffre d'affaires issu des tarifs de vente réglementés

Le chiffre d'affaires constaté par EDF en 2005 dans les ZNI est de **601,0 M€** en hausse de 4 % par rapport à 2004 du fait de la croissance de la consommation. Ce chiffre d'affaires est majoré de la perte de recettes

¹⁶⁴ Indisponibilité prolongée d'un des 2 groupes diesel de la centrale de Pointe des Carrières.

due en ZNI à la tarification spéciale « produit de première nécessité », celle-ci étant compensée par ailleurs (cf. chapitre 3). Il doit être majoré des recettes supplémentaires qu'EDF aurait obtenues auprès des clients bénéficiant du « tarif agent » si ces derniers étaient assujettis aux tarifs de vente réglementés, ainsi que des remises commerciales accordées par EDF à l'ensemble de la clientèle en Corse en dédommagement des délestages subis lors du 1er trimestre 2005.

1.2.1.1. Recettes supplémentaires des clients bénéficiant du « tarif agent »

En appliquant à la structure de consommation de la clientèle au « tarif agent » de chaque ZNI les tarifs de vente réglementés, on obtient la recette qu'EDF aurait théoriquement perçue en 2005 auprès de cette clientèle. En comparant cette recette théorique à celle effectivement obtenue par l'entreprise, on en déduit le supplément de recettes à considérer pour le calcul des recettes de production. Pour 2005, ce supplément est évalué à **6,5 M€**.

1.2.1.2. Remises commerciales accordées aux clients corses

En dédommagement des coupures subies par les consommateurs au cours du 1er trimestre 2005, EDF a offert un trimestre d'abonnement à l'ensemble de ses clients corses bénéficiant des tarifs réglementés. Dès lors, et ce indépendamment des raisons ayant motivé cette décision, les recettes déclarées pour 2005 au titre de l'abonnement (28,67 M€) doivent être majorées d'un tiers, soit **9,56 M€**, afin de respecter les modalités de calcul des surcoûts de production prévues par la loi.

Au final, le chiffre d'affaires 2005 à retenir au titre des recettes issues des tarifs de vente réglementés dans les ZNI est donc de **617,1 M€** (601,0 M€ + 6,5 M€ + 9,56 M€).

1.2.2. Recettes de distribution

Les recettes de distribution dans les ZNI sont fournies par EDF dans sa comptabilité appropriée depuis 2003. Pour 2005, EDF a déclaré un montant de recettes de 272,3 M€ puis, suite à une **observation de la CRE**¹⁶⁵, a corrigé celui-ci à 287,2 M€ [soit un redressement de 14,9 M€ (NDLR)].

Toutefois, à l'instar des vérifications conduites lors des exercices de régularisation antérieurs, la CRE a tenu à s'assurer de la conformité aux textes en vigueur des montants déclarés et corrigés par EDF. Pour ce faire, la CRE a procédé au calcul des recettes de distribution en appliquant le tarif national d'utilisation des réseaux à la structure de clientèle de chaque ZNI (hors frais de comptage, facturation des dépassements de puissance et d'énergie réactive, pour lesquels les montants déclarés par EDF ont été retenus)¹⁶⁶. Le montant total ainsi obtenu au titre de 2005 est de **278,5 M€** [soit un redressement, en sens opposé, de 8,7 M€ (NDLR)].

1.2.3. Recettes de gestion de la clientèle

Les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF-fournisseur dans les ZNI s'obtiennent à partir de la part relative à la gestion de la clientèle dans les tarifs de vente réglementés. Cette part se calcule à partir des coûts de gestion de la clientèle supportés par EDF-fournisseur en métropole continentale, qui sont égaux aux recettes de gestion de la clientèle.

EDF-fournisseur supportait en 2005, du fait de la règle de répartition de ces coûts entre EDF-fournisseur et EDF-distributeur¹⁶⁷, les mêmes coûts de gestion que ce dernier. Pour 2005, les coûts unitaires de gestion clientèle du distributeur EDF sont pris identiques à ceux de 2004, soit :

- 163 €/client BT > 36 kVA
- 179 €/client HTA ≤ 250 kVA
- 200 €/client HTA > 250 kVA

¹⁶⁵ EDF avait initialement inclus, dans le calcul des recettes de distribution, des **rétrocessions au titre de la contribution tarifaire agent (CTA)** qui n'avaient pas lieu d'être.

¹⁶⁶ Le **tarif prévu par le décret du 19 juillet 2002 reste applicable sur l'exercice 2005**, le nouveau tarif n'étant entré en vigueur que le 1er janvier 2006

¹⁶⁷ **répartition de type « 50%/50 % »**, la répartition « 80%/20% » n'étant applicable qu'à compter du 1er janvier 2006 dans le cadre du nouveau tarif d'utilisation des réseaux

L'application de ces coûts unitaires de référence, correspondant à la part gestion de la clientèle des tarifs de vente, à la structure de clientèle de chaque ZNI, permet alors d'obtenir les recettes de gestion de la clientèle par ZNI. Au total, les recettes de gestion de la clientèle perçues par EDF-Fournisseur dans les ZNI en 2005 s'élèvent à **14,7 M€**. [NDLR : nous n'avons pas compris dans quel sens jouait cette correction, si tant est qu'il y en ait eu une !!!]

1.2.4. Recettes de production

Les recettes de production dans les ZNI s'élèvent en 2005 à **277,2 M€** [...] ».

**Extraits, concernant les seuls DNN (ou « ELD »), de l'avis CRE du 9 août 2007
sur le projet d'arrêté ¹⁶⁸ relatif aux prix de vente de l'électricité**

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie pour avis le 3 août 2007 [...] d'un projet d'arrêté relatif aux prix de l'électricité prévoyant d'augmenter, à compter du 16 août 2007, les tarifs de vente hors taxes de l'électricité mentionnés à l'article 4 de la loi du 10 février 2000. La hausse proposée est différenciée par catégorie tarifaire : + 1,1 % sur les tarifs bleus, + 1,5 % sur les tarifs jaunes et les tarifs verts.

Cette augmentation concerne l'ensemble des tarifs réglementés de vente appliqués par EDF et les entreprises locales de distribution (ELD). [...]

1. Contexte

1.1. Cadre législatif et réglementaire

La loi du 10 février 2000 dispose, en son article 4, que les tarifs réglementés de vente « couvrent l'ensemble des coûts supportés à ce titre par EDF et les distributeurs non nationalisés » et [...].

La loi du 7 décembre 2006 a modifié la loi du 10 février 2000 pour imposer qu'EDF et les ELD tiennent une comptabilité interne permettant de distinguer, à partir du 1er juillet 2007, la fourniture aux consommateurs finals ayant exercé leur éligibilité et la fourniture aux consommateurs finals n'ayant pas exercé leur éligibilité.

1.2. Historique

Le 15 août 2006, le Gouvernement a décidé une hausse uniforme des tarifs réglementés de vente de 1,7 %. Dans son avis du 9 août 2006, la CRE avait [...] considéré que l'augmentation des tarifs jaunes et verts devait être supérieure à celle des tarifs bleus.

[...]

Enfin, la CRE avait rappelé que toute hausse appliquée aux tarifs réglementés de vente devait être répercutée sur les tarifs de cession auxquels les ELD achètent l'électricité pour fournir leurs clients aux tarifs de vente réglementés. Ce rappel n'a pas été suivi d'effet.

[...]

2.2. Analyse du niveau

[...]

2.4. Analyse pour les ELD

Dans la mesure où les tarifs de cession, fixés par décret, ont été mis en place pour permettre aux ELD de fournir leurs clients aux tarifs réglementés de vente, toute hausse appliquée aux tarifs réglementés de vente doit être répercutée sur les tarifs de cession. Or, le niveau des tarifs de cession n'a pas évolué depuis leur mise en place fin janvier 2005 sur la base de calculs effectués en 2003.

Depuis 2003, les recettes issues de la part production des tarifs de vente réglementés perçues par les ELD ont augmenté, essentiellement du fait de la baisse moyenne du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, intervenue le 1er janvier 2006. La hausse tarifaire proposée augmentera encore ces recettes.

La marge des ELD entre les achats aux tarifs de cession et les recettes issues de la part production des tarifs réglementés de vente aura, à la suite du projet d'évolution des tarifs réglementés, plus que doublé par rapport à celle identifiée par la CRE dans sa délibération du 8 janvier 2004, en passant de 2,9 EUR/MWh à 7 EUR/MWh en moyenne. Cette hausse de la marge des ELD n'est pas justifiée.

3. Avis de la CRE

3.1. La Commission rappelle que la loi du 10 février 2000 impose que les tarifs réglementés de vente « couvrent l'ensemble des coûts supportés à ce titre par EDF et les distributeurs non nationalisés ». [...]

3.4. Les tarifs de cession ayant été mis en place pour permettre aux ELD de fournir leurs clients aux tarifs réglementés de vente, la Commission demande que les tarifs de cession soient augmentés pour prendre en compte la baisse du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité intervenue en 2006 et les évolutions des tarifs réglementés de vente décidées depuis 2003.

¹⁶⁸ Arrêté pris, inchangé, le 13 août 2007 et publié au même JO du 15 août 2007.

Surcoûts 2016 dus aux charges de service public de l'électricité

Les tableaux suivants traduisent les **nouvelles charges d'OA induites par l'arrêté PPI** du 7 juillet 2006.

a	b	c	d	e	f	g	H = e . g	I = g . H
Débours	Arrêté [Réf]	Tarif €/MWh	€/MWh €₂₀₀₇¹⁶⁹	MW/PPI 12/2015	Avis [Réf]	Durée H/an	Production TWh/an	Prix OA M€/an
Biogaz	[186]	133	135	250	[179]	6 400	1,6	216,0
Biomasse	[75]	61	62	2 000	[72]	6 000	12,0	744,0
UIOM	[57]	47,5 ¹⁷⁰	53	300	[43]	3 600	1,1	57,2
Eolien offshore	[184]	82	77,5	13 000	[178]	2 300	29,9	2 317,3
		130	122,7	4 000		3 300	13,2	1 619,6
Géothermie	[185]	150	153	200	[180]	7 400 ¹⁷¹	1,5	226,4
Hydraulique ... de mer	[246]	102,5	103	1 900	[227]	3 100 ¹⁷²	5,9	606,7
		150	152	100 ?		7 400 ¹⁷³	0,7	112,5
Photovoltaïque en C-DOM	[187]	525 ¹⁷⁴	535	100	[181]	1 500	0,15	80,3
		535	545	400		1 800	0,7	392,4
Σ (selon PPI)				22 250			66,76	6 372,4

Pour l'évaluation des coûts évités correspondants, nous envisagerons plusieurs hypothèses, toutes discutables, admettant que la vérité pourra être dans la fourchette ainsi constituée :

- selon un « prix du **marché** », dont nous avons pourtant dit ce qu'il fallait en penser, gelé arbitrairement à **60 €/MWh** (mais que sera-t-il alors ?)
- en considérant que toute OA économisera, indistinctement, du combustible nucléaire « **UO₂** » (à **10 €/MWh**) et
- enfin, selon un « **Mix raisonnable** », réparti entre **30 €/MWh** (coût complet d'un nucléaire de série non amorti, ce qui ne sera plus le cas de nos PWR), **50 €/MWh** (?) pour une géothermie et du photovoltaïque majoritairement en ZNI (donc compensant du CCG), et **10 €/MWh** pour le PV continental fonctionnant autour de midi (en aucun cas lors de la pointe vespérale).

a	H	I	j	k	L1	H . L1	L2	H . L2	L3	H . L3
Coûts évités	Production TWh/an	Prix OA M€/an	Nature : fat./disp.	Energ. évitée	« marché » tarif	coût	« UO₂ » tarif	coût	« Mix » tarif	coût
Biogaz	1,6	216,0	?	?	60	96	10	16	30	48
Biomasse	12,0	744,0	?	?	60	720	10	120	30	360
UIOM	1,1	57,2	?	?	60	64,8	10	10,8	30	32,4
Eolien offshore	29,9	2 317,3	F	?	60	1 794	10	299	30	897
	13,2	1 619,6	F	?	60	792	10	132	30	396
Géothermie	1,5	226,4	ZNI	CCGI	60	88,8	10	14,8	50 ?	74
Hydraulique ... de mer	5,9	606,7	?	?	60	353,4	10	58,9	30	176,7
	0,7	112,5	Base	Nuc.	60	42	10	7,4	30	22,2
Photovoltaïque En C-DOM	0,15	80,3	Base	Nuc.	60	9	10	1,5	10	1,5
	0,7	392,4	ZNI	CCGI	60	43,2	10	7	50 ?	36,0
Σ EnR / PPI	66,76	6 372,4				4 005,6		667,6		2 043,8

¹⁶⁹ Tarif grossièrement actualisé en 2007, en fonction de l'année de parution de l'arrêté de référence (moyennant une évolution du K de 2 %/an) et, pour le seul éolien, de la nouvelle dégressivité (à - 2 %/an) du « tarif Olin ».

¹⁷⁰ Prix moyen (mixant prime fixe et rémunération proportionnelle) selon avis CRE [43].

¹⁷¹ Selon l'hypothèse d'une disponibilité voisine de d = 85 %.

¹⁷² On compte 3100 h/an dès lors qu'il devrait s'agir de « producteurs indépendants », plus sujets à l'étiage, comme en 2007.

¹⁷³ Selon l'hypothèse d'une disponibilité voisine de d = 85 %.

¹⁷⁴ Avec hypothèse, faite par la CRE, d'une proportion de 90 % d'intégration au bâti ouvrant droit à la majoration (+ 25 € en métropole, + 15 € en Corse et DOM-COM)

Ces montants d'obligation d'achat de ~ **67 nouveaux TWh** s'ajouteront au montant des ~ **28 TWh** obligatoirement achetés en 2007 (cf. § 5.1. : partie d'une CSPE, hors CUHN, évaluée à **1 130 M€**), cogénération et autres modes (supposés maintenus) inclus. Il faut y ajouter ~ **1,0 TWh** résultant des appels d'offres de 2004 explicitement exclus par la CRE de sa prévision de CSPE 2007 (280 MW sur terre, 105 MW au large de Paluel) soit **87,5** et **60,0** (ou, selon les cours retenus : **10** ou **30**) M€ de débours et compensations.

Le calcul pour 2016 et les années suivantes (toujours en €₂₀₀₇) coule ensuite de source, à ceci près que :

- dans le flou absolu, nous avons opté pour un « prix de marché » à 60 €/MWh au lieu des 63,6 €/MWh retenus par la CRE pour le calcul des coûts évités par l'OA de 2007 (avec nos deux variantes « mix » et « uranium économisé ») ;
- nous faisons l'hypothèse d'un doublement des surcoûts de production dans les ZNI (hors OA) d'une part, d'une meilleure productivité (notamment une baisse des coûts de maintenance) du parc thermique, consécutive à sa rénovation, d'autre part ; en conséquence nous retenons un facteur 1,5 par rapport à 2007 ;
- pour Mayotte, partie de bien plus bas que les DOM-COM, nous prenons un facteur 2 par rapport à 2007 ;
- pour les DNN (accueillant, voire implantant, des installations bénéficiant de l'OA), nous supposons une hausse importante de la CSPE, à 30 M€ ...
- et pour le volet social, appelé à fortement croître, également un doublement de sa compensation.

Année 2016 etc.	Débours EDF	Coût évité (selon MWh évité)		
		marché	UO₂	mix
Obligation d'achat 2007	2 495,5	1 725,0	341,2	894,7
OA des AO de 2004	87,5	60	10	30
Obligation d'achat PPI	6 372,4	4 005,6	667,6	2 043,8
Total OA	8 955,3	5 790,6	1 018,8	2 968,5
ZNI (hors OA)	400,0	~ 190,0		
Volet social	260,0	~ 130,0		
Total annuel EDF	9 615,3	6 110,6	1 338,8	3 288,5
CSPE annuelle EDF		3 504,8	8 276,6	6 326,9
CSPE annuelle des DNN		30,0		
CSPE annuelle E.D.Mayotte		50,0		
D'où une CSPE globale allant de ... à :		3 584,8	8 356,6	6 406,9

Soit, en toutes hypothèses, une CSPE en considérable augmentation.

Rq. : dans sa plaquette de juin 2004 [131], en pages 12 et 6, le SER évoquait un unique facteur de charge estimé à **2 500 h/an**. Dans notre étude sur l'éolien [218], nous avons supposé le chiffre global du SER, 25 TWh, atteint en supposant « le recours à des machines terrestres de 2 MW/u (à 2 300 h/an) et des turbines offshore de 4 MW/u (à 3 300 h/an) ». Ce sont ces données que nous avons retenues ici, en conformité (du moins pour l'éolien terrestre) avec les performances admises, oralement, par l'ADEME et le SER (rencontrés les 11 et 30 mars 2005).

Depuis, notre annexe 5 de [218] a fait la démonstration d'une durée annuelle de fonctionnement comprise entre 2150 (Corse et DOM compris) et 2 250 h/an seulement, nettement inférieure à celle revendiquée. L'étude dont fait état RTE dans son « bilan 2007 » parle de **2 170 h/an** (pour le seul hexagone). Il faudrait donc diminuer le productible éolien terrestre de la PPI de : $13000 \cdot (2300 - 2170) = 1,7$ TWh et le coût d'achat correspondant de **132 M€**. Pour l'offshore, attendons son démarrage effectif ... Pour autant, ces correctifs ne modifient pas fondamentalement les conclusions de la présente étude.

