

ANNEXES

ANNEXE 1 : LETTRE DE MISSION.....	3
ANNEXE 2 : MEMBRES DU GROUPE DE TRAVAIL.....	5
ANNEXE 3 : PERSONNALITÉS CONSULTÉES.....	7
ANNEXE 4 : ÉLÉMENTS DE RÉFLEXION SUR L'ÉLIGIBILITÉ	11
A POSITION DU PROBLÈME	11
A.1 <i>La directive 96/92 du 19 décembre 1996</i>	11
A.2 <i>La loi définit deux types de clients éligibles :</i>	12
A.3 <i>L'ouverture à l'étranger</i>	12
A.4 <i>Données essentielles :</i>	13
B ÉLÉMENTS DE RÉFLEXION.....	13
B.1 <i>Sur la concurrence</i>	13
B.2 <i>Sur l'administration de l'éligibilité</i>	14
B.2.1 <i>Les textes</i>	14
B.2.2 <i>L'information</i>	15
B.2.3 <i>L'inscription</i>	15
ANNEXE 5 : LES EFFETS EXTERNES.....	17
A INTRODUCTION : EFFETS EXTERNES, DÉFINITION, IMPLICATIONS, PRISE EN COMPTE	17
A.1 <i>Les méthodes de valorisation des effets externes</i>	17
A.2 <i>Les évaluations des effets externes</i>	18
B EFFET DE SERRE : INTERNALISATION PAR DES TAXES OU DES MARCHÉS DE DROITS À POLLUER.....	19
C INCIDENCES SUR LE SECTEUR ÉLECTRIQUE.....	21
ANNEXE 6 : TARIFICATION DES FOURNITURES D'ÉLECTRICITÉ AUX DISTRIBUTEURS NON NATIONALISÉS.....	23
ANNEXE 7 : LA PÉRÉQUATION TARIFAIRE DANS LA DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ	27
A LA PÉRÉQUATION ENTRE DISTRIBUTEURS (EDF ET DNN).....	28
A.1 <i>Le Fonds de Péréquation de l'Electricité (FPE)</i>	28
A.2 <i>La péréquation entre distributeurs hors FPE, via les tarifs de vente d'EDF</i>	30
A.3 <i>La péréquation via les investissements : le FACE</i>	32
A.4 <i>Comparaison internationale</i>	33
A.5 <i>Les dispositions de la loi</i>	34
A.6 <i>Commentaires et propositions</i>	35
B LA PÉRÉQUATION ENTRE CLIENTS DE LA DISTRIBUTION.....	37
B.1 <i>La situation actuelle : prise en charge des défauts de paiement des personnes en situation de pauvreté-précarité</i>	37
B.2 <i>Comparaison internationale</i>	39
B.3 <i>Les dispositions de la loi : le droit à l'électricité pour tous</i>	40
B.4 <i>Commentaires et propositions</i>	41
ANNEXE 8 : CONVENTION 1997-2000 RELATIVE À LA FOURNITURE DE GAZ ET D'ÉLECTRICITÉ AUX PERSONNES EN SITUATION DE PAUVRETÉ- PRÉCARITÉ	45

ANNEXE 9 : LES EFFETS DE LA PÉRÉQUATION TARIFAIRE..... 47

A	L'ANALYSE ÉCONOMIQUE DE LA PÉRÉQUATION TARIFAIRE	48
A.1	<i>Les enseignements de la théorie économique</i>	48
A.1.1	Coût d'efficacité.....	49
A.1.2	Effet redistributif	49
A.1.3	Cas du consommateur industriel.....	50
A.2	<i>La péréquation tarifaire dans la doctrine économique française</i>	51
B	LES ACTIVITÉS ÉLECTRIQUES OÙ S'EXERCE LA PÉRÉQUATION	51
B.1	<i>Le transport</i>	52
B.2	<i>La distribution et la commercialisation</i>	53
B.2.1	Métropole continentale	53
B.2.2	Régions non interconnectées.....	55
B.2.2.1	La péréquation comme outil de redistribution entre les ménages	56
B.2.2.2	La péréquation au bénéfice des entreprises	57
C	ÉLÉMENTS DE SYNTHÈSE	58

ANNEXE 10 : OBLIGATION D'ACHAT ET COÛTS ÉVITÉS..... 63

A	L'OBLIGATION D'ACHAT	64
A.1	<i>Les dispositions de la loi</i>	64
A.2	<i>L'obligation d'achat</i>	66
A.3	<i>Le tarif de rachat et les aides éventuelles</i>	67
A.4	<i>Les critères de mise en place de l'obligation d'achat automatique (article 10)</i>	70
A.5	<i>L'obligation d'achat pour les productions à partir de gaz</i>	74
A.6	<i>Comparaison internationale</i>	76
A.6.1	Le pool anglais	76
A.6.2	Dans les pays nordiques	77
A.6.3	L'obligation d'achat aux Etats-Unis.....	77
A.6.4	Le financement des énergies renouvelables dans d'autres pays.....	77
B	LE CALCUL DES COÛTS ÉVITÉS.....	78
B.1	<i>Les coûts évités de réseau et les pertes en ligne</i>	78
B.2	<i>Les prix de marché</i>	79
B.3	<i>Les coûts marginaux de long terme</i>	80
B.4	<i>Les coûts marginaux de court terme</i>	81
B.5	<i>Les prix d'exportation</i>	85
B.6	<i>Les prix d'importation</i>	86
B.7	<i>Les coûts comptables</i>	86
B.8	<i>Une combinaison des prix précédents</i>	87
B.9	<i>Les prix résultant d'une mise aux enchères</i>	87
B.10	<i>Les prix déduits des tarifs de vente d'EDF</i>	87
C	LA COGÉNÉRATION.....	89
C.1	<i>Le contexte : EDF et les producteurs indépendants</i>	89
C.2	<i>La cogénération à l'étranger</i>	90
C.3	<i>Intérêt de la cogénération</i>	91
C.4	<i>Les dispositions réglementaires antérieures</i>	92
C.5	<i>Les effets</i>	94
C.6	<i>Les dispositions européennes</i>	97
C.7	<i>L'actualisation récente des conditions d'achat (mars 99)</i>	97
C.8	<i>Les dispositions de la loi spécifiques à la cogénération</i>	98
C.9	<i>Les perspectives de développement de la cogénération</i>	99
C.10	<i>Propositions</i>	99
D	LA PRODUCTION ÉOLIENNE	102
D.1	<i>Remarques générales</i>	102
D.2	<i>Le niveau de production actuel</i>	102
D.3	<i>Le programme Eole 2005</i>	103
D.4	<i>Les commentaires et les propositions</i>	104

Annexe 1 : Lettre de mission

Annexe 2 : Membres du groupe de travail

Président :	Jean SYROTA Ingénieur général des Mines
Rapporteur général :	Pierre COUVEINHES Ingénieur en chef des Mines
Rapporteur :	Alain BERNARD Ingénieur général des Ponts et chaussées
Rapporteur :	Thierry TUOT Maître des requêtes au Conseil d'Etat
Rapporteur :	Laurent VACHEY Inspecteur des Finances
Rapporteur :	Martin VANCOSTENOBLE Ingénieur des Mines

Annexe 3 : Personnalités consultées

NOM	TITRE	ORGANISME
M. André ANTOLINI	Président	Syndicat des énergies renouvelables
M. Jacques BATAIL	Directeur	DIGEC
M. Jean BERGOUGNOUX	Président du groupe de travail « régulation des services publics en réseau »	Commissariat au plan
M. Jean-Patrick BERNARD	Directeur Régional	INSEE Antilles
M. Michel BIGGI	Secrétaire général	EURISLES
M. Pierre BORNARD	Directeur du centre national d'exploitation	EDF
M. Jean-Claude BONCORPS	Directeur	DALKIA
M. Patrick BUFFET	Directeur général adjoint	Suez Lyonnaise des Eaux
M. Dominique BUREAU	Rapporteur général	Conseil d'Analyse Economique
M. Loïc CAPERAN	Directeur délégué « clients »	EDF
M. Paul CHAMPSAUR	Directeur général	INSEE
M. Philippe CHARTIER	Conseiller stratégie et recherche	Syndicat des énergies renouvelables
M. Jean-Marie CHEVALIER	Professeur de sciences économiques	Université Paris-Dauphine
M. Jean COIFFARD	Directeur général	CEREN
M. Yves COLLIOU	Directeur	EDF GDF Services
M. François DÉMARCQ	Directeur général	ADEME
M. Christian DUBANTON	Sous-Directeur, Chargé de Mission	EDF
M. Tim EWING	Consultant	ENRON
M. François FALGARONE	Adjoint au Directeur Direction de la Stratégie	EDF

M. Bernard FAVEZ	Ancien Directeur général d'EDF	
M. Laurent FLEURIOT	Sous-Directeur (DGCCRF)	MEFI
M. Gérard FORGEOT	Economiste à la Direction Régionale	INSEE Réunion
Mme Josette FOURRIER	Médiateur	EDF
M. Pierre de GAULLE	Directeur France	ENRON
M. Jean-Louis GIRARDOT	Président d'honneur	DALKIA
M. Pierre-Noël GIRAUD	Directeur du CERNA	Ecole des Mines de Paris
Mme Fiona A. R. GRANT	Director	ENRON
M. Erik GUIGNARD	Délégué général	Syndicat des énergies renouvelables
M. Denis HAAG	Chef de Département	EDF
Mme HAGELSTEEN	Présidente	Conseil de la concurrence
M. Alain HAUTOT	Directeur Adjoint de la Gestion et des Finances	EDF
M. René JEAN	Directeur régional	INSEE Réunion
M. Jean-Michel HUBERT	Président	ART
M. Alain JOLY	PDG	Air liquide
M. LAPEYRE	Directeur	FNCCR
M. Raymond LEBAN	Président du département « économie de gestion »	Conservatoire national des arts et métiers
M. Yvon LE BARS	Membre du collège	ART
M. Henri LEPAGE	Délégué général	Institut Euro 92
M. Jean-Pierre LETEURTROIS	Chef du SERURE	DGEMP
M. Jean-Sébastien LETOURNEUR	Président	UNIDEN
M. François LEVEQUE	Professeur d'économie	Ecole des Mines de Paris
M. Dominique MAILLARD	Directeur Général	DGEMP
M. Claude MANDIL	Directeur Général Délégué	Gaz de France
M. Yves MARTIN	Ingénieur général	Conseil Général des Mines