Lois	46-628 du 8 avril 1946		2000-108 du 10 février 2002		2003-8 du 3 janvier 2003		2004-803 du 9 août 2004		2005-781 du 13 juillet 2005		2006-1537 du 7 décembre 2006	
n°	<i>sur la Nationalisation de l'Electricité et du Gaz</i>		<i>relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité</i>		<i>relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie</i>		<i>relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières</i>		<i>de programme fixant les orientations de la politique énergétique (loi "POPE")</i>		<i>relative au secteur de l'énergie</i>	
*	Libellés de TITRES	art.	Libellés de TITRES	art.	Libellés de TITRES	art.	Libellés de TITRES	art.	Libellés de TITRES	art.	Libellés de TITRES	art.
I	DE LA NATIONALISATION DES ENTREPRISES D'ELECTRICITE ET DE GAZ	1, 2, 3, 5	LE SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITE	1-5	L'ACCÈS AUX RÉSEAUX DE GAZ NATUREL	2-6	LE SERVICE PUBLIC	1-4	STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE NATIONALE	1-13	DISPOSITIONS RELATIVES A L'ELECTRICITE	1-22
II	DE LA MISE EN APPLICATION DE LA NATIONALISATION	8	LA PRODUCTION D'ELECTRICITE	6-11	LA TRANSPARENCE ET LA RÉGULATION DU SECTEUR DU GAZ NATUREL	7-14	LES ENTREPRISES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ OU DE GAZ	5-12	LA MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE	14-28	DISPOSITIONS RELATIVES AU GAZ	23-38
III	DU FONCTIONNEMENT DES SERVICES NATIONALISÉS	23, 33, 35	LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	12-21	LE SERVICE PUBLIC DU GAZ NATUREL	15-20	LES DISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ OU DE GAZ	13-15	LES ÉNERGIES RENOUVELABLES	29-50	DISPOSITIONS RELATIVES AU CAPITAL DE GDF ET AU CONTRÔLE DE L'ETAT	33-41
IV	DES CONCESSIONS	36-38	L'ACCES AUX RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE	22-24	LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL	21-29	LE REGIME D'ASSURANCE VIEILLESSE, INVALIDITE, DECES, ACCIDENTS DU TRAVAIL ET MALADIES PROFESSIONNELLES DES INDUSTRIES ELECTRIQUES ET GAZIERES	16-23	L'ÉQUILIBRE ET LA QUALITÉ DES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ	51-66	DISPOSITIONS RELATIVES AUX CONTRATS DE FOURNITURE D'ELECTRICITE OU GAZ NATUREL	42-43
V	DISPOSITIONS TRANSITOIRES	abrogé	LA DISSOCIATION COMPTABLE ET LA TRANSPARENCE DE LA COMPTABILITE	25-27	LE STOCKAGE SOUTERRAIN	28-30	L'ORGANISATION DES ENTREPRISES ÉLECTRIQUES ET GAZIERES	24-29	DISPOSITIONS DIVERSES	67-110	DISPOSITIONS DIVERSES ET TRANSITOIRES	44-54
VI	DISPOSITIONS D'EXECUTION	45, 47, 51, 53	LA REGULATION	28-43	CONTRÔLE ET SANCTIONS	31-32	DISPOSITIONS DIVERSES	30-37	<p style="text-align: center;">ATTENTION !</p> <p>Cette loi-ci modifie lois et codes précédents. Les articles 44 à 46 en fixent l'applicabilité au 1^{er} juillet 2007. Les seuls articles ayant valeur intrinsèque sont les art. 5-II et III (fonctionnement de la CRE), art. 7-V (financement du médiateur), art. 15-II (TARTAM), art. 36 (possible contribution financière au réseau de gaz) et art. 43 (contrats <36 kVA).</p>			
VII			L'OBJET D'ELECTRICITE DE FRANCE	45	DISPOSITIONS RELATIVES AU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ	37-60	ACCÈS DES TIERS AUX STOCKAGES DE GAZ NATUREL	38-45				
VIII			DISPOSITIONS APPLICABLES A MAYOTTE	46	DISPOSITIONS DIVERSES	61-62	DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET FINALES	46-54				
IX			DISPOSITIONS DIVERSES OU TRANSITOIRES	47-55								

* Les cellules grisées ne concernent pas (ou plus) le marché de l'électricité

Annexe B2

Plan détaillé de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000					
La couleur de fond souligne le passage d'un TITRE à l'autre (voire, au TITRE III, du CHAPITRE 1er (art. 12) au CHAPITRE III (art. 21))					
En gras : les articles concernant particulièrement la CSPE					
	Art.	Objet (officieux)	Art.	Objet (officieux)	
Titre I : Le service public de l'électricité	1	Objet du SP	31	Saisine de la CRE	Titre VI : L'accès aux réseaux publics d'électricité
	2	Missions du SP	32	Avis de la CRE	
	3	Mise en œuvre du SP	33	Pouvoirs d'enquête de la CRE	
	4	Tarifification	34	"Perquisitions" de la CRE	
	5	Compensation des CSPE	35	Confidentialité	
Titre II : La production d'électricité	6	Programmation Pluriannuelle des Investissements	36	<i>abrogé par loi n° 2003-8 **</i>	
	7	Autorisation d'exploiter	37	Ediction de règles (électricité) par la CF	
	8	Appels d'Offres (AO)	37-1	Ediction de règles (gaz) par la CRE	
	9	Critères d'octroi de l'autorisation d'exploiter	38	Règlement de différends	
	10	Obligations d'Achat (OA)	39	Coop. avec Conseil de la concurrence	
	10-1	Zones de développement éolien (ZDE)	40	Sanctions portées par la CRE	
	10-2	Possibilités d'ilotage	41	Sanctions liées à la CSPE	
Titre III : Le transport et la distribution d'électricité	11	DNM également producteurs	42	Peines encourues	EDF
	12	Objet du transport	43	Agents habilités	
	13	Commission de "discipline"	43-1	Médiateur national de l'énergie	
	14	Développement du réseau de transport	44	<i>abrogé par loi n° 2004-803 ***</i>	ex-Titre VII : Disp. Soc.
	15	Gestion du réseau de transport	45	<i>insert d'un III au VIII du Code Travail ****</i>	
	16	Confidentialité	46	<i>abrogé par loi n° 2005-781 *****</i>	Titre VIII : Dispositifs applicables à Mayotte
	17	<i>insertion L2224-31 et 34 au CGCT *</i>	46-1	Rôle de EDM à Mayotte	
	18	Développement du réseau de distribution	46-2	Organisation du SP à Mayotte	
	19	Gestion du réseau de distribution	46-3	Développement du réseau de Mayotte	
	20	Confidentialité	46-4	Alignement tarifs Mayotte sur métropole	
21	Sécu., sûreté et qualité des réseaux	46-5	Seuil d'éligibilité à Mayotte ... ?		
21-1	Qualité de l'électricité fournie	47	Déclaration d'activité d'un opérateur	Titre IX : Dispositifs divers ou transitoires	
Titre IV : L'accès aux réseaux publics d'électricité	22	Eligibilité	48		Contrats de type "appel modulable"
	23	Droit d'accès aux réseaux	49		Résiliabilité contrats par éligibles
	23-1	Procédures de raccordement	50		Contrats d'achat antérieurs au 10-02-20
Dissoc. comptable, transp*****	24	Constr. de lignes supplémentaires	50-1		Comp*** CSPE pour cogén. et *
	25	Dissociation comptable d'EDF et DNM	51		Mise en conformité des concessions
	26	Dissoc. comptable autres opérateurs	52		<i>modif. de détail du L2333-85 du C.G.C.T</i>
Titre VI :	27	Accès aux comptabilités	53		Actes réglementaires antérieurs
	28	Composition de la CRE	54		Abrogations diverses
	29	Regard du gouvernement	55		<i>ajout / art. 1 loi n° 75-622 et ord. n° 77-1106</i>
	30	Fonctionnement de la CRE			

* Les articles ainsi insérés ont été supprimés ensuite par la loi n° 2003-81

** Prerogatives de la CRE en matière de propositions (TURP, CSPE, ...) avis, et

*** "Objet d'EDF" : ladite suppression entraîne celle du "principe de spécialité" qui pénalisait EDF

**** "Dans les industries électriques et gazières, sans préjudice des dispositions de l'article L. 134-1, des accords professionnels peuvent compléter, dans des conditions plus favorables aux salariés, les dispositions statutaires ou en déterminer les modalités d'application dans les limites fixées par le statut national du personnel. [...]"

***** Comptabilité séparée pour les prestations IVI etc.

Evolution des tarifs réglementés de l'électricité (clients professionnels et domestiques)

avant parution de l'arrêté du 13 août 2007 augmentant de 1% le tarif bleu et de 1,5 % les tarifs jaune et vert.

A compter du :	HT				MT				BT								Arrêtés des _ :
	%	tarif	%	tarif	%	tarif	%	tarif	%	tarif	%	tarif	%	tarif	%	tarif	
< 31/12/1986			base	100,00			base	100,00							base	100,00	décret 88-850
01/08/1988			1,00	101,00			1,50	101,50							1,50	101,50	du 29/7/88
15/05/1989			1,00	102,01			1,00	102,52							1,00	102,52	28/4/89
20/12/1989			1,50	103,54			1,50	104,05							1,50	104,05	14/12/1989
17/04/1990			1,50	105,09			1,50	105,61							1,50	105,61	12/04/1990
		Vert C	Vert B	Vert A	Jaune	Bleu (pro ?)									Bleu domes.		
		105,09	105,09	105,61	105,61	105,61									105,61		
20/02/1993	1,30	106,46	1,30	106,46	0,90	106,56	0,90	106,56	1,20	106,88					1,30	106,99	17/2/93
10/03/1994		106,46		106,46		106,56		106,56		106,88						106,99	7/3/94 : ? *
01/01/1995	* les tarifs hors taxes des abonnements à usage domestique [sont] abaissés de 11,645 %																30/12/94 ***
01/12/1995		106,46		106,46	-1,00	105,50	-1,00	105,50	-1,00	105,81					Bleu com.-intercom	106,99	30/11/95
28/02/1996	-1,02	105,37	-1,02	105,37	-0,64	104,82	-0,79	104,66	-0,68	105,09					0,00	106,99	26-27/02/96
20/04/1997		105,37		105,37		104,82		104,66		105,09						106,99	18/4/97 : ? **
		Vert C	Vert B	Vert A	Jaune	Bleu (pro ?)	Bleu écl. pub.	Bleu com.-intercom	Bleu domes.								
		105,37	105,37	104,82	104,66	105,09	106,99	106,99	106,99							106,99	
01/05/1998	-1,90	103,37	-1,90	103,37	-2,80	101,89	-3,00	101,53	-4,30	100,57	-2,00	104,85	-2,70	104,10	-1,90	104,95	29/4/98
01/05/1999	-1,70	101,61	-2,00	101,30	-2,30	99,54	-2,50	98,99	-2,00	98,56	-2,00	102,75	-2,00	102,02	-2,00	102,85	28/4/99
01/05/2000	-1,00	100,60	-1,00	100,29	-1,60	97,95	-1,80	97,21	-1,30	97,28	-1,30	101,41	-1,30	100,69	-1,30	101,52	28/4/00
??/??/2001	1,00	101,60	1,00	101,29	1,00	98,93	1,00	98,18	1,00	98,25	1,00	102,43	1,00	101,70	1,00	102,53	7/11/01
01/01/2003	les tarifs de vente hors taxes [...] sont abaissés de 0,0633 EUR/kWh (y compris pour les exonérés de CSPE)																31/12/02
02/07/2003	3,00	104,65	3,00	104,33	3,00	101,90	3,00	101,12	3,00	101,20	3,00	105,50	3,00	104,75	3,00	105,94	30/6/03
01/01/2004	les tarifs de vente hors taxes [...] sont abaissés de 0,0612 EUR/kWh (y compris pour les exonérés de CSPE)																28/2/04
15/08/2006	1,70	106,43	1,70	106,11	1,70	103,63	1,70	102,84	1,70	102,92	1,70	107,29	1,70	106,53	1,70	107,74	10/8/06
de 97 à 2007, en %	1,00		0,70		-1,14		-1,74		-2,07		0,29		-0,43		0,71		

* Les modifications de tarifs sont inaccessibles sur le JO n° 57 du 9/3/94 page 3732

** Les modifications de tarifs sont inaccessibles sur le JO n° 93 du 20/4/97 page 6016

*** Est-ce à dire que les abonnements et consommations ont tous deux été abaissés, pour les seuls clients domestiques ?

**** Les modifications de tarifs, repérées en gras, expriment des variations "en moyenne", nous interdisant tout calcul rigoureux ...

Pour les tarifs transitoires à Mayotte, voir les arrêtés des 30/12/02, 29/7/04, 30/7/05, 12/5/06 et, finalement, 22/12/06.

De l'article de "Que choisir ?" [289], on devine les évolutions suivantes du "tarif réglementé de l'électricité pour les entreprises", en Euro/MWh, portées sur graphe (avec une erreur : kWh au lieu de MWh !), du moins pour la part production :

< 31/12/2002	32,00
01/01/2003	29,00
02/07/2003	30,00
01/01/2004	29,00
début 2006	28,00
15/08/2006	29,00

ce qui correspond à

l'absorption de la CSPE de 3,3 €/MWh (soit plus de 10 %)

ce qui correspond à

l'augmentation de 3 % susdite

ce qui correspond à

l'absorption de la hausse de la CSPE de 1,2 €/MWh (soit près de 4 %)

ce qui correspond à

l'augmentation de 1,7 % susdite

Ainsi, depuis 10 ans, les tarifs ont baissé puis augmenté de sorte qu'ils sont voisins (en monnaie courante) de ceux de 1997.

(ceux des professionnels branchés en MT (jaune et vert A) ou BT (bleu) ont conservé une baisse de 1 ou 2%)

En réalité, ceux des industriels exonérés (au moins pour partie) de la CSPE ont baissé de - 15 % (en courants).

Tarifs hors taxes à partir des tarifs TTC de l'électricité domestique (EDF)

communiqués par la note DGEMP sur les "prix de l'énergie" (janvier 2007 *)

Consommation (en cEuro/kWh)				Abonnement (en Euro)			
TVA (%) = 19,6		CSPE = 0,45		TVA (%) = 5,5			
Simple tarif sous 3 kVA				Simple tarif annuel 15/01/2007			
						Abt mensuel	
Année	moyenne 2005	moyenne 2006	15/01/2007	P. souscrit	TTC	HT	HT
Prix TTC	12,90	12,99	13,11	3 kVA	24,00	20,76	1,73
Prix HT	9,43	9,50	9,59	6 kVA	61,05	52,80	4,40
				9 kVA	120,58	104,28	8,69
				12 kVA	173,03	149,64	12,47
				15 kVA	225,47	195,00	16,25
Simple tarif entre 6 kVA et 18 kVA				Double tarif annuel 15/01/2007			
						Abt mensuel	
Année	moyenne 2005	moyenne 2006	15/01/2007	6 kVA	105,87	91,56	7,63
Prix TTC	10,57	10,64	10,74	9 kVA	189,95	164,28	13,69
Prix HT	7,65	7,71	7,78	12 kVA	274,04	237,00	19,75
				15 kVA	358,12	309,72	25,81
				18 kVA	442,21	382,44	31,87
Double tarif entre 6 kVA et 18 kVA				Bleu Tempo annuel 15/01/2007			
						Abt mensuel	
Année	moyenne 2005	moyenne 2006	15/01/2007	9 kVA	163,31	141,24	11,77
Heures pleines				12-18 kVA	223,53	193,32	16,11
Prix TTC	10,57	10,64	10,74	24-30 kVA	411,27	355,68	29,64
Prix HT	7,65	7,71	7,78	36 kVA	552,79	478,08	39,84
Heures creuses				Ce tarif "bleu Tempo" comporte 300 "jours bleus" à faible			
Prix TTC	6,44	6,48	6,54	tarif (5,61 ctk/kWh en hp), 43 "jours blancs" et 22			
Prix HT	4,50	4,53	4,58	"jours rouges" à tarif élevé (47,81 ctk/kWh en hp)			

Les taxes locales d'électricité (TLE) s'élèvent à 12 % de 80 % (soit 9,6 %) des montants HT de l'abonnement et de la consommation électriques

La CSPE n'est pas soumise aux TLE mais à la TVA de 19,6 %

Attention !