M. Michel MATHEU	Chef de service	Commissariat général du plan
M. André MERLIN	Directeur Délégué chargé de l'accès au réseau de transport	EDF
M. Josy MOINET	Président	FNCCR
M. Jean-Eudes MONCOMBLE	Directeur de cabinet Direction de la Stratégie	EDF
M. Wilfrid PETRIE	Directeur industriel Production thermique et cogénération	ELYO
M. Marc PREVOT	Inspecteur Général de l'Equipement	Rapporteur de la Commission "Réussir la future organisation électrique française"
M. Yves REYMOND	Directeur de l'électricité	ELYO
M. Patrick SANDRIN	Chef de la branche performance régulation	EDF
M. Jean-Baptiste SÉJOURNÉ	Directeur Général	ELYO
Mme Virginie SCHWARZ	Adjoint au chef du service de l'électricité	DIGEC
M. Alain SCHMITT	Chef du service de l'électricité	DIGEC
M. Jean-Luc SCHNEIDER	Chargé de la sous-direction des Etudes sectorielles (DP)	MEFI
M. Pierre SIX	Secrétaire général	F.N.SICAE
M. Yves SMEERS	Professeur	Université Catholique De Louvain
M. Lionel STOLERU	Ingénieur général des Mines	Conseil général des Mines
M. Jacques TEYSSIER	Directeur général	SNET
M. Philippe TORRION	Directeur de la Stratégie	EDF
M. Pierre VAN DE VYVER	Délégué	FNCCR
M. Gérard VILBERT	Président	F.N.SICAE
M. Alain WERQUIN	Directeur de l'Energie	Rhodia

Annexe 4 : Éléments de réflexion sur l'éligibilité

La présente annexe a pour objet de contribuer à la réflexion sur l'éligibilité, élément clé de la concurrence, dans la perspective de la rédaction du décret en Conseil d'Etat qui la régira.

A Position du problème

A.1 La directive 96/92 du 19 décembre 1996

Elle définit deux catégories de clients éligibles :

1) Ceux qui le deviendront, par définition de critères, par les Etats :

Les critères choisis doivent garantir que la part de marché représentée par les clients éligibles du pays considéré, sera au moins égale à la part moyenne communautaire que représente la consommation des clients finals supérieure à 40 GWh (par site et autoproduction comprise) ramenée à 20 GWh début 2000, puis 9 GWh en 2003. Cette règle restera valable au moins jusqu'en 2006, date de renégociation de la directive.

On constate donc que sous réserve du 2) ci-après, la directive laisse une entière liberté aux Etats pour déterminer l'éligibilité, dont la définition n'est contrainte que par le degré d'ouverture qu'elle entraînera.

2) Ceux qui le sont par application directe de la directive, qui les définit :

- par un critère de taille : depuis janvier 97, tout consommateur final de plus de 100 GWh/an, par site, autoproduction comprise.
- par l'activité : toute entreprise de distribution (= assurant le transport sur le réseau moyenne et basse tension pour approvisionner des clients ou des distributeurs), mais uniquement pour approvisionner ses propres clients éligibles.
- par l'éligibilité dans un autre Etat : un client (non éligible en France) éligible dans un autre Etat peut y acheter son électricité si la Commission européenne donne son accord.

La directive prévoit que la liste des critères d'éligibilité devra être adressée chaque année à la Commission avant le 31 janvier. Celle-ci pourra demander la modification des critères s'ils font obstacle à la mise en œuvre de la directive ou au bon fonctionnement du marché.

A.2 La loi définit deux types de clients éligibles :

1) Par référence à leur activité : (article 22 II) :

- Les producteurs d'électricité détenteurs d'une autorisation tacite (installations < 4,5MW) ou explicite (opérateur historique, acquéreurs de nouvelles installations, ou d'installations existantes dont la puissance est augmentée).
- Les distributeurs non nationalisés de l'article 23 de la loi du 8 avril 1946, mais uniquement pour approvisionner leurs propres clients éligibles à l'intérieur de leur zone de desserte exclusive, dont la définition reste encore à préciser.
- Les exploitants de services de transport ferroviaires au dessus du seuil de consommation, apprécié à l'échelle du territoire national.
- Les exploitants ou gestionnaires de réseaux de transport ferroviaire, de réseaux de transport collectifs urbains, s'ils sont interconnectés en aval des points de livraison EDF ou d'un DNN.

Cette catégorie ne pose pas de problèmes particuliers à priori.

2) Par référence à leur consommation ; la consommation retenue est celle :

- d'un consommateur final
- annuelle
- sur un site

Son niveau doit être fixé de façon telle qu'il permette un degré d'ouverture, mesuré en part communautaire moyenne, conforme à la directive. Un décret en Conseil d'Etat doit déterminer :

- le seuil ;
- la procédure de reconnaissance d'éligibilité d'un consommateur ;
- les modalités d'application de ce seuil selon les variations des consommations annuelles.

A.3 L'ouverture à l'étranger

- Le Danemark envisage de rendre éligibles les distributeurs, estimant ainsi assurer une ouverture totale de son marché.

- Royaume-Uni, Finlande, Norvège, Suède et Allemagne ont rendu éligibles (au moins en principe) la totalité des consommateurs.
- Espagne et Hollande définissent l'éligibilité par un seuil qui disparaîtra en 2007, tous les consommateurs étant alors éligibles.

A.4 Données essentielles :

- Les plus de 100 GWh : Eurodif, Péchiney, Elf Atochem, Usinor, Air Liquide, Rhône Poulenc, SNCF, Solvay
- L'ouverture à 40 GWh : 400 clients
 - A 20 GWh : 800 clients, 30 % du marché
 - A 9 GWh : 2500 clients, 33 % du marché

B Eléments de réflexion

On notera à titre liminaire que le choix fait par le législateur de limiter l'ouverture à au plus la part communautaire (qui définit le seuil minimum d'ouverture) rend, dans les faits extraordinairement difficiles la définition du seuil d'éligibilité. Tout choix qui aboutirait à constater une ouverture très légèrement inférieure ou supérieure à la part communautaire entraînera l'illégalité du décret. Il est donc très souhaitable que la loi soit corrigée sur ce point dans un proche avenir, en autorisant une marge d'ouverture un peu supérieure au seuil minimum fixé par la directive. En l'état, il est permis de s'interroger sur la compatibilité de cette limitation absolue avec les objectifs de la directive.

B.1 Sur la concurrence

- Quels que soient les critères retenus, la fixation d'un seuil crée inévitablement une distorsion de concurrence, par la discontinuité qu'il introduit. C'est ce qu'avait souligné le Conseil de la concurrence. On peut, dans le meilleur des cas, limiter cet effet, le supprimer étant impossible. La position française sur le degré d'ouverture est à cet égard assez éloignée de celle de la plupart des autres pays de la Communauté européenne.
- Pour limiter les effets restrictifs de concurrence, la loi ne laisse guère de marge : en retenant (hors clients définis par l'activité) un seuil par site, elle exclut implicitement la suggestion du Conseil de la concurrence (prise en compte du poids de l'électricité dans la valeur ajoutée ou les clients d'un secteur) ou toute autre formule fondée sur l'analyse des marchés (extension automatique de l'éligibilité à tous les opérateurs d'un secteur, si les opérateurs éligibles représentent une part importante du marché).
- Dès lors, les efforts doivent porter sur la mise en œuvre des notions de seuil et de site, et les propositions suivantes pourraient être envisagées :

a) La recherche de l'irréversibilité de l'éligibilité : il s'agit de rechercher des mécanismes qui créent un effet de cliquet empêchant qu'un éligible ne redevienne brutalement inéligible. En garantissant l'éligibilité pour une période minimale (au moins 3 ans, ce qui est la durée prévue par la loi au §III de l'article 22), on rend possible des offres contractuelles des nouveaux opérateurs sur une durée plus longue, donc avec des prix plus attractifs. On peut aussi suggérer qu'un client soit éligible soit pour une période égale à celle durant laquelle il a dépassé le seuil (s'il l'a dépassé au cours des 6 dernières années il est éligible pour les 6 années à venir), ou en combinant les deux, etc.

b) Une adaptation constante de l'éligibilité : malgré la relative rigidité de la consommation, la liste des éligibles doit refléter la réalité des consommations avec le moins possible de décalage dans le temps. Il est donc préférable de choisir pour mesurer la consommation une période de 12 mois glissante, tout consommateur ayant atteint le seuil dans les 12 mois précédant sa demande de reconnaissance d'éligibilité étant déclaré éligibles. Le choix d'une détermination annuelle de l'éligibilité (par exemple au premier trimestre une fois les statistiques de l'année précédente connue) limiterait arbitrairement le nombre d'éligibles et retarderait sans raison l'accès à l'éligibilité. En outre, dans la mesure où la consommation peut sur une période de 12 mois connaître des aléas (climatiques, économiques, techniques ...), il pourrait être offert à titre alternatif de calculer l'éligibilité sur la base de la moyenne annualisée des 36 mois précédant la demande.

c) Une définition souple du « site »:

Le site ne peut être défini ni sur une base purement physique (une installation ou un périmètre) ni sur une base juridique existante (à partir du contrat d'abonnement, ou en fonction de définitions légales tirées de la loi sur les sociétés, du droit fiscal ou du droit social, qui conduiraient à le réduire à la notion d'établissement). Il est donc préférable de s'en tenir à la loi et à la directive en définissant le site comme le lieu sur lequel une personne morale a une consommation finale (tous moyens d'approvisionnement confondus, y compris l'autoconsommation de sa propre production, que celle-ci ait lieu sur place ou non) supérieur au seuil. Les critères juridiques définissant l'établissement ne seront que des éléments d'appréciation auxiliaires permettant d'éclairer les cas limités.

B.2 Sur l'administration de l'éligibilité

B.2.1 Les textes

Le décret en conseil d'Etat qui va organiser l'éligibilité devrait, pour que l'Administration et la CRE puissent peser sur l'éligibilité dans un sens favorable à la concurrence, être le moins contraignant possible, laissant à la commission une large latitude pour compléter le dispositif.

B.2.2 L'information

La loi prévoit dans son article 22 V que le ministre chargé de l'énergie établit et rend publique la liste des clients éligibles. La publication en temps réel de l'éligibilité est sans doute la meilleure solution : une récapitulation des éligibles pourrait être publiée en début d'année, les classant par catégorie et mentionnant la durée restant à courir pour leur éligibilité ; elle serait actualisée chaque mois au JO et chaque nouvelle inscription rendue publique sur un site internet sans attendre cette publication.