A compter du 16 août 2007, les tarifs sont augmentés :
 - de 1,1 % pour les particuliers (tarif bleu)
 - et de 1,5 % pour les professionnels (tarifs jaune et vert)

Aperçu des contributions des différents DNN aux charges de service public *

Charges (en kJ) prévisionnelles au titre de _			2007			2006			2005	2004	2003
DNN _	Dpt	-	surcoût OA	Ch. Soc.	CSPE	surcoût OA	Ch. Soc.	CSPE		surcoût OA	surcoût OA
EDS Briançonnais	05	R	883	3	886	843	18	861			
Régie de Tarascon-sur-Ariège	09	R	184	10	194						
Régie de Saverdun	09		154	8	162				14	12	
SICAE de Précéy Saint Martin	10	S	90	10	100	92	6	98	46		
Régie de Quillan	11	R	206	13	219	222	10	232			
Synd. de Labergement-Ste Marie	25								9	6	
Régie du Pays Chartrain	28	R	662	23	685	734	29	763	631	829	
Régie de La Réole	33	R									
SICAE de St Martin de Londres	34	S	93	22	115	303	108	411	630		
Gaz et électricité de Grenoble	38		7 322	189	7 511	7 639	167	7 806	4 160	4 645	
Régie de Belledonne-Villard Bonnot	38					193	5	198			
SICAP de Pithiviers	45	S				2 322	17	2 339	1 300		
Usine d'électricité de Metz	57		1 341	96	1 437	2 054	110	2 164	763	227	
Régie de Creutzwald	57	R	1 122	23	1 145						
Régie de Loos	59	R		91	91		72	72			
Régie de Montataire	60	R	621	35	656	777	35	812			
SICAE de l'Oise	60	S		65	65		69	69	193	164	
Electricité de Strasbourg	67		799	541	1 340	7 549	1 067	8 616	5 795	5 244	
Usines municipales d'Erstein	67	R	262	12	274	333	4	337			
Usine de Neuf-Brisach	68	R							0,6	0,2	
Vialis (régie de Colmar)	68	R		82	82	1	101	102			
SICAE de Ray-Cendrecourt	70	S	122	11	133	127	8	135	79	39	
Régie de Valloire	73	R				156		156	177	97	
Régie de La Chapelle en Maurienne	73	R							16		
Régie de St Jean de Maurienne	73	R							0,3		
Régie des Houches	74	C							7	0,4	
Régie d'Elbeuf	76	R		94	94		69	69			
Ouest Energie (Deux-Sèvres)	79	R					87	87	403		
SICAE de Somme et Cambrésis	80	S									
Régie de Lavar	81	R	99	6	105						
SER du Carmausin	81	S	65	1	66				58	12	
Sorégies (régie de la Vienne)	86		642	69	711	18	72	90	14	13	
Régie de St Léonard de Noblat	87	R							4		
Régie de La Bresse	88	R	204	2	206	262	1	263			
54 autres ELD (< 50 kJ; prév. 2007)			52	462	514						
80 autres ELD (< 52 kJ; prév. 2006)						138	448	586			
TOTAL (prévision 2007)			14 923	1 869	16 791						
TOTAL (prévision 2006)						23 764	2 504	26 268			
TOTAL (prévision 2004)									14 300		
TOTAL (prévision 2003)										11 289	

(données manquantes, tout au moins non disponibles pour l'expertise IED)

Surligné en jaune :

* : groupement de DNN : R (régie) pour ANROC, S (SICAE) pour FNSICAE et C (collectivité) pour FNCCR

" ELD ayant exercé, ou prévoyant d'exercer son éligibilité en 2006

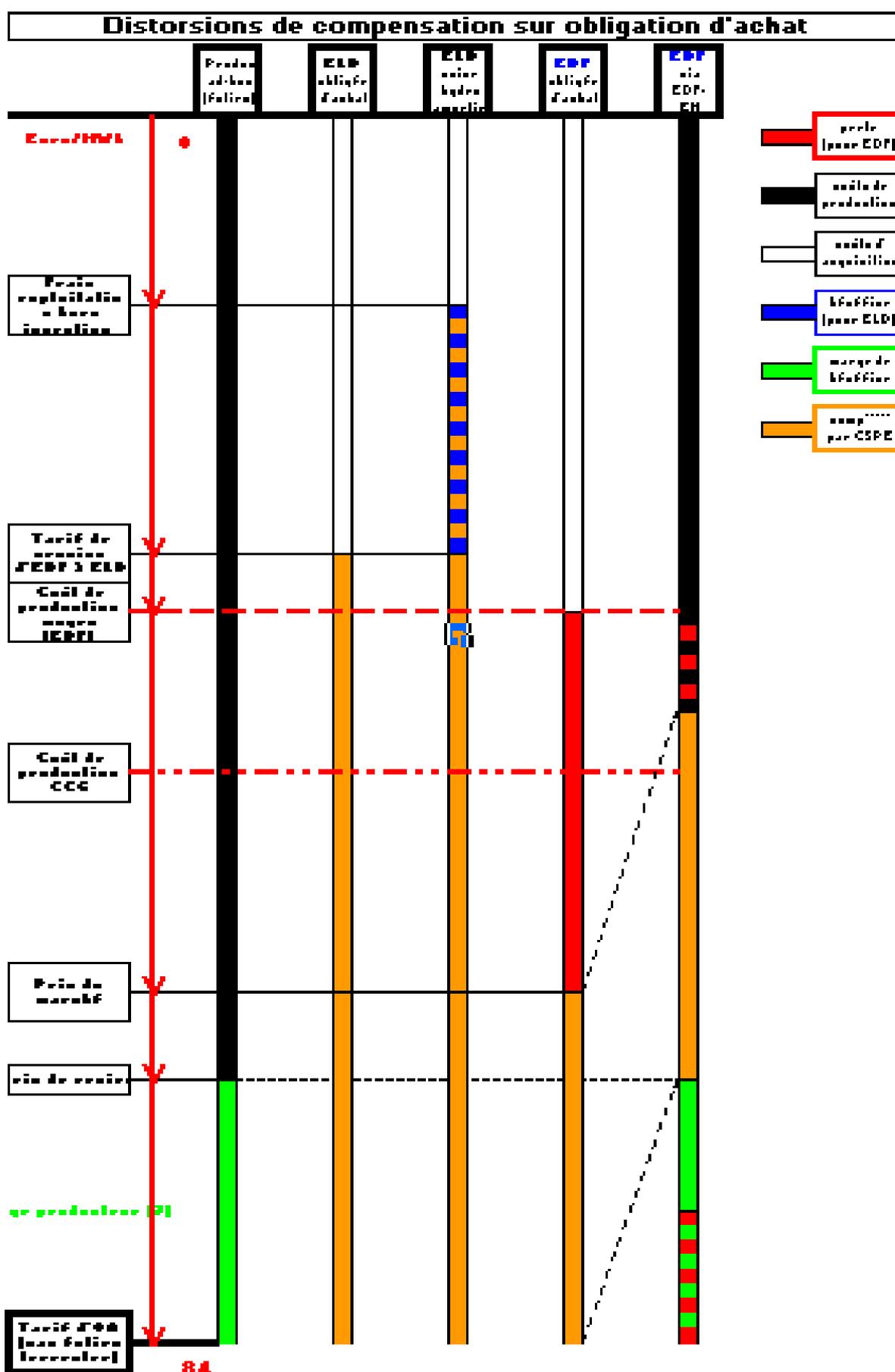
(mention qui n'est plus portée en regard du Syndicat du Pays Chartrain, sur les prévisions 2006, mais l'est sur 2007 !)

Etabli sur la base des communications CRE en prévision des CSPE, respectivement [85], [115], [167] et [232].

Ce tableau a trait aux prévisions collectées par la CRE. Il est surement incomplet.

Deux tableaux, sur les charges constatées et les compensations recouvrées, ne sont pas joints au présent rappo

Annexe B6



Synthèse de la prévision CRE de la CSPE au titre de l'année 2007

Coût d'obligation d'achat pour EDF hors ZNI (tab. 3) :

Source d'énergie	Tarif OA Euro 2007	Production en TWh/an	Achat OA (M€/an)	Coût évité selon la Commission		Ecart c-à-d. CSPE
	HT/MWh			E/MWh	coût évité	
Co-génération	206,2	13,816	1 445,1	63,6	878,7	566,4
Co-gén dispatch	227,7	0,444	70,0	53,4	23,7	46,3
Moyens dispatchables	1033,3	0,03	76,0	1036,7	40,7	35,3
hydro	22,2	6,597	363,0	63,6	419,6	-56,6
éolien (.....)	21,2	4,18	352,4	63,6	265,8	86,8
incinération	20,2	2,162	110,0	63,6	137,5	-27,5
biogaz, biomasse et PV	22,7	0,458	42,0	63,6	29,1	12,9
autres	22,2	0,463	37,0	63,6	29,4	7,4
Sommes pour Métropole	206,2	28,150	2 495,5	206,2	1 824,6	670,9

Autre mode de calcul des coûts évités hors ZNI (§ 2.3.1.)

cas général (§ 2.3.1.1. et tab. 5.2)	25,988	63,6	1 653,0	
contrats horosaisonnalisés (§ 2.3.1.2.)	1,690	53,6	101,0	
appel modulable (§ 2.3.1.3.)	0,030	1036,7	40,7	
co-gén. dispatchable (§ 2.3.1.4.)	0,444	53,4	23,7	
Somme Métropole (§ 2.3.1.5.)	28,152		1 818,4	677,1

Contrats d'achat en

c'est-à-dire " surcoûts de production "	Coûts d'achat (tab. 4)		Coûts évités (tab. 6)	
	Coût	Production	Coût	Production
Carer	0,2886	20,8	13,26	
Guadringer	0,8282	85,2	37,43	
Marliange	0,1037	21,5	0,00	
Gaguer	0,0001	0,1	5,05	
Réunion	1,5661	142,6	71,96	
St Pierre à Mig.	0,0007	0,1	0,03	
Illes loyales	0	0,0	0,00	
<i>soit au total 28,152</i>	2,1934	270,3	127,8	142,5

Charges EDF dues aux dispositions sociales :

perce sur TPN	34,0	}		
Surcoûts de gestion	7,0	}	-->	52,0
Réductions sur services	11,0	}		
dispositif d'aide / à la précarité	77,6			10,4
	129,6			62,4

Soit une estimation CRE de CSPE-EDF (hors TARTAM) : 875,8 M€

Les "ELD" sont prévues compensées à hauteur de :

pour les obligations d'achat (art. 10 & 50) :

?

14,3

pour les charges dues aux dispositions sociales :

?

1,9

Electricité De Moyette est prévue compensée à hauteur de :

pour ses surcoûts de production :

34,4

8,2

26,2

pour " des surcoûts d'achat " :

pour les charges dues aux dispositions sociales :

0 "

* "... imputable au développement de projets de production indépendants". Me in ?

** Dispositions " prévues par la loi du 10 février 2000 (...) par applicable à Moyette".

Correction de la prévision CRE de la CSPE-2007 pour EDF seule

Coût d'obligation d'achat pour EDF hors ZNI (tab. 3) :

Source d'énergie	Tarif OA	Production en TWh/an	Achat OA (M€/an)	Coût évité à 30 €/MWh		Ecart c-à-d. CSPE
	€ ₂₀₀₇ HT/MWh			€/MWh	évité	
Cogénération	104,6	13,816	1 445,1	30	414,5	1 030,6
Cogénération dispatchable	157,7	0,444	70,0	53,4	23,7	46,3
Moyens dispatchables	2533,3	0,03	76,0	1357	40,7	36,3
hydro	55,0	6,597	363,0	30	197,9	165,1
éolien (sous-estim. corrigée)	84,3	4,18	352,4	30	125,4	227,0
incinération	50,9	2,162	110,0	30	64,9	45,1
biogaz, biomasse et PV	91,7	0,458	42,0	30	13,7	28,3
autres	79,9	0,463	37,0	30	13,9	23,1
Sommes pour Métropole	336	28,15	2 495,5	318	894,7	1 600,8

Contrats d'achat en ZNI

c'est-à-dire "surcoûts de production"

	Coûts d'achat (tab. 4)		Coûts évités (tab. 6)		
Corse	0,2886	20,8		13,26	
Guadeloupe	0,8282	85,2		37,48	
Martinique	0,1097	21,5		0,00	
Guyane	0,0001	0,1		5,05	
Réunion	1,5661	142,6		71,96	
St Pierre & Mi	0,0007	0,1		0,03	
Iles bretonnes	0	0,0		0,00	
33,8	2,7934	270,3		127,8	142,5

Charges EDF dues aux dispositions sociales :

perte sur TPN	34,0)		
Surcoûts de gestion	7,0)	-->	52,0
Réductions sur services	11,0)		
dispositif d'aide / à la précarité	77,6			10,4
	129,6			62,4

Avec un coût évité à 30 €/MWh, la CSPE-EDF (hors TaRTAM) atteindrait : 1 805,7

Références des documents cités (ou seulement consultés)
--

Légende : les cases barrées signalent les textes se bornant à en modifier d'autres (ou abrogés).

C : CSPE	F : fiscalité	f : pour fctt CRE	M : Mayotte	O : obligation d'achat
P : prix	pm : pour mémoire	R : réseaux	S : solidarité	T : TaRTAM

[Réf]	Date	Origine	Référence	Objet	Co de
0	16/10/19	Gouv.	JO 18/10/19 *	« Loi relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique » (*seule la version originelle est disponible à la BM de Lyon et pas sur legifrance.gouv.fr). L'article 10, cité aux 2 arrêtés du 4/04/2007, dispose que « le cahier des charges [de la concession] détermine notamment : [...] ; 6° Les réserves en eau et en force [motrice, NDLR] à prévoir, s'il y a lieu, au profit des services publics de l'Etat, ainsi qu'à celui des départements, des communes, des établissements publics, ou des associations syndicales autorisées et des groupements agricoles d'utilité générale, qui seront spécifiés dans un règlement d'administration publique ; les conditions dans lesquelles ces réserves doivent être tenues à la disposition des ayants droit notamment : la période initiale pendant laquelle aucun préavis ne sera nécessaire, les délais de préavis après l'expiration de cette période, les travaux qui peuvent être imposés au concessionnaire pour l'utilisation de ces réserves, ainsi que les tarifs spéciaux, ou les réductions sur les tarifs maxima indiqués au 9° du présent article, applicables à ces réserves. Il nous manque le 6°bis ... 7° La quantité d'énergie à laisser dans les départements riverains, pour être rétrocédée par les soins des conseils généraux ; [...] et enfin, les tarifs de cession aux conseils généraux qui ne pourront être inférieurs aux prix de revient. [...] 8° Les conditions financières de la concession et notamment : a) le minimum au-dessous duquel la redevance proportionnelle au nombre de kilowatts-heures produits ne peut descendre et les conditions dans lesquelles elle devra être révisée, tous les cinq ans, après une période initiale de dix ans [...] ».	Peur-être ces dispositions n'ont-elles aucun rapport avec notre
1	28/12/26	Gouv.	JO	Décret sur les sociétés d'économie mixte ... (cité, à propos des DNN, dans l'article 3 de la loi n° 2000-108)	pm
2	08/04/46	Gouv.	Cons. 14/07/05	« Loi n°46-628 de nationalisation d'EDF et GDF »	pm
3	20/05/55	Gouv.	JO 21/05/55	« Décret n°55-549 relatif à la réalisation du deuxième plan de modernisation et d'équipement de l'énergie électrique (1954-1957) », traitant, selon le rapport IGF/CGM (janvier 2007) de l'obligation d'achat de la production autonome ? En tous cas pas dans le texte originel ! A l'époque, le JO publiait l'« exposé des motifs » introduisant le projet que « nous [?] avons l'honneur de soumettre à votre haute approbation, en vous priant de revêtir de votre signature [...] » et signé Edgar Faure !	O
4	14/03/73	Gouv.	JO 21/03/73	Décret n°73-314 sur système national d'identification (cité au décret n° 2000-456)	pm
5	06/01/78	Gouv.	JO 07/01/78	Loi n°78-17 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés	
6	09/01/85	Gouv.	JO 10/01/85	« Loi n°85-30 relative au développement et à la protection de la montagne » (art. 91 cité aux art. 1 et 2 du premier arrêté du 4 avril 2007)	pm
7	01/12/86	Gouv.	JO 09/12/86	« Ordonnance n° 86-1243 relative à la liberté des prix et de la concurrence » (citée dans l'article 4 de la loi n° 2000-108)	pm
8	29/07/88	Gouv.	JO 31/07/88	Décret n° 88-850 relatif aux prix de l'électricité	P
9	28/04/89	Gouv.	JO 12/05/89	Arrêté relatif au prix de l'électricité	P
10	14/12/89	Gouv.	JO 17/12/89	Arrêté relatif au prix de l'électricité	P
11	12/04/90	Gouv.	JO 18/04/90	Arrêté relatif au prix de l'électricité	P
12	31/05/90	Gouv.	JO 02/06/90	Loi n°90-449 visant à la mise en œuvre du droit au logement	S
13	17/02/93	Gouv.	JO 19/02/93	Arrêté relatif au prix de l'électricité	P
14	07/03/94	Gouv.	JO 09/03/94	Arrêté relatif au prix de l'électricité	P
15	30/12/94	Gouv.	JO 31/12/94	Arrêté relatif au prix de l'électricité	P
16	30/11/95	Gouv.	JO 01/12/95	Arrêté relatif au prix de l'électricité	P