B.2.3 L'inscription

A l'heure actuelle, EDF est la seule source d'information exhaustive et détaillée. Elle ne peut le demeurer (par définition, les éligibles changeront de fournisseurs, et ceux-ci auront alors l'information qu'EDF n'aura plus). Diverses questions se posent :

- a) La connaissance de la consommation par site : on peut envisager plusieurs moyens :
 - . une statistique existante (y en a-t-il d'assez détaillée ?) détenue par les administrations (DRIRE ?);
 - . une déclaration volontaire à souscrire par les entreprises;
 - . une déclaration par les producteurs (initialement EDF, puis ses concurrents – mais l'administration dépendra alors d'eux, et aura à traiter les recours d'entreprises qui estimeront avoir été écartées à tort);
 - . une information par le GRT

La déclaration volontaire apparaît être la méthode la plus neutre, la plus efficace et, en outre, la seule permettant de traiter le problème des entrants et des sortants.

- b) Le problème des entrants :

Le système doit permettre de déclarer éligible tout site dont la consommation pourra – cette possibilité étant appréciée à partir des données physiques du site – passer le seuil au cours de l'année. Dans ce cas l'éligibilité sera prononcée pour une durée de 3 ans, la loi ne permettant pas une durée inférieure (car les contrats d'achat d'électricité ne peuvent avoir une durée inférieure à 3 ans en vertu du III de l'article 22).

- c) Le problème des sortants :

Il est essentiel que l'actualisation mensuelle de la liste des éligibles ne conduise pas à des phénomènes d'entrée et de sortie permanents, pour des sites situés à la limite du seuil d'éligibilité. La règle proposée plus haut d'une durée minimale d'éligibilité de 3 ans, irait dans ce sens. Il serait en outre opportun d'instituer une période de transition (1 ou 2 ans supplémentaires) où l'éligibilité serait maintenue, alors même que l'entreprise serait repassée

sous le seuil, si elle démontre que ce franchissement à la baisse (éventuellement encadré par des paliers de 10 ou 20 % sous le seuil) n'est pas durable.

Le problème des sortants mérite peut être d'ailleurs une analyse différente selon que la sortie a des causes physiques (i.e. baisse de la consommation) ou juridiques (scission en plusieurs entités juridiques). Dans le second cas de radiation, la réalité industrielle et économique ne change pas, mais l'opérateur est forcé de prendre en considération l'évolution du coût de l'électricité pour décider de l'opération de scission. On ne voit cependant pas, dans l'état actuel de la loi, ce qui pourrait permettre de neutraliser cet effet hormis peut être un délai de grâce (lorsqu'une activité est issue d'une personne morale qui était éligible pour celle-ci, l'entité qui la reprend ou lui succède demeure éligible pour une période donnée).

d) Le problème des successeurs :

En cas de reprise d'un site, le repreneur devrait être autorisé à calculer sa consommation sur la période de référence en y incluant les installations de son prédécesseur qu'il continuera effectivement à utiliser.

Annexe 5 : Les effets externes

A Introduction : effets externes, définition, implications, prise en compte

L'existence d'effets externes qui ne sont pas spontanément pris en compte dans les choix des décideurs économiques, et en particulier d'effets sur la santé publique et l'environnement, justifie une intervention régulatrice de la puissance publique pour corriger les mécanismes de marché.

Cette correction peut prendre des formes diverses : actions de nature réglementaire avec la fixation de normes, ou de nature plus économique avec des taxes, des subventions ou des systèmes de permis négociables.

La production et la consommation d'énergie sont des activités pour lesquelles les effets externes sont réputés être particulièrement élevés. Les responsables politiques de la plupart des pays, à différents niveaux, en ont pris conscience depuis de nombreuses années, et sont soucieux de limiter ces effets.

A.1 Les méthodes de valorisation des effets externes

Idéalement, l'internalisation des effets externes peut s'effectuer par le biais de leur monétarisation, c'est-à-dire de la mesure du coût économique des dommages provoqués. Elle exprime le « consentement à payer » pour la réduction du dommage, ou le « consentement à accepter » le dommage (c'est-à-dire le montant de l'indemnisation réclamée).

Lorsque le dommage a un caractère marchand, par exemple une perte de production, la monétarisation ne soulève pas de difficulté méthodologique. Mais dans la plupart des cas, les dommages n'ont pas eux-mêmes un caractère marchand et leur valorisation est beaucoup plus délicate. D'autant que certains ont, par ailleurs, une nature de « bien public », c'est-à-dire que la même source d'externalité (un bruit par exemple) atteint plusieurs individus, voire un grand nombre, qui ne lui attribuent pas, même placés dans des situations identiques, la même valeur monétaire. Les méthodes qui sont mises en œuvre (prix hédoniques, valeurs contingentes) ont un caractère indirect et sont encore relativement récentes, ce qui fait que les marges d'erreur sont importantes. En témoignent en particulier les grandes divergences d'évaluations obtenues par les experts.

Enfin, dans certaines circonstances, la monétarisation directe est très hasardeuse parce que la nature et l'importance des dommages sont eux-mêmes largement incertains. L'externalité « effet de serre » en constitue un cas exemplaire.