17	26/02/96	Gouv.	JO 27/02/96	Arrêté relatif au prix de l'électricité (corrigé dès le 27/02/96)	P
18	27/02/96	Gouv.	JO 29/02/96	Arrêté relatif au prix de l'électricité (rectifiant le précédent)	P
19	18/04/97	Gouv.	JO 20/04/97	Arrêté relatif au prix de l'électricité	P
20	29/04/98	Gouv.	JO 30/04/98	Arrêté relatif au prix de l'électricité	P
21	28/04/99	Gouv.	JO 29/04/99	Arrêté relatif au prix de l'électricité	P
22	22/10/99	Gouv.	JO 23/10/99	Décret n°99-897 sur logement des personnes défavorisées (l'essentiel _ art. 12 à 52 _ en est abrogé par le décret n°2005-212)	S
23	10/02/00	Gouv.	Cons. 06/03/07	Loi n°2000-108 de modernisation du marché de l'électricité	
24	24/03/00	Gouv.	JO 28/03/00	« Décret portant nomination du président [J. Syrota] et de membres de la commission de régulation de l'électricité » (Bruno Léchevin et Fr. Morin)	dm f
25	27/03/00	Gouv.	JO 05/04/00	« Arrêté portant nomination du commissaire du Gouvernement auprès de la commission de régulation de l'électricité », Dominique Maillard (DGEMP).	dm f
26	12/04/00	Gouv.	JO 13/04/00	Loi n°2000-321 sur relations des citoyens avec les administrations	
27	28/04/00	Gouv.	JO 29/04/00	Arrêté relatif au prix de l'électricité	P
28	02/05/00	Gouv.	Cons. 04/01/03	« Décret n°2000-381 relatif à l'organisation et au fonctionnement de la commission de régulation de l'électricité »	f
29	29/05/00	Gouv.	Cons. 25/06/04	« Décret n°2000-456 relatif à l'éligibilité des consommateurs ... »	
30	16/06/00	Gouv.	JO 17/06/00	« Décret n°2000-522 portant création d'une indemnité de sujétion spéciale au président et aux membres du collège de la commission de régulation de l'électricité », abrogé par le décret n° 2004-1011 .	f
31	16/06/00	Gouv.	JO 17/06/00	« Arrêté fixant le montant de l'indemnité de sujétion spéciale au président [683 677 F] et aux membres du collège [305 677 F] de la commission de régulation de l'électricité » (imputé sur budget des services communs et finances).	f
32	07/09/00	Gouv.	JO 10/09/00	« Décret n°2000-877 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité »	
33	11/09/00	Gouv.	JO 16/09/00	« Décret n°2000-894 relatif aux procédures applicables devant la commission de régulation de l'électricité » modifié par décret n° 2003-405].	f
34	30/10/00	Gouv.	JO 03/11/00	« Décret n°2000-1069 relatif à l'activité d'achat d'électricité pour revente aux clients éligibles ... », à concurrence de « 20% d'une quantité de référence [...] égale à la quantité d'électricité dont le pétitionnaire [producteur ou filiale] a la disposition » (+ liste / art. 5)	
35		legifrance gouv	«applications» de loi n° 2000-108	Liste des producteurs autorisés à acheter de l'électricité pour revente aux clients éligibles en application de l'article 5 du décret n° 2000-1069 obligeant de publier « au moins une fois par an » la liste des entreprises autorisées : en l'occurrence « EDR, CnR et Emile Huchet ».	
36	06/12/00	Gouv.	JO 09/12/00	« Décret n°2000-1196 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité » : bizarre, article 2-2° inchangé malgré loi n°2005-781.	O
37	16/03/01	Gouv.	JO 23/03/01	Arrêté sur composition du comité pour révision des contrats et conventions EDF et SNET (cf. 3 ^{ème} alinéa art. 50 de loi n°2000-108)	
38	26/04/01	Gouv.	Cons. 31/12/05	Décret n°2001-365 sur TURP	R
39	26/04/01	Gouv.	JO 28/04/01	Décret n°2001-366 sur construction de lignes directes	R
40	10/05/01	Gouv.	Cons. 13/09/05	Décret n°2001-410 sur conditions d'éligibilité à l'obligation d'achat	O
41	05/06/01	CRE	JO 22/06/01	Avis sur projet d'arrêté tarifaire éolien	O
42	05/06/01	CRE	JO 21/11/01	Avis sur projet d'arrêté tarifaire hydraulique	O
43	05/06/01	CRE	JO 21/11/01	Avis sur projet d'arrêté tarifaire déchets ménagers	O
44	08/06/01	Gouv.	JO 22/06/01	Arrêté tarifaire sur l'éolien	O
45	20/06/01	Gouv.	JO 22/06/01	Décret n°2001-531 sur personnes en situation de précarité	S
46	21/06/01	CRE	JO 21/11/01	Avis sur projet d'arrêté tarifaire biogaz	O
47	22/06/01	CRE	Communiqué de presse publié le même jour que l'arrêté	« La CRE a émis un avis négatif sur le tarif de reprise de l'électricité d'origine éolienne » communiqué commençant ainsi : « La CRE considère que le tarif proposé entraîne des rentes indues aux producteurs éoliens [...] ». Par la suite, il n'y eut plus de communiqués de la CRE ...	O
48	25/06/01	Gouv.	JO 21/11/01	Arrêté tarifaire sur l'hydraulique	O

49	29/06/01	CRE		« Commission de régulation de l'électricité Rapport d'activité Juin 2001 » Les membres de la commission mise en place en 2000 (jusqu'à 2006) sont Jean Syrota, président, Jacqueline Bennassayag, Raphaël Hadas-Label (jusqu'en 2004), Bruno Léchevin (renouvelé en 2002, jusqu'en 2008), François Morin (jusqu'en 2004), Jacques-André Troesch (renouvelé en 2002, jusqu'en 2008). (NB : le mode de renouvellement a évolué dans le temps)	
50	03/07/01	Gouv.	JO 24/07/01	Arrêté sur caractéristiques techniques de cogénération	O
51	12/07/01	CRE	JO introuvable	Avis sur projet d'arrêté tarifaire cogénération (pris sur www.cre.fr)	O
52	16/07/01	Gouv.	JO 19/07/01	Décret n°2001-630 sur confidentialité des informations	
53	19/07/01	CRE	JO 14/03/02	Avis sur projet d'arrêté tarifaire déchets animaux	O
54	26/07/01	Gouv.	JO 31/07/01	Décret n°2001-678 sur tarifs aux non-éligibles	P
55	31/07/01	Gouv.	JO 31/08/01	Arrêté tarifaire sur la cogénération	O
56	02/10/01	Gouv.	JO 09/10/01	Arrêté sur combustion d'une fraction d'énergie non renouvelable (taux de 20 % abaissé à 15 % par arrêté du 19/01/05)	O
57	02/10/01	Gouv.	JO 21/11/01	Arrêté tarifaire sur les déchets ménagers	O
58	03/10/01	Gouv.	JO 21/11/01	Arrêté tarifaire sur le biogaz de décharge	O
59	18/10/01	CRE	JO 14/03/02	Avis sur projet d'arrêté tarifaire pour installations < 36 kVA	O
60	07/11/01	Gouv.	JO 09/11/01	Arrêté relatif au prix de l'électricité	P
61	06/12/01	Gouv.	Abrogé (2004)	Décret n°2001-1157 sur FSPPE (ancêtre CSPE)	C
62	20/12/01	CRE		« Proposition relative au montant prévisionnel des charges du service public de la production d'électricité pour 2002 »	C
63	20/12/01	CRE	JO 14/03/02	Avis sur projet d'arrêté tarifaire photovoltaïque	O
64	14/01/02	Gouv.	JO 15/01/02	« Décret n°2002-60 relatif aux indemnités horaires pour travaux supplémentaires »	f
65	25/01/02	Gouv.	JO 09/02/02	Arrêté fixant les montants prévisionnels des contributions au FSPPE pour 2002	C
66	14/02/02	CRE	JO 07/04/02	Avis sur projet d'arrêté tarifaire géothermie	O
67	20/02/02	Gouv.	JO	Décision de renouvellement de Jacques-André Troesch, pour 6 ans à la CRE	f
68	13/03/02	Gouv.	JO 14/03/02	Arrêté tarifaire sur les déchets animaux	O
69	13/03/02	Gouv.	JO 14/03/02	Arrêté tarifaire sur les installations < 36 kVA	O
70	13/03/02	Gouv.	JO 14/03/02	Arrêté tarifaire sur le photovoltaïque	O
71	13/03/02	Gouv.	JO 07/04/02	Arrêté tarifaire sur la géothermie	O
72	04/04/02	CRE	JO 05/05/02	Avis sur projet d'arrêté tarifaire matières végétales	O
73	04/04/02	CRE	JO 05/05/02	Avis sur projet d'arrêté tarifaire méthanisation	O
74	05/04/02	Gouv.	JO 07/04/02	« Décret portant nomination à la commission de régulation de l'électricité » (renouvellement de Bruno Léchevin, pour 6 ans)	f
75	16/04/02	Gouv.	JO 05/05/02	Arrêté tarifaire sur matières d'origine végétale	O
76	16/04/02	Gouv.	JO 05/05/02	Arrêté tarifaire sur la méthanisation	O
77	30/04/02	Gouv.	JO 03/05/02	« Décret n°2002-691 portant création du comité technique paritaire de la commission de régulation de l'électricité »	f
78	02/05/02	Gouv.	JO 04/05/02	« Arrêté relatif à l'allocation complémentaire de fonctions en faveur des certains personnels [...] des DRIRE, de la commission de régulation de l'électricité [...] du Conseil de la concurrence et de la Commission de contrôle des assurances », juste entre les 2 tours de la Présidentielle ...	f
79	16/05/02	CRE	www.cre.fr (11 pages)	« Communication de la CRE relative au calcul des charges du service public de la production d'électricité pour l'année 2002 »	C
80	18/06/02	Gouv.	JO 07/07/02	Arrêté sur article 47 de loi 2000-108 (collecte de données)	
81	27/06/02	CRE		« Commission de régulation de l'électricité Rapport d'activité Juin 2002 »	C
82	03/07/02	Gouv.	JO 01/08/02	« Arrêté fixant les corps d'assimilation pour l'attribution de l'indemnité d'administration et de technicité aux agents en fonction au ministère de l'économie [...] des DRIRE, de la commission de régulation de l'électricité [...] du Conseil de la concurrence et de la Commission de contrôle des assurances ». Cf. arrêté du 20/05/05.	f
83	19/07/02	Gouv.	JO 23/07/02	Décret n°2002-1014 fixant les TURP de transport et de distribution.	R

84	29/08/02	Gouv.	JO 19/09/02	« Arrêté fixant la liste des corps d'assimilation pour l'attribution de l'indemnité forfaitaire pour travaux supplémentaires à certains personnels en fonction dans les services centraux du ministère de l'économie [...], à la commission de régulation de l'électricité [...] au Conseil de la concurrence et à la Commission de contrôle des assurances ».	f
85	26/09/02	CRE	www.cre.fr (10 pages)	« Proposition relative au montant prévisionnel des charges de service public de la production d'électricité pour 2003 »	C
86	16/10/02	Gouv.	JO 18/10/02	« Décret n°2002-1266 relatif à la rémunération de certains services rendus par la commission de régulation de l'électricité »	f
87	16/10/02	Gouv.	JO 18/10/02	« Décret n°2002-1267 portant assimilation à un fonds de concours pour dépenses d'intérêt public du produit de la rémunération de certains services rendus par la commission de régulation de l'électricité »	f
88	16/10/02	Gouv.	JO 18/10/02	« Arrêté fixant les modalités de rattachement par voie de fonds de concours au budget du ministère de l'économie, des finances et de l'industrie du produit de la rémunération de certains services rendus par la commission de régulation de l'électricité »	f
89	21/10/02	Gouv.	JO 29/10/02	« Arrêté modifiant l'arrêté du 29 août 2002 fixant la liste des corps d'assimilation pour l'attribution de l'indemnité forfaitaire pour travaux supplémentaires à certains personnels en fonction [...], à la commission de régulation de l'électricité [...] »	f
90	30/10/02	Gouv.	JO 31/10/02	Arrêté fixant les montants prévisionnels des contributions au FSPPE pour 2003	C
91	04/12/02	Gouv.	JO 11/12/02	Décret n°2002-1434 sur procédure d'appel d'offres	O
92	10/12/02	Gouv.	JO 10/01/03	« Arrêté portant application à certains personnels en fonction au ministère de l'économie [...], à la commission de régulation de l'électricité [...] du décret du 14/01/02 relatif aux indemnités horaires pour travaux supplémentaires ». Cf. arrêté du 18/02/03..	f
93	12/12/02	Gouv.	JO 19/12/02	Décret n°2002-1467 sur article 46 de loi n° 2000-108 (dispositions sociales)	
94	12/12/02	Gouv.	JO 14/12/02	Ordonnance n°2002-1451 sur service public de l'électricité à Mayotte	M
95	30/12/02	Gouv.	JO 31/12/02	Arrêté relatif aux tarifs de l'électricité à Mayotte	M
96	31/12/02	Gouv.	JO 08/01/03	Arrêté relatif au prix de l'électricité	P
97	03/01/03	Gouv.	JO 04/01/03	« Loi n°2003-8 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie »	
98	05/02/03	Gouv.	JO 08/02/03	Décret n°2003-100 modifiant décret n°2000-456 sur éligibilité	
99	18/02/03	Gouv.	JO 27/02/03	« Arrêté modifiant l'arrêté du 10/12/02 relatif aux indemnités horaires pour travaux supplémentaires ». Voir aussi décret du 14/01/02.	f
100	06/03/03	CRE	JO 19/04/03	« Avis sur le projet d'arrêté modifiant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant des énergies renouvelables ou des déchets ménagers » : suppression du 2 nd contrat (pour un temps ...)	O
101	07/03/03	Gouv.	JO 18/03/03	« Arrêté relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité » (pour 2003-2007)	O
102	13/03/03	Gouv.	JO 16/03/03	« Décret n°2003-229 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution », avec les définitions des tensions BT, HTA et HTB.	R
103	18/03/03	Gouv.	JO 28/03/03	« Arrêté instituant une régie de recettes et une régie d'avances auprès de la commission de régulation de l'électricité [...] »	f
104	26/03/03	Gouv.	JO 19/04/03	Arrêté modifiant les conditions d'achat cogénération, EnR, etc.	
105	27/03/03	Gouv.	JO 29/03/03	Décret n°2003-282 modifiant décret n°2001-410 (distances entre installations)	
106	24/04/03	Gouv.	JO 03/05/03	« Décret n°2003-405 modifiant le décret du 11/09/00 relatif aux procédures applicables devant la commission de régulation de l'électricité »	f
107	26/06/03	CEE	Directive 2003/54/CE	« Directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE »	
108	27/06/03	Gouv.	JO 02/07/03	Décret n°2003-588 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de transport de l'électricité »	R
109	30/06/03	Gouv.	JO 02/07/03	Arrêté relatif au prix de l'électricité	P
110	02/07/03	Gouv.	JO 03/07/03	Loi n°2003-590 sur urbanisme et habitat (dont éolien)	pm
111	17/07/03	CRE	www.cre.fr	« Proposition relative au montant prévisionnel des charges de service public de l'électricité supportées par Electricité de Mayotte pour 2003 »	M
112	21/07/03	Gouv.	JO 22/07/03	Loi de programme n°2003-660 pour l'outre-mer	pm

138	21/09/04	Gouv.	JO 28/09/04	« Décret n°2004-1011 portant création d'une indemnité de sujétion spéciale en faveur du président et des membres du collège de la commission de régulation de l'énergie », indemnité qui vient « en complément de leur rémunération principale » Cf. décret du 16/06/00.	f
139	21/09/04	Gouv.	JO 28/09/04	« Arrêté fixant le montant de l'indemnité de sujétion spéciale allouée au président [104225,89 €] et aux membres [47159,34 €] du collège de la commission de régulation de l'énergie » Cf. arrêté du 22/09/04.	f
140	26/11/04	Gouv.	JO 30/11/04	Décret n°2004-1302 modifiant le décret n°2001-410 (rétablissant 2 nd contrat)	Ø
141	02/12/04	CRE	www.cre.fr (avec 3 ann.)	« Délibération de la CRE relative à la comptabilité appropriée des opérateurs supportant des charges de service public de l'électricité »	C
142	23/12/04	Gouv.	JO 29/12/04	Arrêté autorisant un contrat d'obligation d'achat aux installations n'y ayant pas « directement » droit.	
143	30/12/04	Gouv.	JO 31/12/04	« Loi n°2004-1485 de finances rectificative pour 2004 » dont articles : - 117 (modifié par la suite ...) sur élaboration du budget de la CRE - 118 sur calcul des coûts évités et la contribution unitaire 2004 et 2005	F C
144	30/12/04	Gouv.	JO 17/08/04	Loi n°2004-809 (art. 65) relative aux libertés et responsabilités locales	pm
145	18/01/05	Gouv.	JO 27/01/05	Loi n°2005-32 de programmation pour la cohésion sociale	S
146	19/01/05	Gouv.	JO 29/01/05	Arrêté sur combustion d'une fraction d'énergie non renouvelable (15 %) modifiant l' arrêté du 2/10/01 .	Ø
147	27/01/05	Gouv.	JO 29/01/05	Décret n°2005-63 sur tarifs de cession de l'électricité aux DNN	C
148	04/02/05	Gouv.	JO 05/02/05	Décret n°2005-85 sur modifiant le décret n°2004-90	Ø
149	14/02/05	Gouv.	JO 15/02/05	« Décret n°2005-123 relatif à la contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel »	C/ R
150	22/02/05	Gouv.	JO 25/02/05	« Décret n°2005-172 définissant la consistance du réseau public de transport d'électricité et fixant les modalités de classement des ouvrages dans les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité »	R
151	02/03/05	Gouv.	JO 04/03/05	« Décret n°2005-212 relatif aux fonds de solidarité pour le logement »	S
152	20/05/05	Gouv.	JO 31/05/05	« Arrêté modifiant l'arrêté du 29/08/02 fixant les corps d'assimilation pour l'attribution de l'indemnité forfaitaire pour travaux supplémentaires à certains personnels en fonction [...], à la commission de régulation de l'énergie [...] »	f
153	20/05/05	Gouv.	JO 31/05/05	« Arrêté modifiant l'arrêté du 03/07/02 fixant les corps d'assimilation pour l'attribution de l'indemnité d'administration et de technicité aux agents en fonction [...] à la commission de régulation de l'énergie ».	f
154	08/06/05	CRE	JO 20/11/05	« Avis sur le projet d'arrêté relatif à la modification des modalités d'indexation des contrats d'obligation d'achat consécutive à la disparition de l'indice PsdA »	C
155	13/07/05	Gouv.	Cons. 08/12/05	« Loi n°2005-781 d'orientation de la politique énergétique ». Cf. art. : - 39 sur perception de la taxe professionnelle éolienne ; - 66 sur prorogation des tarifs réglementés (mais Cons. Constitutionnel) ; - 67 sur plafonnement à 0,5% de la valeur ajoutée de la CSPE (si > 7 GWh).	F P C
156	30/07/05	Gouv.	JO 31/07/05	Arrêté relatif aux tarifs de l'électricité à Mayotte	M
157	23/08/05	Gouv.	JO 20/11/05	Arrêté sur indexation de l'obligation d'achat	O
158	07/09/05	Gouv.	JO 13/09/05	Arrêté sur cond. de rénovation des installations hydrauliques	O
159	07/09/05	Gouv.	JO 13/09/05	Décret n°2005-1149 créant l'art. 9 ter dans le décret n° 2001-410 ouvrant droit à renouvellement, sans limite, moyennant rénovation minimale.	O
160	23/09/05	Gouv.	JO 06/10/05	Décision approuvant les TURP proposés par la CRE	R
161	27/09/05	CRE		« Commission de régulation de l'énergie Rapport d'activité Juin 2005 », avec, selon la CRE, « éléments relatifs à la CSPE 2005 cf. p. 114 etc. »	C
162	24/11/05	Gouv.	JO 06/12/05	Arrêté sur montant participation / dispositif personnes en précarité	S
163	01/12/05	CRE	www.cre.fr (avec 3 ann.)	« Délibération de la CRE relative à la comptabilité appropriée des opérateurs supportant des charges de service public de l'électricité »	C
164	30/12/05	Gouv.	JO 31/12/05	Décret n°2005-1750 modifiant décret n°2001-365 (TURP)	R
165	30/12/05	Gouv.	JO 31/12/05	Loi n°2005-1719 LOLF : art. 82 sur prise en compte gaz cogénération	O
166	30/12/05	Gouv.	JO 31/12/05	Loi n°2005-1720 LOLF-R : art. 76 sur la fiscalité de l'éolien	F
167	17/01/06	CRE	www.cre.fr (5 ann.; 50 p)	« Communication de la CRE relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2006 »	C
168	21/02/06	MINEFI	DIDEME	« Le crédit d'impôt en faveur des énergies renouvelables et des économies d'énergie porte ses premiers fruits »	F
169	23/03/06	Gouv.	JO 04/04/06	Arrêté sur taux de rémunération du capital immobilisé en ZNI	C
170	18/04/06	Gouv.	JO 19/04/06	« Décret portant nomination du président [P. de Ladoucette] de la CRE »	f

171	21/04/06	Théolia	Enerpresse du 25/04/06	« Théolia veut devenir grand », comme il ressort de l'inauguration de son premier « Parc de Fonds de Fresnes » (Somme), constitué de : - 5 éoliennes REpower, soit 10 MW pour un investissement de 13 M€ ($I_u = 1300 \text{ €/kW}$), exploitées par Théolia, à Fonds de Fresne (Somme) ; - « 5 mâts supplémentaires installés par Théolia, via sa filiale Ventura, et exploitée par EDF ». « La société Théolia, producteur français d'électricité à partir d'énergies renouvelables [dont] la majorité des parts reste détenue par des investisseurs qualifiés français, anglais, suisses, néerlandais et allemands qui se partagent 63,6% [...], prévoit d'avoir mis en exploitation d'ici la fin de l'année un total de 100 MW éolien, et d'en mettre 150 MW supplémentaires tous les ans d'ici 2010, en France, en Allemagne et en Espagne, notamment, et se verrait bien troisième producteur éolien sur le marché de l'hexagone ».	O
172	11/05/06	Gouv.	JO 24/05/06	« Arrêté modifiant l'arrêté du 29/08/02 fixant la liste des corps d'assimilation pour l'attribution de l'indemnité forfaitaire pour travaux supplémentaires à certains personnels en fonction [...] à la commission de régulation de l'énergie »	f
173	12/05/06	Gouv.	JO 25/05/06	Arrêté relatif aux tarifs de l'électricité à Mayotte	M
174	15/05/06	EDF & REpower	Enerpresse	« REpower livrera 140 éoliennes à EDF d'ici fin 2008 », des machines de 2 MW destinées à la France, la Belgique, l'Allemagne, l'Italie et le Portugal. « Le montant n'a pas été divulgué [mais] il devrait être de quelques centaines de millions d'euros ». Hypothèses : - si 200 M€, ça donne un $I_u = 715 \text{ €/kW}$, bien trop faible, - si 300 M€, ça donne un $I_u = 1071 \text{ €/kW}$, faible. Mais ces calculs ne concernent que la fourniture de machines seules. L'équipement représentant 75% de l'investissement initial, I_u serait supérieur à 1400 €/kW (et on peut penser qu'EDF a obtenu de REpower, dont AREVA est actionnaire, un prix de gros ...). De plus, « les deux groupes veulent en outre élargir leur partenariat à l'Europe de l'est et du sud à partir de 2008 ».	O
175	22/05/06	Gouv.	JO 24/05/06	Décret n°2006-581 modifiant décret n°2004-90 (CSPE)	C
176	31/05/06	IED	Poizat F. Salles et Zanolin L. www.ecolo.org	« L'énergie éolienne en France, de 2005 à 2020 », rapport d'expertise associé à l'expertise IED plus globale relative à l'étude de l'équilibre Production-Consommation en 2020 (en marge de la PPI 2015).	O
177	15/06/06	Gouv.	JO 17/06/06	Décret n°2006-701 modifiant décret n°2005-123	C R
178	29/06/06	CRE	JO 27/07/06	Avis sur projet d'arrêté tarifaire éolien	O
179	29/06/06	CRE	JO 27/07/06	Avis sur projet d'arrêté tarifaire biogaz	O
180	29/06/06	CRE	JO 27/07/06	Avis sur projet d'arrêté tarifaire géothermie	O
181	29/06/06	CRE	JO 27/07/06	« Avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil [...] »	O
182	05/07/06	CRE		« Commission de régulation de l'énergie. Rapport d'activité Juin 2006 »	C
183	07/07/06	Gouv.	JO 09/07/06	« Arrêté relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité » (pour 2005-2015)	O
184	10/07/06	Gouv.	JO 26/07/06	Nouvel arrêté tarifaire sur l'éolien	O
185	10/07/06	Gouv.	JO 26/07/06	Nouvel arrêté tarifaire sur la géothermie	O
186	10/07/06	Gouv.	JO 26/07/06	Nouvel arrêté tarifaire sur le biogaz de décharge	O
187	10/07/06	Gouv.	JO 26/07/06	Nouvel arrêté tarifaire sur le photovoltaïque	O
188	20/07/06	Gouv.	JO 12/08/06	« Arrêté modifiant l'arrêté du 03/07/02 fixant les corps d'assimilation pour l'attribution de l'indemnité d'administration et de technicité aux agents en fonction [...] à la commission de régulation de l'énergie ».	f
189	26/07/06	Gouv.	JO 28/07/06	Décret n°2006-924 modifiant décret n°2004-325 (TPN)	S

190	01/08/06	EDF	« Vivre eDF »	« Développement durable. Un nouveau parc éolien », inauguré le 7 juillet par P.	O
-----	----------	-----	---------------	---	---

			p. 7	Gadonneix à Aumelas (~64 GWh). « Il vient s'ajouter à trois autres récemment mis en service en Normandie (à Fécamp et à St Martin-des-Besaces) et dans la Somme (à Longue Epine), pour 50 GWh ». D'Enerpresse du 12-07-06, on apprenait que « l'érection des 11 éoliennes [d'Aumelas (Hérault) : 22 MW] a nécessité un investissement de 23 millions d'euros [soit un $I_u = 1050 \text{ €/kW}$]. Le site de la colline de La Moure doit accueillir deux tranches supplémentaires, la première de 13 éoliennes (soit 32 MW) et la seconde d'une capacité équivalente, faisant du parc d'Aumelas l'un des plus importants de France ».	
191	10/08/06	Gouv.	JO 12/08/06	Arrêté relatif aux prix de l'électricité	P
192	23/08/06	Lander du Mecklembourg	Enerpresse 25-08-06	« Lancement du premier parc éolien offshore allemand. L'Allemagne se lance sérieusement dans la production en mer d'énergie éolienne, avec un premier grand champ offshore désormais assuré de voir le jour en mer Baltique. Le ministre de l'Environnement de l'Etat régional du Mecklembourg-Poméranie occidentale a en effet remis, le 23-08-06, la deuxième et dernière autorisation pour le parc Baltic 1, qui doit être construit au large de la presqu'île de Darss en mer Baltique, a-t-il annoncé dans un communiqué. « C'est le premier parc éolien offshore en Allemagne qui obtient la totalité des autorisations nécessaires », a précisé une porte-parole du ministère. D'autres projets existent, dont certains en mer du Nord, mais ils ont obtenu jusqu'à présent seulement une partie des autorisations. Les travaux de construction de Baltic devraient débiter fin 2007. Le parc, dont le coût est évalué à une <u>centaine</u> de millions d'euros, comptera 21 éoliennes, d'une puissance cumulée de 54 mégawatts », ce qui représente un $I_u = \sim 1852 \text{ €/kW}$ assez faible, mais <u>approximatif</u> .	O
193	05/09/06	Gouv.	JO 07/09/06	Décret n°2006-1118 sur garanties d'origine (EnR ou cogénération)	O
194	06/09/06	DIDEME	Site DGEMP	« La cogénération en France »	O
195	20/09/06	Gouv.	JO 22/09/06	Décret n°2006-1170 sur équilibrage offre et demande	
196	25/09/06	«Canard Enchaîné»	Liffran Hervé	« Les gros clients d'EDF héritent d'édredons en or », titre d'un article ironique sur un « amendement vaseline [qui] devrait coûter 400 à 500 millions d'euros par an. Et c'est EDF qui paiera l'addition » (!)	T
197	25/09/06	EDF EN Info Quest	Enerpresse	« Grâce : EDF Energies Nouvelles développera deux parcs éoliens », avec l'objectif de 500 MW en 2008, pour 500 M€ soit $I_u = 1000 \text{ €/kW}$.	O
198	26/09/06	Gouv.	JO 30/12/06	Arrêté sur tarifs de délivrance de garanties d'origine	
199	13/10/06	Suez	Enerpresse 16-10-06	« La CNR à Fos : chacun son éolienne et ... G. Mestrallet investit dans l'avenir ». A l'occasion de l'inauguration de son parc de « 4 Nordex N80 de 2,5 MW unitaire [...] fruit d'un investissement de 11,3 M€ » (soit un $I_u = 1130 \text{ €/kW}$; le PDG de Suez indique que « la CNR [a] l'ambition de disposer d'une capacité éolienne de 160 MW d'ici à 2010 ». Et Enerpresse relève que « pour le seul éolien, le groupe franco-belge [viserait] à terme [...] 1000 MW en Europe.	O
200	25/10/06	Gouv.	JO 08/11/06	Arrêté sur remboursement du trop-payé / au plafond de 0,5% de TVA	C
201	31/10/06	CRE	De Ladoucette Philippe	Dans « Vivre EDF », le président de la CRE voit dans l'ouverture du 1 ^{er} juillet 2007 « une nouvelle liberté donnée au consommateur » ...	
202	17/11/06	Germa J.-Michel	Enerpresse 17-11-06	« La Compagnie du Vent investit dans l'offshore. En marge du 5 ^{ème} colloque national éolien à Amiens, son PDG indique avoir déposé « une demande d'occupation du domaine maritime [pour pouvoir] mettre en service, à l'horizon 2012, 156 turbines de 4,5 MW unitaire » (projet dit des Deux Côtes (76)). Et se plaint que « c'est un investissement de 1,4 milliard d'euros, qui va créer 2000 personnes [sic !] localement pendant trois ans, et personne au sein des administrations ne semble s'y intéresser vraiment ». Soit un $I_u = 1994 \text{ €/kW}$, sur le papier.	O
203	21/11/06	CRE	www.cre.fr	Note mise à jour le 21/11/06 sur le « mécanisme de la CSPE », avec ...	C
204	21/11/06	CRE	www.cre.fr	... « schéma du recouvrement de la CSPE » (daté du 23/11/2005)	C
205	21/11/06	CRE	www.cre.fr	... « planning des tâches CSPE » (daté du 06/12/2005)	C

206	30/11/06	Conseil	Décision	Sur rapport de L. Poniowski, <u>le Conseil</u> [...] considérant [...] que le I des ar-	P
-----	----------	---------	----------	---	---

		Constitutionnel	n°2006-543 DC	articles 66 et 66-1 rend ces tarifs applicables, pour un site donné, aux consommateurs non domestiques si ceux-ci ou une autre personne n'ont pas, sur ce site, fait usage de leur liberté de choisir un fournisseur d'énergie ; que le II de ces mêmes articles rend les tarifs réglementés applicables aux consommateurs domestiques si ceux-ci n'ont pas eux-mêmes exercé leur liberté de choix sur le site concerné ; que le III de ces mêmes articles oblige notamment les opérateurs historiques qui fournissent, pour un site donné, l'une des deux sources d'énergie à proposer aux consommateurs, à l'exception des plus importants, une offre au tarif réglementé pour les deux sources d'énergie dans les conditions prévues par le I et le II ; qu'en particulier, cette offre doit être faite aux consommateurs domestiques pour l'alimentation de nouveaux sites de consommation ; que l'ensemble de ces obligations n'est pas limité dans le temps ; [... déclare] <u>contrairement à la Constitution [l'essentiel de] l'article 17 de la loi relative au secteur de l'énergie [article du projet de loi n°2006-1537 modifiant les articles 66 (et 67) de la loi POPE n°2005-781] » et annihile ainsi la tentative gouvernementale de « maintien des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz » aux consommateurs domestiques ou non, n'ayant pas fait valoir leur éligibilité.</u>	
207	05/12/06	« Le Monde »	Bezat Jean-Michel	« Les tarifs réglementés de Gaz de France et d'EDF sont condamnés à disparaître [car] le Conseil Constitutionnel a censuré, jeudi 30 novembre, l'article de la loi sur l'énergie qui obligeait les deux groupes publics à fournir l'électricité et le gaz à prix administrés »	P
208	07/12/06	« Le Monde »	Bezat Jean-Michel	« EDF : l'actionnaire ou le client », où l'on explique que « 1% de hausse génère 200 millions de résultats d'exploitation en plus [...] les banques d'affaires voient l'action s'envoler au-delà de 70 euros [80 atteint fin juin 2006 !], voire de 80 euros. La fée électricité est décidément bien belle ». Mais « certains parlementaires de l'UMP » se demandent « à quoi bon cet enrichissement d'EDF si des PME en souffrent ? Certaines n'ont-elles pas vu leur facture d'électricité bondir de 60 à 80% ? »	P
209	07/12/06	CRE	www.cre.fr (avec 3 ann.)	« Délibération relative à la comptabilité appropriée des fournisseurs supportant la CSPE » (NB : <u>fournisseurs</u> , et non plus opérateurs)	C
210	07/12/06	Gouv.	JO 08/12/06	Loi n°2006-1537 relative au secteur de l'énergie, modifiant les lois n° 2000-108 (profondément) et 2004-803 (TaRTAM)	P T
211	13/12/06	FNME-CGT	«la Lettre des administrateurs EDF» n° 50	« Production dans les DOM et en Corse : des investissements nécessaires et urgents mais pas à n'importe quel prix », position exprimée en CA d'EDF, y compris sur le « système de compensation » qui « défavorise le service public national avec la complicité de la CRE [...] »	O
212	14/12/06	Gouv.	JO 27/12/06	Arrêté sur cond. de rénovation des installations de biogaz	O
213	14/12/06	Gouv.	JO 27/12/06	Arrêté sur cond. de rénovation des installations de cogénération	O
214	22/12/06	Gouv.	JO 31/12/06	Arrêté relatif aux tarifs de l'électricité à Mayotte	M
215	29/12/06	Poizat F.	www.ecolo.org (site de l'AEPN)	« Samedi 4 novembre 2006 : la faute à Eole ou/et E.ON ? » (étude aussi publiée sur le site www.sauvonsleclimat.org)	O
216	30/12/06	Gouv.	JO 31/12/06	Loi n°2006-1771 sur LOLF-R : art. 28 relatif à la fiscalité des EnR	F
217	30/12/06	Gouv.	JO 31/12/06	« Loi n°2006-1772 sur l'eau et les milieux aquatiques » (dite LEMA), complexe en ce qu'elle traite de sujets divers et modifie plusieurs codes (environnement, rural, CGCT ...). A noter que, via ses art. 19 et 9, elle touche les lois n° 2004-803 (art. 1 ^{er}) et 2005-781 (art. 46). Sur l'électricité et l'énergie hydraulique, voir aussi les articles 5,6, 10, 19-21, 28 74 et 84. Voir [259].	
218	31/12/06	Poizat F.	www.ecolo.org (site de l'AEPN)	« 'Face au vent' : si nous faisons le bilan économique de l'éolien industriel » (aussi publiée sur le site www.sauvonsleclimat.org)	O
219	01/01/07	EDF	« Vivre eDF » spécial 1 ^{er} juillet 2007	p. 4 : Pierre Gadonneix déclare que le TaRTAM « qui n'est d'ailleurs pas spécifique à la France, aura un impact négatif de plusieurs centaines de millions d'€ sur nos résultats opérationnels en 2007 et 2008 » ; p. 6 : un dossier sur « les parties prenantes » p. 19 : un encart sur « l'itinéraire d'un client 'pro' revenu chez EDF », après avoir constaté qu' « on [lui] avait garanti un prix du kWh stable pendant 6 mois. Aussitôt passé ce terme, [s]es conditions tarifaires ont été révisées à la hausse » sans parler des « estimations largement surévaluées ».	