Les premières valorisations avaient été établies par des méthodes de mesure des dommages (actualisés puisque les effets s'étalent dans le temps sur une longue période, de l'ordre de 100 ans). Bien qu'une partie importante des effets soient de caractère marchand

(pertes de production), les estimations obtenues se situent dans une fourchette extrêmement large, de 1 à 500. Ceci correspond à ce que l'on peut qualifier d'époque « avant Kyoto ».

Depuis, dans la ligne du Protocole de Kyoto, les principes de la lutte contre l'effet de serre ne s'appuient plus sur une méthode d'analyse « coût-bénéfice » permettant de déterminer une trajectoire optimale des réductions de gaz à effet de serre mais, compte tenu de la très grande incertitude du phénomène et de ses effets, sur un principe dit « de précaution ». Cette politique s'est concrétisée par des engagements quantifiés de réduction des émissions pris par les pays développés. Ces engagements correspondent à un consentement à payer pour cette réduction, égal au coût marginal d'abattement (c'est à dire la perte économique qu'entraînerait un accroissement unitaire du niveau de réduction des émissions). S'il n'y a pas de distorsions économiques, en particulier de nature fiscale, ce coût correspond aussi au niveau de la taxe qu'il faudrait mettre en œuvre pour obtenir une réduction des émissions du volume requis, qui prend ainsi le caractère d'une norme à respecter.

Comme la monétarisation de l'effet de serre ne reflète plus la mesure explicite d'un dommage, sa détermination devient un peu moins hasardeuse puisqu'elle est principalement liée à l'élasticité-prix de la demande d'énergie fossile (et de la demande d'autres produits générant directement ou indirectement des gaz à effet de serre), dont les estimations sont assez convergentes¹.

A.2 Les évaluations des effets externes

La Commission Européenne a lancé au début de la décennie un très vaste programme (*ExternE*), méthodologique et appliqué, d'évaluation des **coûts externes de l'énergie**, dont les résultats constituent l'ensemble le plus complet d'évaluations disponibles dans ce domaine. Il serait hors de propos ici de présenter ou de critiquer les méthodologies développées et appliquées aux différentes filières énergétiques. Le rapport de présentation met soigneusement en garde sur les incertitudes des évaluations et leur caractère encore incomplet, certains dommages n'ayant pu être valorisés. Les auteurs considèrent cependant que les ordres de grandeur, ou du moins la relativité des coûts entre filières, sont raisonnablement assurés.

En ce qui concerne l'effet de serre, le programme de recherche de la Commission n'a pas donné lieu à des évaluations indépendantes. Le rapport cite les résultats de différentes études, qui varient dans une très large fourchette. Il constate que, comme la valorisation des effets monétaires et non monétaires soulève des problèmes sérieux, notamment d'ordre éthique, un consensus a peu de chances de s'établir. Le rapport ne prend donc pas position sur les évaluations citées.

En excluant l'estimation la plus extrême², et en retenant une moyenne des autres estimations rapportées, on peut établir le tableau suivant des coûts externes des filières fossiles :

¹ Ceci pourrait certes résulter aussi d'effets d'imitation entre économistes ou experts.

² Hohmeyer et Gartner, 1992. Les trois autres études citées sont celles de Cline (1992), Fankhauser (1993) et Tol (1995).

Tableau 1
Evaluations des coûts externes des filières fossiles
(millièmes d'ECU par kWh)

Energies primaires Générateur	Charbon UK Turbine vapeur	Charbon All. Turbine vapeur	Lignite All. Turbine vapeur	Fuel léger Turbine gaz (pointe)	Fuel lourd Turbine gaz CC	Gaz UK Turbine gaz CC (base)
Dommmage	20	29	28	21	20	6.8
<i>dont: Santé Publique</i>	4	13	10	11	10	0.5
<i>dont: Effet de Serre</i>	14	14	18	9	9	6
<i>dont: autres</i>	2	2	0	1	1	0.3

Source : ExterneE

En ce qui concerne les autres filières examinées dans le cadre du projet, les évaluations obtenues sont les suivantes :

Tableau 2
Evaluations des coûts externes des autres filières
(millièmes d'ECU par kWh)

Filières	Nucléaire Fr.	Eolienne	Hydro-électricité
Dommmage (mECU/kWh)	0.1 à 2.5	1 à 2	<=2
Accidents graves (nucléaire)	0.03 à 0.1		

Source : ExterneE

Pour les filières fossiles, les coûts externes ainsi calculés sont importants par rapport aux coûts directs de production, avec néanmoins des différences notables entre le gaz et les autres combustibles. Ces coûts sont en revanche très faibles pour les autres filières, et notamment pour le nucléaire qui a une place prépondérante en France³.

B Effet de serre : internalisation par des taxes ou des marchés de droits à polluer

L'importance attribuée à l'effet de serre et les mécanismes par lesquels il sera internalisé auront un effet déterminant sur le développement respectif des deux filières compétitives dans les conditions actuelles de marché en France, le nucléaire et le gaz⁴.