220	01/01/07	MINEFI	Inspection	« Rapport sur les installations de cogénération sous obligation d'achat », dont	O
-----	----------	--------	------------	---	---

	(19/02/07 sur Internet)		Générale des Finances : 2006-M-060-01 DUMAS Philippe (IGF) LANGLOIS-BERTHELOT Maxence et REVIAL Thomas Conseil Général des Mines : N°01/2007 BIREN Jean-Michel (IGM)	nous extrayons quelques phrases : p. 9 : « Les mesures fiscales pour la cogénération comprennent une exonération de TICGN pendant 5 ans, un amortissement accéléré sur un an des dépenses d'investissement et une réduction de 50 % de la taxe professionnelle. » p. 9 : « Le dispositif actuel favorise au contraire la production électrique au risque d'avoir un excès de production de chaleur qui est rejeté dans l'atmosphère ». p. 10 : « L'énergie cogénérée est produite pendant toute la période d'hiver (et seulement pendant cette période) sans modulation de puissance ». pp. 12-13 : « 1.B.4. Au total, le rapport coût / avantage de la cogénération au gaz naturel n'est pas favorable en France a) Sous des hypothèses favorables, la cogénération permet de réduire les émissions françaises annuelles de CO ₂ de 0,3 % [...] b) Le coût de cette réduction des émissions de CO ₂ est très élevé. Les transferts publics qui sont consentis à la filière de cogénération dépassent en 2006 800 M€ au titre de la CSPE et des dépenses fiscales [hors amortissement susdit ...] Il apparaît que, sous les hypothèses favorables qui ont été retenues, la tonne de CO ₂ évitée grâce à la cogénération coûte au minimum 513 €/tCO ₂ ».	
221	01/01/07	MINEFI	DIDEME	Dépliant sur les « prix des énergies », notamment l'électricité pour l'habitat (tarif bleu) et l'industrie (tarif vert) en euros courants TTC	P
222	03/01/07	Gouv.	JO 05/01/07	Arrêté fixant le TaRTAM : tarif réglementé + 10, 20 ou 23 %	T
223	05/01/07	MINEFI	Enerpresse du 08/01/07	« Tarif de retour : c'est parti ! », suite à la publication au JO de l'arrêté du 03/01/07. Selon Bercy, le niveau du TaRTAM « sera ainsi significativement inférieur aux prix constatés actuellement sur les marchés ».	T
224	05/01/07	EDF	« La Dépêche » n° 2858	« Accord industriel avec Poweo » scellant un « échange » (?) entre EDF qui fournira 160 MW d'origine nucléaire, de 2007 à 2021, et Poweo qui mettra à disposition, « pour une même puissance et sur une même durée, à compter de 2009, une partie de la capacité de production de sa future centrale » CCG de Pont-sur-Sambre. Les VPP deviennent réalité ...	
225	09/01/07	Enerpresse		« Le tarif de retour coûtera cher à EDF », EDF ayant jugé « en septembre 2006 que l'adoption de cette mesure aurait un impact négatif de plusieurs centaines de millions d'€ sur ses résultats opérationnels en 2007 et 2008 ».	T
226	09/01/07	MINEFI	DIDEME	« Le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché de l'électricité dit 'tarif de retour' », ou TaRTAM, avec renvoi à la « note interprétative sur la mise en œuvre de ce tarif »	T
227	10/01/07	CRE	JO 22/04/07	« Avis [...] sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des mers [...] ».	O
228	16/01/07	« Les Echos »	Pogam Pascal	« EDF trouve un accord avec les très gros consommateurs d'électricité »	P
229	17/01/07	Enerpresse		« EDF et Exeltium signe [sic !] pour 15 TWh »	P
230	17/01/07	Enerpresse	Loos François	« F. Loos écrit vertement à A. Piebalgs », notamment que « le maintien des tarifs historiques, dès lors qu'ils couvrent les coûts, est compatible avec les directives européennes ».	P
231	19/01/07	EDF	dépêche n°2681	« EDF et Exeltium signent un partenariat industriel et commercial »	P
232	25/01/07	CRE	www.cre.fr (4 ann.; 50 p)	« Communication de la CRE relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2007 »	C
233	29/01/07	Gouv.	JO 31/01/07	« Décret portant nomination de membres du collège de la Commission de régulation de l'énergie [MM. Rodriguez et Aghetti] comme représentants des consommateurs d'électricité et de gaz naturel »	f
234	06/02/07	« Le Monde »	dessin de Pancho	« Le réchauffement est un défi majeur ! ... A nous de le rentabiliser ! » : commentaire de PDG sur courbe de température (cf. « Le Monde » du 22/02/07 et propos d'ATTAC du 25/05/07).	
235	09/02/07	DE-SC	CRR IED 14/05/07	CR de réunion IED avec « Droit à l'Energie – Stop aux Coupures »	
236	15/02/07	CRE	JO 22/04/07	Avis sur arrêté tarifaire hydraulique, lapidaire : « La CRE a déjà été saisie pour avis, le 11 décembre 2006, sur le même projet d'arrêté. Elle confirme l'avis rendu le 10 janvier 2007 par la commission précédente. »	O
237	15/02/07	Gouv.	JO 16/02/07	« Décret portant nomination du président du comité de règlement des diffé-	f

				rends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie » (CoRDIs), Pierre-François Racine.	
238	15/02/07	CRE	CRR IED 21/04/07	CR de réunion IED avec la CRE	
239	15/02/07	CRE	mails personnels	En marge de la réunion du 15/02/07, des échanges de mails ont eu lieu sur questions précises (pour l'essentiel des demandes de compréhension), y compris sur erreurs manifestes du nouveau décret TaRTAM (04/05/07).	
240	19/02/07	Enerpresse		« Le marché photovoltaïque a doublé en France en 2006 »	O
241	20/02/07	Enerpresse	IGF-CGM	« Haro sur la cogénération » (cf. rapport IGF-CGM de janvier 2007)	O
242	21/02/07	Enerpresse	Gadonneix P. Camus Daniel	« Le résultat d'EDF grignoté par le 'TaRTAM' » : 478 M€ en 2006, des provisions de 450 et 600 M€ en 2007 et 2008.	T
243	22/02/07	« Le Monde »	dessin de Serguei	Un CA méditant sur la planète : « On s'est enrichi en la réchauffant ... Enrichissons nous en la refroidissant ! » (cf. Pancho du 6/02/07)	
244	28/02/07	FG3E ATEE	www.fg3e.fr	« L'avenir de la cogénération dans le parc énergétique français » : il s'agit d'un communiqué (mis sur le site le 24/05/07 seulement) des cogénérateurs en réaction au rapport IGF-CGM (janvier 2007). A relever que « ce système est <u>vertueux</u> à la fois en termes d'économie d'énergie fossile et de réduction d'émissions de gaz à effet de serre. En effet, l'électricité produite en semi-base par la cogénération vient se substituer non pas à de l'électricité nucléaire (pour laquelle il n'existe pas, semble-t-il, aujourd'hui d'excédent) mais à de l'électricité qui serait produite par des centrales électriques alimentées en combustible fossile [...] ». Ne serait-ce pas cacher sa fumée derrière celle des autres ? Enfin, ce communiqué évoque « dès février 2006 [...] des discussions préalables à la mise au point du nouveau tarif de la cogénération » : quid ?	O
245	01/03/07	CSC/CMP		Dossier de synthèse « Les prix de l'énergie et la concurrence »	P
246	01/03/07	Gouv.	JO 22/04/07	Nouvel arrêté tarifaire sur l'hydraulique	O
247	01/03/07	EDF	« Vivre EDF » n° 46	Brève reprise plus tard (19/03/07) par Enerpresse (voir ci-dessous), avec les précisions suivantes : « EDF EN disposait au 30 juin 2006 d'une capacité installée de 1015 MW dans le monde, auxquels s'ajoutent 616 MW en cours de construction. L'éolien représente 78 % de sa capacité installée »	O
248	31/03/07	DEWI		Ce DEWI Magazine Nr 30 (Februar 2007) comporte de nombreux articles techniques, notamment sur l'offshore.	
249	02/03/07	EDF	« La Dépêche du Groupe » n° 2875	« EDF-EN lance la construction d'un parc éolien de 52 MW en France [composé de] 26 éoliennes REpower de 2 MW qui longeront l'autoroute A10 sur 13 km ». Ce parc dit « Chemin d'Ablis [...] représente un investissement total de 75 M€ » moyennant un échelonnement des travaux du printemps 2007 au 1 ^{er} semestre 2008. Soit un $I_u = 1442 \text{ €/kW}$	O
250	05/03/07	Gouv.	JO 06/03/07	Loi n°2007-290 (art. 2) sur le droit au logement opposable etc.	S
251	15/03/07	Libération	Cessou Sabine	« A La Haye, les éoliennes grimpent sur les toits » : la Turby, « développée avec l'université de Delft [assure] une production moyenne de 3500 kWh par an, [...] sa puissance maximale, lorsqu'il y a du vent, est de 3 kW ». Son concepteur estime que « la production en série va faire baisser [le]s prix de 2000 à 3000 € pièce », sachant qu'« à 18000 € l'unité, installation comprise, l'éolienne de ville relève encore du produit de luxe ». De fait : $I_u = 6000 \text{ €/kW}$, ce qui met, sur 15 ans, l'électricité à 340 €/MWh minimum ...	O
252	16/03/07	Gouv.	JO 28/03/07	« Arrêté portant nomination du commissaire du Gouvernement auprès de la Commission de régulation de l'énergie », P-Franck Chevet (DGEMP).	f
253	19/03/07	EDF	Enerpresse 20-03-07	« EDF-EN met en service 72 MW dans les Pouilles [à] Sant'Agata, dans le sud de l'Italie, un investissement de 98 M€ » .. Soit un $I_u = 1361 \text{ €/kW}$.	O
254	21/03/07	Sénat	Mader Reine-Claude	Auditionnée, la présidente de l'association « Consommation, Logement et Cadre de Vie » trouverait « paradoxal que les consommateurs individuels soient moins bien protégés que les entreprises des fluctuations des prix de l'électricité ». La CGPME exprime le même point de vue, en appelant à un « service universel ... » dans « Marianne » (juin 2007).	T
255	23/03/07	DEL_REG	CRR IED 27/04/07	CR de réunion IED avec la Délégation aux Régulations d'EDF	
256	23/03/07	SEI	CRR IED 25/06/07	CR de réunion avec le service Systèmes Energétiques Insulaires d'EDF	
257	24/03/07	« The New York Times »	Richtel Matt Fattah Hassan	Dossier en anglais pour « le Monde » du 2 avril 2007 (cf. infra) intitulé « Another Bubble, This Time Green ? » avec, entre autres articles : - « In the land of the dot-com boom, a new fervor for clean fuel » - « Abu Dhabi spends its oil money to explore renewable energy plan »	
258	30/03/07	Enerpresse		« Jean-Claude Lenoir nommé 'médiateur national pour l'énergie' » peu après	

				démissionnaire, remplacé par Denis Merville le 5 novembre 2007 ...	
259	31/03/07	EDF-DPI	“Faits & arguments de la DPI » n° 24 (mars 2007)	Présentation très pédagogique de la « loi sur l'eau et les milieux aquatiques » (dite LEMA), en 6 pages structurées en 3 chapitres : I Politique de l'eau, le cadre juridique français et européen [...] un grand nombre de lois ... [sic !] II Une loi qui va peser sur la production d'électricité III De nouvelles contraintes financières et de nouveaux organismes référents ».	
260	01/04/07	MINEFI	DIDEME	Note sur « prix du gaz et de l'électricité en Europe au 1 ^{er} juillet 2006 »	P
261	01/04/07	« Global Chance »	Dessus Benjamin	Spécial N° 23 consacré aux « Energies renouvelables, développement et environnement - Discours, réalités et perspectives ». On y note de nombreux articles (cf. infra) et des fiches, discutables, sur les énergies renouvelables : éolien ($I_u = 900 \text{ €/MW}$ (sic !)), photovoltaïque ...	O
262	01/04/07	« Global Chance »	Turmes Cl. & Chabot Bern.	« Renouvelables et libéralisation des marchés énergétiques : quelles régulations ? » (pm : Claude Turmes est député Vert luxembourgeois).	C
263	02/04/07	« Le Monde »	Bezat J-Mich. Poirier Jér. Mulard Cl ^{ine}	« La quête de l'or vert » « Existe-t-il une bulle des valeurs vertes ? » « En Californie, 'green' is beautiful ». Voir dossier en anglais annexé.	
264	04/04/07	Gouv.	JO 25/04/07 Texte 6	« Arrêté fixant les modalités de valorisation de l'énergie réservée prévue à l'article 10 de la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique ». Il y est question d'un 6° bis de l'article 10 susdit, inconnu ...	
265	04/04/07	Gouv.	JO 25/04/07 Texte 7	« Arrêté fixant le tarif prévu à l'article 10 de la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique pour les distributeurs non nationalisés d'électricité et les clients ayant déclaré leur éligibilité », dont l'article 1 ^{er} stipule que « pour les distributeurs non nationalisés [...] l'énergie réservée, mentionnée au 6° bis de l'article 10 de la loi du 16 octobre 1919 susvisée, est fournie à un tarif fixé à 70 % du tarif de ces-sion fixé en application du décret du 27 janvier 2005 [...] ». (avec un bémol avant ou après la loi du 9/01/85) . Idem (article 2) pour les éligibles	
266	11/04/07	« Les Echos »	Corbier Marie -Christine.	« Electricité : le Conseil d'Etat juge le tarif de retour contraire au droit communautaire », dans sa séance du 22 mars 2007.	T
267	18/04/07	EDF	Enerpresse 19-04-07	« EDF-EN achète 50% de deux parcs éoliens [...] italiens de Nurri [Sardaigne, 22,1 MW en service depuis 11/04] et d'Andretta Bisaccia [Campanie, 70 MW en service depuis 07/05] pour 63,05 M€ ». Soit un $I_u = 63,05 / (0,5 \times 90,1) = 1400 \text{ €/kW}$, compte non tenu de leur vécu de 23 mois. Si oui, ça fait un $I_u = 1548 \text{ €/kW}$ ¹⁷⁵ . NB : le rachat fait via EDEV Italia pour EDF et SIIF-Luxembourg, pour le groupe Mouratoglou.	O
268	24/04/07	Enerpresse	CRE	« Ce que coûtera l'électricité hydraulique » : 150 à 450 M€ en 2015	O
269	24/04/07	EFET	Communiqué de presse	L'« European Federation of Energy Traders » dénonce les « distorsions du marché de l'électricité en France »	T
270	25/04/07	ex-EDF	Boiteux Marcel	« Les ambiguïtés de la concurrence – Electricité de France et la libéralisation du marché de l'électricité », in « Futuribles » n°331, 6/2007	
271	25/04/07	Enerpresse	Land de Saxe	« 1 ^{ère} pierre pour la plus grande centrale solaire du monde » : 130 M€ pour 40 GWh/an	O
272	26/04/07	Enerpresse	« EFET »	« Les traders contre le TaRTAM »	T
273	01/05/07	EDF	“Vivre eDF” n° 47 p. 13	« 90 000 lampes [basse consommation] aux plus démunis »	S
274	01/05/07	EDF	“Vivre eDF” n° 47 p. 4	« Bourse de l'électricité : comment ça marche ? ». Fluctuations : « un record historique a été atteint en période de canicule, le 11 août 2003, [avec] un maximum de 1000 €/MWh. »	
275	04/05/07	Gouv.	JO 05/05/07	Décret n°2007-689 sur compensation des charges du TaRTAM (erreurs !)	T
276	04/05/07	Gouv.	JO 05/05/07	Arrêté sur déclaration des fournisseurs au TaRTAM	T
277	04/05/07	Gouv.	JO 05/05/07	Arrêté fixant le plafond du coût d'approvisionnement ^{ment} des fournisseurs au TaRTAM	T
278	09/05/07	DOAAT	CRR IED 19/05/07	CR de réunion avec Direction Optimisation Amont-Aval et Trading d'EDF	
279	15/05/07	Enerpresse		« Discrets décrets Tartam », qui « à la veille du second tour de l'élection présidentielle, sont parus au Journal Officiel », ironise Enerpresse qui attend « l'ire de Bruxelles, fort mari de ces freins au marché libéralisé. »	T
280	16/05/07	Courtier-Arnoux S.	AG d'IRENE	Exposé de l'adjointe à la DEL_REG sur l'« ouverture du marché de l'électricité », à l'occasion de l'AG d'IRENE à St Alban.	T

¹⁷⁵ Ces parcs ont déjà vécu respectivement 41 et 17 mois, soit l'équivalent de 23 mois. Si leur durée de vie escomptée est de 20 ans, il faut considérer leur achat à hauteur de $1400 \times 240 / (240-23)$, soit $I_u = 1548 \text{ €/kW}$.