Les engagements pris par les pays industrialisés à Kyoto (réduction des émissions en 2010 de 5% en moyenne par rapport à 1990) reflètent une valeur implicite de l'externalité effet de serre, que l'on peut fixer par une taxe sur le carbone, ou par le prix d'un marché de permis négociables permettant d'atteindre ces engagements. Ce système de permis vise à assurer une meilleure allocation des efforts de réduction des externalités, en les faisant réaliser (mais pas nécessairement financer) par les agents économiques pour lesquels ils sont les moins coûteux. Les nombreuses analyses consacrées à cette question tendent à montrer que les mécanismes économiques (ou de « marché ») sont susceptibles de procurer des gains

³ La fourchette de 0,1 à 2,5 pour les dommages provoqués par la filière nucléaire reflète des hypothèses contrastées de taux d'actualisation (de 10% à 0).

Les évaluations concernant les filières non fossiles ne tiennent pas compte de l'incidence indirecte de l'effet de serre (en particulier dans les coûts de production des matériels)

⁴ En production électrique ou en cogénération.

d'efficacité économique très importants, en permettant d'atteindre les objectifs visés avec un coût pour la collectivité très sensiblement réduit.

L'évaluation des montants financiers en jeu varie selon les méthodes de mesure et le modèle de simulation utilisé, mais elle dépend principalement des mécanismes de flexibilité qui seront institués. Bien que ces mécanismes soient prévus dans le Protocole de Kyoto, les dispositifs précis et leur extension font encore l'objet de négociations entre les parties prenantes.

Dans un cas extrême où il n'y aurait pas ou peu de mécanismes de flexibilité, et notamment pas de marché de permis négociables entre pays, les niveaux de taxes nationales varieraient d'un pays à l'autre. Dans le cas d'un marché limité aux pays de l'OCDE, ou des pays dits de l'Annexe I hors la C.E.I., le prix d'équilibre du marché des permis négociables est approximativement égal à la moyenne des taxes nationales dans la situation précédente, avec des échanges de permis entre pays relativement limités (de l'ordre de 10% de la réduction totale de leurs émissions comparativement à l'évolution tendancielle).

L'inclusion de la C.E.I. dans le marché des permis négociables a pour résultat de faire chuter considérablement le prix d'équilibre du marché. Ceci résulte du phénomène dit de « Hot Air », à savoir de l'attribution aux pays de la C.E.I. de droits à polluer égaux à leurs émissions de 1990 (de l'ordre du milliard de tonnes de carbone) alors que leurs émissions actuelles sont d'environ 600 millions de tonnes, et qu'elles devraient être dans les hypothèses de croissance économique les plus optimistes de 700 millions de tonnes, et dans des hypothèses défavorables de 500 millions de tonnes.

Le tableau ci-dessous présente les évaluations obtenues avec différents modèles pour l'année 2010 et dans certains cas l'année 2020 (en supposant une contrainte de maintien du niveau d'émissions de 2010 à 2020).

Tableau 3
Taxe sur le carbone ou prix d'équilibre du permis négociable selon les évaluations

	Union Européenne		France	
	2010	2020	2010	2020
Taxes domestiques				
GREEN	145			
EPPA	315			
MERGE	nd			
GEMINI-E3	265	408	180	385
Poles	152		178	
Permis négociables OCDE				
GREEN				
EPPA	231			
MERGE	nd			
GEMINI-E3	151	225		
Poles	129			
Permis négociables Annexe B				
GREEN	48			
EPPA	122			
MERGE	98	158		
GEMINI-E3	70	141		
Poles	55			

En retenant les évaluations de GEMINI-E3, qui sont dans la moyenne des différentes évaluations présentées, et qui couvrent les deux périodes 2010 et 2020, on aboutit à des incidences sur les coûts par filière énergétique qui sont les suivants (en millièmes d'ECU par kWh):

Tableau 4
Incidence sur les coûts par filière de la mise en œuvre du Protocole de Kyoto
Année 2010

Energies primaires	Charbon	Lignite	Fuel lourd (CC)	Gaz
Taxes domestiques	80	101	53	32
Permis négociables OCDE	45	57	30	18
Permis négociables Annexe I	21	27	14	8

Année 2020

Energies primaires	Charbon	Lignite	Fuel lourd (CC)	Gaz
Taxes domestiques	122	155	82	49
Permis négociables OCDE	68	86	45	27
Permis négociables Annexe I	42	54	28	17

Dans l'hypothèse d'un accord⁵ pour la mise en place d'un marché de permis négociables sur l'ensemble des pays de l'annexe I, l'incidence de l'effet de serre s'élèverait, en ce qui concerne la filière gaz, à 5 centimes par kWh en 2010 et 11 centimes en 2020.

C Incidences sur le secteur électrique

La prise en compte des externalités, valorisées à partir d'une monétarisation des dommages ou internalisées par des taxes ou des mécanismes de marché, est susceptible d'avoir des incidences importantes sur le secteur électrique. En effet, leur montant peut atteindre le même ordre de grandeur que les coûts directs de production.

La loi sur la modernisation et le développement du service public de l'électricité prévoit, dans son article 10, une obligation d'achat par EDF de la production des installations d'une puissance inférieure à 12 MW, utilisant des énergies renouvelables ou mettant en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telle la cogénération⁶. Selon les dispositions de l'article 5, les surcoûts correspondants, qui constituent des charges imputables aux missions de service public, doivent être intégralement compensés.

L'analyse économique des externalités à laquelle il vient d'être procédé conduit à distinguer les énergies renouvelables de la cogénération. Comme le montre son développement important dans d'autres pays européens, en particulier au Danemark et aux Pays-Bas, la cogénération a largement atteint le stade de la compétitivité économique et

⁵ Si l'on exclut l'hypothèse de la non ratification du Protocole de Kyoto qui, selon de nombreux experts américains, reste l'hypothèse la plus vraisemblable.