281	21/05/07	EDSB	CRR IED 26/06/07	CR de réunion IED avec Energie Développement Services Briançonnais	
282	23/05/07	CRE	JO 30/08/07	« Avis sur le projet d'arrêté fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n° 2000-108 [...] »	R
283	23/05/07			« EDF EN dans l'offshore belge [avec] au large de Zeebrugge [...] 60 éoliennes pour une capacité maximale de 300 MW. Sa construction représente un investissement de 150 millions d'€ et devrait s'étaler jusqu'en 2011 ou 2012 » soit un I_u à 500 €/kW , invraisemblable. Sauf si ce n'est que la part d'EDF, à raison de « 20,8 % au sein du consortium belge C-Power », l'I _u s'établissant alors à 2403 €/kW, encore faible.	O
284	24/05/07	EDF-DC	CRR IED 26/06/07	CR de réunion IED avec le « Service National Consommateurs »	
285	24/05/07	RTE	CRR IED 29/05/07	CR de réunion IED avec RTE	
286	25/05/07	ATTAC	Marty Christiane	« Electricité verte, un créneau bien exploité » (courriel ATTAC n°569, renvoyant aux dessins de Pancho et Serguei (« Le Monde » des 06 et 22 fév. 2007).	
287	30/05/07	Enerpresse		« NUS révèle l'instabilité des prix », avec des causes diverses selon les pays. « Quant à notre bel hexagone, NUS constate tout de même que, malgré l'instauration du Tartam, 85% des industriels continuent de préférer le tarif réglementé aux prix du marché qui, il est vrai, ont progressé de 75,6% entre avril 2001 et 2006. »	T
288	01/06/07	« Que choisir ? »	Chesnais Elizabeth	« EDF achète vos rayons de soleil. Les particuliers doivent-ils se mettre à produire de l'électricité ? La question peut paraître loufoque mais elle mérite d'être posée. Avec le photovoltaïque, le jeu peut valoir la chandelle » Article égo-centré avec un encart « L'éolien : moins simple pour les particuliers » car « le kWh éolien ne bénéficie pas de tarif préférentiel » !	O
289	01/06/07	« Que choisir ? »	Chesnais Elizabeth	« Les embrouilles de la concurrence », article de bon sens sorti en prélude à la grande ouverture du 1 ^{er} juillet 2007 mais avec une coquille sur le graphique, suggestif, de l'« évolution du prix de l'électricité pour les entreprises » autour de « 30 €/kWh » !	C
290	01/06/07	Ademe & Vous	Enerpresse 15/06/07	« Le solaire PV français a décollé [...] de 122 % entre 2000 et 2006, atteignant les 30 MW installés [pour] le PV raccordé au réseau [...], tandis que sur les sites isolés, le parc PV atteint les 11 MW. »	O
291	07/06/07	GEG	pseudo CRR IED	Substitut au compte-rendu d'une réunion sollicitée en vain par IED avec Gaz et Electricité de Grenoble, réalisé à partir du site de Internet de GEG	C
292	11/06/07	SER	Enerpresse 14/06/07	« 2000 MW d'éolien français [...] des chiffres 'encourageants' mais 'loin d'être suffisants' pour ne pas compromettre les objectifs inclus dans la PPI : 18000 MW en 2015 »	O
293	14/06/07	Gouv.	projet en CSE	Examen en Conseil Supérieur de l'Energie d'un projet d'arrêté « fixant le montant des charges et de la contribution unitaire hydraulique et nucléaire [CUHN] résultant du TaRTAM » (avec le rapport de la DIDEME et les 2 amendements SUEZ).	T
294	21/06/07	CE Kroes N. Piebalgs A.	Enerpresse du 12/06/07	« La Commission européenne épingle à nouveau la France », les services de Nelly Kroes ouvrant « une enquête sur les tarifs réglementés de l'électricité en France ». Déjà « en janvier 2007, Andris Piebalgs avait rappelé 'qu'en principe, c'est le marché qui détermine les prix' ». Réaction d'EDF par la voix de Bruno Lescoeur : « Cette procédure est une bonne opportunité pour faire avancer la question. Cela est parfaitement sain et permettra de préciser les règles du jeu ». A voir ...	T
295	21/06/07	Enerpresse	du 22/06/07	« EDF plus grosse capitalisation de la Bourse de Paris [ravissant] au groupe pétrolier Total le titre de première entreprise du CAC 40 [...] sur la lancée de l'envol du cours de l'action »	
296	23/06/07	« Le Figaro »	Geisler Rodolphe	« Disparitions : Bamana, le 'vieux sage' de Mayotte » article nécrologique sur Younoussa Bamana, personnage haut en couleur « condamné à mort par contumace après l'indépendance [...] pour ses positions pro-françaises ». Il fit que « Mayotte [...] rentre dans le droit commun français pour devenir [...] un DOM à part entière ».	M
297	24/06/07	« Le Monde »	Bezat Jean-Michel	« Pas de « grand soir » de l'énergie pour la France » : comment l'auteur entend-il ce « grand soir » ? Il s'interroge : « combien de temps dureront ces offres a priori alléchantes [avec] des prix toujours inférieurs aux tarifs réglementés ». Et de terminer en citant M. Boiteux (cf. article du 26/04/07) : « Il ne s'agit plus d'ouvrir la concurrence pour faire baisser les prix, mais d'élever les prix pour permettre la concurrence » !	
298	25/06/07	« Le Monde »	Razemon Olivier	« Fabriquer et vendre son électricité se fait de plus en plus » : article au ras des pâquerettes considérant la rentabilité du seul point de vue du 'fabricant' et se	O

				réjouissant avec l'ADEME : « la production d'électricité photovoltaïque a progressé de 122% entre 2005 et 2006 mais reste encore 50 fois inférieure à ce qu'elle est en Allemagne », bien sûr.	
299	27/06/07	FNCCR	Enerpresse 28/06/07	« La FNCCR veut la réversibilité » : son DG, Patrick Sokoloff, explique que « la réversibilité est respectueuse des droits et donne plus de liberté pour faire des arbitrages, ce qui n'est pas contradictoire avec la concurrence » alors que Xavier Pintat, son président met en garde contre les « offres duales » ... et estime qu'« il faut rapidement que soit publié le décret sur le tarif social pour le gaz ».	T S
300	01/07/07	CRE		« Commission de régulation de l'énergie Rapport d'activité Juin 2007 ». La CRE comporte maintenant 9 membres : - Philippe de Ladoucette (président, nommé en 2006), - Jean-Paul Aghetti (nommé en 2007), - Eric Dièvre (depuis 2004), - Michel Lapeyre (depuis 2004), vice-président, - Bruno Léchevin (jusqu'en 2008), - Pascal Lorot (nommé en ?) - Maurice Méda (nommé en ?) - Emmanuel Rodriguez (depuis 2007) et - Jacques-André Troesch (jusqu'en 2008) « Les effectifs de la CRE (hors collègue et CoRDIS [4 membres]), en emplois temps plein, sont passés de 107 agents fin 2005, à 117 fin 2006 et devraient atteindre le niveau de 126 fin 2007. » soit un total de ~ 140p. Par ailleurs, « les moyens humains et financiers de la CRE sont inscrits au budget de l'État adopté par le Parlement. [...] Les moyens de la CRE sont désormais inscrits dans la mission « développement et régulations économiques », au sein du programme « régulation et sécurisation des échanges de biens et services » dont elle constitue l'action « régulation et contrôle des marchés de l'énergie ». La progression de 5% des crédits de fonctionnement (hors crédits de personnel) accordée en 2006 et 2007, s'est révélée insuffisante en 2006. Elle s'avère d'ores et déjà insuffisante pour 2007 pour permettre à la CRE de faire face à la fois aux enjeux de l'ouverture complète des marchés et à l'extension de ses missions prévues par la loi du 7 décembre 2006. » Enfin, « les rémunérations moyennes annuelles brutes, primes incluses, s'établissent comme suit en 2006 : 32000 € pour les non-cadres, 33000 € pour les cadres moyens, 49000 € pour les chefs de département ».	C
301	01/07/07	CRE	« Décryptages » N° 4 Ph. de Ladoucette	Dans l'éditorial de ce « Spécial 1 ^{er} juillet 2007 », le président de la CRE écrit que « l'ouverture à la concurrence [...] permet surtout au client d'occuper une position plus forte face au fournisseur ».	
302	01/07/07	EDF	« Vivre eDF » n° 49	Dans un dossier consacré au réchauffement climatique « Ca chauffe ... », un encart pour montrer combien le sujet est « au cœur de la stratégie d'EDF » : « le Groupe continue d'avancer : [EPR, hydraulique] et dans les énergies renouvelables, avec notamment pour objectif un développement de 3300 MW en éolien d'ici à 2010 et une place de leader en France avec 20 % à 30 % de parts de marché ».	O
303	02/07/07	Gouv.	JO 14/08/07	« Arrêté relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel ». Il faut croire, comme ironise Enerpresse du 16/08/07, que ce texte était nécessaire (si ce n'est de publication urgente ?). L'article 5 stipule que « sont détaillés les postes suivants : abonnements ; consommations ; options ; services souscrits ; prestations techniques ; taxes et contributions ». L'article 11 précise qu'il faut « détaille[r] les taxes et contributions applicables en vertu de la législation en vigueur et notamment : la contribution au service public d'électricité », les TLE et la TVA (mais pas la CTA !).	C
304	03/07/07	Jorion Paul	De Tricornot Adrien « Le Monde »	De l'interview de cet universitaire (ancien trader et auteur de « Investing in a Post-Enron World »), cette réponse à la question « Le libéralisme vise-t-il à supprimer toutes les régulations » : « Il faut appeler un chat un chat, le libéralisme est la philosophie spontanée du milieu des affaires : laissez moi poursuivre mon intérêt particulier et l'intérêt général en bénéficiera [grâce à] la 'main invisible' [...] qu'évoque Adam Smith ».	
305	03/07/07	« Le Monde »	Mesmer Philippe	« Un papier peint solaire pour produire de l'électricité. Premier prototype de film solaire. Rendement électrique de 7% », au sujet d'un projet de « Dai Nippon Printing » (pendant du « Monde » du 02/08/07)	O

306	06/07/07	TIRU	Valaize Luc selon article de P. Melquiot pour «Actualités News Environnement »	A l'occasion de la présentation d'« un résultat net stable sur 2006, confirmant 'la performance économique du groupe' [...] TIRU veut mettre en avant les vertus écologiques de l'incinération », comme le démontre son DG : « Les faits parlent d'eux-mêmes : en 2006, comme en 2005, l'incinération a été la deuxième source d'énergie renouvelable en France, derrière l'hydraulique mais loin devant l'éolien [2000 au lieu de 8000 h/an ...] Nul besoin de vent, de pluie ou de soleil pour produire l'énergie verte à partir de nos déchets : la poubelle de chacun de nous est pleine chaque matin ! [...] Aujourd'hui les 130 incinérateurs de français rejettent deux fois moins de dioxines que les feux domestiques. Et, comme le souligne l'ADEME, ces incinérateurs ont un impact favorable sur l'effet de serre. Au moment où tout le monde ne parle que de crise énergétique et de réchauffement de la planète, il est urgent de mettre en avant les <u>vertus</u> écologiques de l'incinération ! ».	
307	17/07/07	REH	CRR IED 17/07/07	CR de réunion avec la Régie Communale d'Electricité des Houches (74)	
307a	18/07/07	RTE	Conférence de presse	Le dossier de presse présente la nouvelle « édition 2007 [du] Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France ». Le discours sur l'« offre de production » (partie 3) mériterait un commentaire spécifique, surtout l'annexe 3, « production éolienne », très discutable.	
308	26/07/07	EDF	« La dépêche du groupe » n°2916	« KES [Kwazulu Energy Service créée en 2002] : de nouveaux bénéficiaires de l'énergie solaire », au sujet de cette « filiale commune d'EDF et [35%] de Total en Afrique du Sud [qui] a signé, le 17 juillet dernier avec le ministère de l'énergie un programme d'électrification à l'attention des populations rurales d'Eastern Cape, extension d'un programme existant dans le KwaZulu-Natal. Au total, 250 000 personnes bénéficieront de ces nouvelles sources d'énergie. [Ce programme] représente 20 millions d'€ d'investissement, dont 80 % sont apportés par la banque allemande de développement (Kreditanstalt für Wiederaufbau, KfW) [...] », soit, pour EDF, un don de 2,6 M€.	
309	26/07/07	« Le Monde »	Lemonde.fr avec AFP et Reuters	« Concurrence : Bruxelles ouvre des enquêtes contre EDF et Tractebel [...] soupçonnées d'avoir verrouillé les marchés d'électricité français et belge ». Avec cette merveilleuse phrase : « Les deux groupes pourraient avoir introduit « des obligations d'achat exclusif à long terme » dans leurs contrats d'approvisionnement avec des consommateurs industriels dans les deux pays ».	O
310	27/07/07	EDF	Brèves de l'environnement	« USA : EDF EN commande 44 turbines à REpower ». Le communiqué du 25/07/07 d'« EDF EN souligne que cette commande [...] d'une capacité totale de 88 MW [...] fait suite à un ensemble de commandes passées auprès de General Electric et de REpower pour une puissance totale de 867 MW, dont 498 MW pour les projets à construire en 2007 aux Etats-Unis. « Le solde (soit 367 MW) passe désormais, grâce à cette nouvelle commande, à 457 MW pour 2008 et 2009 », a jouté le groupe ». Soit un invest. global de 955 MW d'au moins 1250 M€ pour la filiale d'EDF et Paris Moratoglou. Soit I_u = 1309 €/kW	O
311	02/08/07	« Le Monde »		« Le prix du pétrole a dépassé 78 dollars mardi 31 juillet à New York et s'est approché de son record historique de 78,40 \$ du 13 juillet 2006 ».	O
312	04/08/07	UMP	France-Inter (journaux)	Cinq députés UMP annoncent le dépôt d'un projet de loi autorisant le « retour » aux tarifs réglementés des clients ayant quitté EDF afin, selon Patrick Ollier (président de la Commission des affaires économiques), de lutter contre la « jungle » du marché de l'électricité. Processus en cours en octobre 2007, au Sénat puis à l'AN (voir aussi les « Enerpresse » des 02-08-07, 07-08-07, 14-09-07, 27-09-07 ... non référencés ici)	T
313	08/08/07	Ernst & Young	Enerpresse	« Investissez dans les renouvelables » : en effet, « l'an passé, le monde n'a pas consacré 70 Md\$ à l'achat d'éoliennes, de panneaux solaires ou aux centrales à biomasse [comme pronostiqué par les analystes d'E&Y, dix ans avant], mais 100 Md\$ (72,4 Md€) ». Précision : on apprend qu'en Espagne, « les tarifs de rachat de l'électricité verte y sont particulièrement attractifs (73 €/MWh pendant 20 ans, pour l'éolien et 440 €/MWh pendant 25 ans pour le photovoltaïque) ». Assez proches de chez nous, en somme. Mais rien sur le Danemark (qui a « cassé » les subventions) !	
314	09/08/07	CRE	JO 15/08/07	« Avis sur le projet d'arrêté relatif aux prix de vente de l'électricité », avec un paragraphe fort critique sur les tarifs de cession, inchangés ...	P-C
315	09/08/07	« Le Point »	Coignard Sophie	« Eoliennes : comment vendre du vent à prix d'or », long article faisant assez bien le point sur la fièvre éolienne (interviews d'A. Antolini (SER), D. Wirth (CPJF et VdC), Henri Sannier (TV), etc.) et ce qui l'entoure (conflits d'intérêt, connivence de la LPO, etc.). Conclusion : « le pari éolien est aussi celui-là :	O

				espérer que les exploitants et leurs actionnaires seront aussi purs que l'énergie qu'ils fabriquent », faisant allusion au démantèlement (cas de Sallèles-Limousis, où EDF n'est pas clair ...).	
316	09/08/07	E.ON	Enerpresse	« Espagne : E.ON revient par la fenêtre », s'offrant « la filiale 'renouvelables' de Dong, Energi E2 Renovables Ibericas [pour] 722 M€ pour accroître, à terme, de 720 MW éoliens et biomasse _ dont seulement 256 MW sont déjà en activité _ sa capacité de production espagnole ». Où il est précisé que « Madrid a instauré les tarifs de rachat de l'électricité éolienne parmi les plus attractifs qui soient (73 €/MWh pendant 20 ans », ce qui est assez peu, comparé aux tarifs français et allemands (> à 80) ... Voir aussi Enerpresse du 14-08-07.	O
317	10/08/07	JDLE	Semaska Diana	« La production des énergies renouvelables en hausse », passant de « 4322 GWh en 2005 à 5602 GWh en 2006 [et encore] de 535 MW en 2001 à 2547 MW en 2006 ». Détails pour la France en 2006 / 2005 : - de 985 GWh à 2257 GWh pour l'éolien ; - + 8,6 % pour l'hydraulique, à 61000 GWh (quasi-exclusivement de la macro-hydraulique, non comptabilisée comme EnR)	O
318	13/08/07	Gouv.	JO 15/08/07	Arrêté relatif au prix de l'électricité : + 1,5% pour les tarifs vert et jaune, + 1,1 % pour le tarif bleu (et une annexe pour le ... TaRTAM).	P
319	13/08/07	« Le Figaro »	Monicault Frédéric (de)	« Un vent de spéculation souffle sur l'éolien » : - l'action REpower qui a atteint 150 € lors de l'OPA de Suzlon (contre Areva) « cotait moins de 10 € voici deux ans » ; - EDF EN « a gagné [en bourse] près de 55 % depuis un an » ; - En février, « General Electric a pris 22% du capital de Théolia ». Et d'affirmer, sans trop de détails, que « le scénario d'une bulle spéculative sur ce segment est largement répandu ».	O
320	13/08/07	« The Guardian » Voir aussi Enerpresse 14-08-07	Seager Ashley & Milner Mark	« Revealed : cover-up plan on energy target. Ministers urged to lobby for get-out on renewables » (en gros : opération de camouflage sur les objectifs énergétiques, pour s'en sortir avec les EnR). Où l'on apprend qu'au ministère de l'industrie (DBERR, ex-DTI), on considère irréaliste l'objectif de 20% d'EnR en 2020. L'UK étant actuellement à 2%, un objectif de 9% serait « challenging », celui de 16% 'very challenging ». Et les « government officials » de préconiser des « statistical interpretations of the target » pour rendre celle-ci plus facile à atteindre. Bref, ils suggèrent de biaiser, par exemple « en incluant l'énergie nucléaire ou l'investissement dans des fermes solaires en Afrique » (sic). L'argument principal est, selon « The Guardian » _ clairement « environmentalist » _ qu'il en coûterait, pour lesdits 9%, 4 Mds£/an.	O
321	14/08/07	Enerpresse 16-08-07		« Ce que doit être une facture » : Enerpresse commente la parution au JO de l'arrêté du 2 juillet, craignant, non sans ironie, que l'« ouverture totale à la concurrence des marchés de l'électron et de la molécule n'ait fait perdre la mémoire aux électriciens et aux gaziers ». Sic !	C
322	16/08/07	« Le Monde »	FL.E.	« Un Bikini solaire pour recharger son MP3 » (avec photo !) présenté au « Siggraph 2007 » (San Diego) par Andrew Schneider (New-York Univ.)	O
323	21/08/07	FEE	Germa Jean-Michel	A France-Inter, lors du débat sur la « guerre de l'éolien » (avec Pierre Radanne, J-L. Butré (FED) notamment), le Vice-Président de « France Energie Eolienne » (et DG de la « Compagnie du Vent ») affirme que la CSPE sert à financer, en 1 ^{er} lieu, le ... démantèlement de Super-Phénix !	C
324	23/08/07	Vergnet	Enerpresse	« Toutes les installations Vergnet résistent à l'ouragan Dean [notamment les éoliennes] installées en Martinique, en Guadeloupe, et à Cuba (216 au total dans 15 parcs en activité) [qui ont été] abaissées depuis le 16 août 2007, au cours de la 21 ^{ème} manœuvre du groupe e zone cyclonique ».	
325	28/08/07	Gouv.	JO 30/08/07	« Arrêté fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n° 2000-108 [...] ». Apparemment, il s'agit des « prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires [des] réseaux » (prévues à l'art. 4 de la loi n° 2000-108).	R

326	31/08/07	DEWI	DEWI Magazin NO. 31 August 2007	Dernier reçu du lobby éolien allemand dont 2 articles du même Carsten Ender : - l'habituel état sur l'éolien allemand au 30 juin 2007, - « International Development of Wind Energy Use – Status 31.12.2006 », avec la citation pour 2006 : « ... the value added by German industry in all wind turbines installed worldwide is 5626 million € [...], on the assumption that a wind turbine costs 1025 €/kW worldwide (previous year: worldwide 975 €/kW) ». Ce qui signifie (avec une inflation de 2 % ?) un I_u 2007 compris entre 1394 et 1494 €/kW (selon que la turbine représente 75 ou 70 %).	
327	01/09/07	EDF	« Vivre eDF » n° 50	- p. 4 : en réponse à un lecteur interrogatif devant le TaRTAM, la « rédaction » explique que « l'objectif de cette mesure n'est pas de pénaliser les clients qui font le choix d'exercer leur éligibilité [sic !], mais de contribuer, à terme, à l'extinction des tarifs réglementés [...] puisque seuls EDF et les DNN peuvent les proposer », ce qui est faux ; - p. 8 : nouveau cocorico avec « EDF-EN conquistador » (Portugal : 325 M€ pour 42,5 % de 240 MW offshore à Alto Minho, et aussi 175 M€ pour 100 % de 112 MW à Arada) « from Minnesota [100 MW à Fenton] ... to Arizona [approvisionnement de 230 MWc auprès de « First Solar » !] ». On en déduit des I_u de 3186 €/kW et 1562 €/kW ... : ça ne baisse pas vraiment ... - p. 10 : « en juin dernier, le distributeur EDF terminait les travaux de raccordement permettant le fonctionnement des premières éoliennes de Fruges (Pas-de-Calais) réalisé par la société Ostwind International » qui sera en 2008 « le plus grand parc éolien de France » avec belle photo d'une des « 70 éoliennes, toutes dotées d'un rotor en forme d'étoile d'une puissance totale de 140 MW ». - p. 29 : « Alstom dans le sens du vent », qui a procédé à l'acquisition du constructeur catalan Ecotecnia, pour 350 M€.	T O O O
328	01/09/07	CRE	De Ladoucette Philippe	Dans l'éditorial de sa 5 ^{ème} lettre bimestrielle (« Décryptages ») de la Commission de régulation de l'énergie », la CRE constate que « le secteur de l'énergie bouge [...] La pratique de la concurrence pour les achats d'électricité et de gaz pour les clients particuliers nécessite un long apprentissage [...] et force est de constater que l'impossibilité de revenir au tarif réglementé après avoir fait jouer la concurrence constitue un frein psychologique qui pèse sur le choix des consommateurs ». Et de formuler l'espoir d'une « accentuation de la prise de conscience des consommateurs finals qui doivent être les bénéficiaires de tous ces mouvements ». Quel beau vœu !	
329	10/09/07	Enerpresse		« Bruxelles va re-réguler le marché européen », article dans lequel le quotidien ironise sur le troisième paquet de « dérégulation » lancé par la Commission Européenne. Conclusion : « Dire que certains croyaient que la libéralisation allait simplifier les marchés ... ». Texto !	
330	10/09/07	QinetiQ	Enerpresse 12-09-07	« Un avion solaire bat le record du monde de durée de vol [...] sans pilote en volant pendant 54 heures » affirme le constructeur du prototype ».	
331	14/09/07	CNE	Enerpresse	« Le marché libéralisé recule encore en Espagne », selon le régulateur espagnol du secteur de l'énergie, « ce qui porte le pourcentage de clients actifs sur le marché libéralisé de l'énergie à 13,66 % ». Il est vrai que « l'Espagne autorise le retour au tarif régulé pour tous les clients » !!!	T
332	17/09/07	E.ON	Enerpresse	« Royaume-Uni : un prototype de stockage de 1 MW signé E.ON [...] destiné à fonctionner en complément des énergies renouvelables et notamment de l'éolien ». En fait, « 1 MW pendant 4 heures au moins ».	
333	17/09/07	Areva	Enerpresse 18-09-07	« Anne Lauvergeon ajoute enfin [après ses échecs sur Bonus et REpower] une pale à son arc » en rachetant « 51 % du fabricant allemand Multibrid, valorisé à 150 M€, et s'associe en coentreprise avec son propriétaire actuel Prokon Nord [Energiesysteme GmbH] ». Multibrid est, avec Ener-con et REpower, « l'un des premiers à avoir mis au point des aérogénérateurs de 5 MW de puissance, dédiés aux parcs marins ». Ce sont ces machines qui sont retenues pour le projet de Veulettes-sur-Mer suite à l'appel d'offres gouvernemental de 2004 (avec Enertrag).	
334	17/09/07	EDF-EN	Enerpresse 18-09-07	« EDF EN va très bien [ayant] réalisé au premier semestre de 2007 un bénéfice net en hausse de 75,3% à 19,6 M€ ». La filiale d'EDF a aussi « signé un nouveau contrat d'achat de 30 MWc [...] avec le fournisseur américain United Solar Ovonic LLC ».	O

335	17/09/07	Théolia EDF-EN	Enerpresse 18-09-07	« Maroc : EDF vend son parc éolien à Théolia ». Il s'agit de 84,5% de la Compagnie éolienne du détroit qui a, depuis 1998, une concession de 19 ans auprès de l'ONE pour 84 éoliennes (50 MW et 190 GWh _ ce qui fait du 3800 h/an !!!? _ et un contrat d'achat de 12 ns à un tarif prédéfini. Projet mené par EDF International (JP. Silberstein) avec la collaboration de ... J-M. Germa.	
336	19/09/07	EDF-EN	JDLE	« EDF-EN critique face à la politique solaire de la France » : insatiables, Paris Moratoglou et David Corchia réclament une hausse de tarif pour « le photovoltaïque dit 'au sol' [permettant d'] installer de véritables 'fermes' solaires produisant de l'électricité de manière centralisée ».	O
337	20/09/07	Gouv.	Saisine CRE	« Décret n° ... relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de transport d'électricité » : projet sur lequel est saisie la CRE (auditionnant l'ASPA)	R
338	20/09/07	Gouv.	Saisine CRE	« Arrêté pris en application du décret n° ... relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de transport d'électricité » définissant les « limites hautes et basses de la plage de variation visée à l'article 3 du susdit décret.	R
339	20/09/07	Boiteux Marcel	CRR IED 21/09/07	CR d'échanges avec Marcel Boiteux (président d'honneur d'EDF), notamment sur le mode de calcul CRE des coûts évités (note du 16/05/02)	
340	23/09/07	« Le Monde »	Bezat J-Michel & Girard Laurence (voir La Dépêche du Groupe eDF n° 2927 du 21/09/07)	« EDF cherche à se donner une image écologique [en lançant] samedi 22 septembre, sa marque commerciale 'Bleu ciel d'EDF' [pour] la bagatelle de 15 millions d'euros ». On y note : « un chiffre d'affaires de 58,9 G€ (dont 54,2 % en France), pour un résultat net de 5,6 G€ ». Mais ne serait pas du « Monde » un article sur l'énergie sans chute dédiée aux écologistes, en l'occurrence sur la « captation d'héritage [d'un nucléaire sans CO ₂ , qui] scandalise les mouvements antinucléaires » ... Sans parler de l'encart où « EDF 'affirme' que ses centrales nucléaires permettent d'éviter le rejet de 180 Mt de CO ₂ chaque année ».	
341	03/10/07	CRE	Bulletin électronique du 11/10/07	« Consultation publique [...] sur la mise en place de règles spécifiques pour le raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité des installations de production utilisant l'énergie mécanique du vent implantées dans les zones de développement éolien ». Ne serait-ce point l'ouverture de la boîte de Pandor-e pour répondre à la seule revendication du SER non encore satisfaite, pour « sécuriser l'investissement éolien » ? A savoir : « Réduction des coûts de raccordement : . Possibilité de traitement concurrentiel des travaux . Avis indépendant sur les travaux demandés ».	
342	06/10/07	« Le Monde »	Dupont Gaëlle	Regards contrastés d'une droite qui « reste réservée sur les idées émises au Grenelle de l'environnement » : - pour J-F. Copé, « nous avons un intérêt économique à devenir les champions de l'environnement », ce qui peut expliquer bien des choses dans la démarche gouvernementale récente (NDLR) ; - « Nous ne nous en sortirons pas en essayant de ne faire aucune vague », d'après Nicolas Dupont-Aignan ; - et Fabienne Keller dit (voit ?) juste : « la facture cachée de la pollution finit toujours par être payée. Mais pas par les bons acteurs ».	
343	10/10/07	« Le Monde »	Bezat Jean- Michel	Supplément de 8 pages : « Energie. Les futurs ». En préambule, il présente le rapport « Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050 ». S'il « [n']exclue [pas, évidemment avec J. Syrota !] le nucléaire du bouquet énergétique de demain », il fait un tri sévère : « Il faudra bien, aussi, se décider à mieux cibler les aides fiscales sur les énergies renouvelables les plus prometteuses, supprimer les subventions à la cogénération (chaleur-électricité) et baisser le tarif de ra-chat de l'électricité éolienne ». Dernière page achetée par GDF (avec une ... « ferme » éolienne !). Et le Monde du 12 : « GDF a annoncé, mardi 9 octobre qu'il allait racheter 95 % d'Ere- lia, qui gère des parcs éoliens en France, ce qui lui permettra de produire 10 % de l'électricité éolienne dans l'Hexagone d'ici à 2010 ».	
344	11/10/07	«Métro»	Loddo Nadia	Tout comme «Que choisir ?», le gratuit suggère à ses lecteurs, nombreux par essence (!), non sans des erreurs : « Et si vous produisiez votre propre électricité [photovoltaïque] ». En fait, « la plupart des particuliers revendent leur énergie car c'est plus rentable ». On s'en serait douté !	

345	12/10/07	« Le Monde »	Truc Olivier (Stockholm)	« Ecofrictions. De l'électricité dans l'air polaire ». Bras de fer entre la société « Ekfors Kraft » et des communes du grand nord suédois, pour cause de hausse de prix (+ 33 % en nov. 2006). « Le marché est déréglementé depuis 1996. Le pays est partagé entre quelque 170 propriétaires de réseaux, lesquels sont localement en situation de monopole ». Il en résulte « une certaine cacophonie. L'Agence de l'énergie a voulu exproprier Ekfors. En vain. De son côté, l'Agence suédoise de la concurrence a constaté qu'elle n'avait aucune loi lui permettant de s'opposer à la menace d'Ekfors [...] de couper l'électricité ».	P
346	13/10/07	« Le Monde »	Kempf Hervé	« Bush, le climat et l'illusion technologique ». « Analyse » intéressante, que résume son titre : si le premier des « gérants responsables de la Terre que le Tout-Puissant nous a confiée » en vient à reconnaître la réalité du changement climatique, il n'en est pas encore à vouloir réduire sa consommation d'énergie, préférant miser sur les progrès technologiques.	
347	24/10/07	« Les Echos »	Bauer Anne	« Eolien, solaire : de multiple goulets [sic !] d'étranglement, les fabricants [ayant] du mal à répondre à la demande. Aussi les prix et les délais d'attente augmentent-ils ». Où l'on interviewe encore Mr Germa !	O
348	24/10/07	« Les Echos »	Pogam Pascal	« Eolien : Suez et l'allemand RWE se disputent la Compagnie du Vent ». Où l'on apprend que « l'entreprise serait valorisée 800 M€, presque 80 fois le chiffre d'affaires actuel ».	O
349	26/10/07	AFP		« Suez et RWE intéressés par la Compagnie du Vent » : article complet se référant au Figaro, aux Echos et à une interview de J-M. Germa.	O
350	27/10/07		«Le Monde»	« La Compagnie du Vent très convoitée », citant le Figaro du 26/10/07	O
351	29/10/07	« Le Monde »	Kempf Hervé	« Selon les Nations unies, la privatisation des marchés serait le pire scénario pour l'écologie ». De fait, pour le PNUE, « selon le type de politique suivie », la situation peut s'aggraver ou s'améliorer en 2050.	
352	30/10/07	Veolia	AFP	« Veolia Environnement entre sur le marché de l'éolien en rachetant 50% du capital de la société Eolfi par le biais d'une augmentation de capital réservée de 18 M€ ». Eolfi « s'est rapidement imposée comme le leader français des fonds d'investissement dédiés à l'éolien », son fondateur Alain Delsupexhe conservant les 50% restants. « Rentable depuis sa création, Eolfi prévoit un chiffre d'affaires supérieur à 11 M€ en 2008 et une forte croissance pour les années à venir ».	O
353	30/10/07	Prud'homme Rémy	« Le Monde »	« Le choc du Grenelle est à venir » : vigoureuse opinion d'un professeur émérite à l'Université Paris XII, dont on relève la brutale péroraison : « Faire cadeau à l'Inde, à la Chine ou même à l'Allemagne de dix centrales nucléaires aurait sur le réchauffement climatique le même effet que toutes les propositions du Grenelle, à un coût quatre fois moindre » !	
354	31/10/07	L'Express	Dupuy Georges	« Eolien : le vent de la fortune », article sur les « réussites rapides » des Paris Mouratoglou (EDF-EN, « estimée selon Challenges, à 660 M€ »), François Péliissier (qui a vendu son parc, Erelia, à Gaz de France pour, dit-on, plus de 120 M€ »), et Jean-Michel Germa (Compagnie du Vent, « crédité de 275 M€ de fortune personnelle, ce qu'il dément ».	O
355	01/11/07	CRE	« Décryptages » N° 6 « En bref » p. 3	« Parmi les 795 000 sites non résidentiels qui ont opté pour une offre de marché en électricité (depuis le 1 ^{er} juillet 2004), 3 600 sites ont choisi le TaRTAM. Leur consommation annuelle représente 96 TWh [...] »	