⁶ La même disposition concerne aussi les installations qui valorisent les déchets ménagers ou qui visent l'alimentation de réseaux de chaleur.

devrait trouver sa place sur le marché français, sans intervention publique autre que la suppression des entraves qui ont pu restreindre son développement dans le passé.

Le gain en termes d'effets externes évités est modéré et temporaire. D'ici à 2010, la cogénération se substitue principalement à la production à partir de charbon. Pour une capacité installée supplémentaire de 5500MW à cette échéance, la réduction des émissions serait de 9 millions de tonnes de CO₂, soit 2,5 millions de tonnes de carbone. Le montant des coûts externes évités peut alors être estimé à 1,13 MF soit 3,4 centimes par kWh d'électricité produite. Ce montant représente 25% du surcoût de production évalué par EDF pour la même année (4,6 MF).

A plus long terme (2020), la cogénération viendra essentiellement se substituer aux équipements en développement soit, en semi-base, les cycles combinés au gaz, et en base pour l'essentiel à de l'énergie nucléaire, si l'on admet que le nucléaire continuera d'être l'option privilégiée à long terme pour satisfaire la base.

L'analyse présentée par EDF est que la cogénération, sauf à atteindre des rendements global et électrique très élevés, ne génère pas d'économie significative d'énergie primaire⁷, et donc de réduction d'émissions de CO₂. En substitution au nucléaire, la cogénération augmente fortement les émissions de CO₂. Au total, la balance « effet de serre » serait donc négative.

En ce qui concerne les énergies renouvelables, la plupart des pays industrialisés ont mis en œuvre des programmes d'action visant à favoriser leur développement. Ce soutien résulte tout d'abord du constat que ces énergies ne sont pas aujourd'hui compétitives sur le marché, mais peuvent le devenir à moyen ou long terme, grâce aux baisses de coût qu'une production à grande échelle permet d'envisager⁸.

De plus, si les énergies renouvelables n'ont pas atteint le stade de la compétitivité marchande, l'importance des effets externes évités justifie une aide temporaire, permettant aux différentes filières de faire la preuve de leur rentabilité. En résumé, on peut dresser le tableau comparatif suivant :

	Effets externes évités	Perspectives de diminution des coûts	Rentabilité actuelle	conclusion
Energies renouvelables	forts	fortes	faible	Aide justifiée
Cogénération	faibles	faibles	correcte	Ni aide ni entrave

⁷ En comparaison de la production séparée de chaleur par une chaudière performante et d'électricité par une turbine à gaz à cycle combiné.

⁸ Théorie dite « des industries naissantes », pour lesquelles des aides initiales peuvent se justifier.

Annexe 6 : Tarification des fournitures d'électricité aux distributeurs non nationalisés

DIRECTION DE LA STRATEGIE

JCF – EH

4/12/97



Tarification des fournitures d'électricité aux distributeurs

Il n'y a pas aujourd'hui de tarifs spécifiques pour les distributeurs, centres de distribution EDF GDF Services ou Entreprises de distribution non nationalisées. Les fournitures d'électricité sont facturées, comme les ventes aux autres clients desservis en haute ou très haute tension, selon les modalités du tarif Vert.

Cependant, plusieurs aménagements aux conditions générales du tarif Vert ont été progressivement négociés et mis en place pour tenir compte des caractéristiques particulières des clients distributeurs.

1 - Regroupement de points de livraisons

Tout d'abord, afin de favoriser un meilleur choix des investissements et une exploitation plus rationnelle des ouvrages, les modalités générales du tarif Vert s'accompagnent, pour les distributeurs, de dispositions particulières autorisant la facturation globale des fournitures livrées par le réseau d'alimentation générale⁹ :

- Tout en conservant une alimentation physique par plusieurs points de livraison (généralement préférable à une desserte en un seul point) les entreprises non nationalisées ont la faculté de regrouper tarifairement tout ou partie de ces différents points : moyennement la rémunération – par des péages – des charges des ouvrages compris entre points de livraison et point de regroupement, et la prise en compte des pertes de transit correspondantes, le distributeur bénéficie alors de conditions tarifaires identiques à celles qui lui seraient offertes s'il était effectivement alimenté au point de regroupement pour la totalité des fournitures regroupées.

Expérimentées au début des années quatre-vingt, ces modalités optionnelles ont été ouvertes à l'ensemble des entreprises dans le cadre des accords d'avril 1985 conclus avec les

⁹ Conformément au principe posé par l'article 18 du cahier des charges de la concession du réseau d'alimentation générale.

Organisations représentatives des Distributeurs Non Nationalisés. Elles sont mises en œuvre dans la majorité des cas sous la forme de regroupements tarifaires au niveau HTB (63 ou 90 ou 225 kV).

- Depuis le 1^{er} janvier 1981, les fournitures livrées à chaque Centre de distribution sont facturées globalement, sur la base d'un regroupement au niveau 225 kV mettant en œuvre des péages sur les ouvrages DEPT qui concourent à celui-ci. Le système de péages appliqué au Centres diffère, dans ses modalités pratiques, de celui appliqué au DNN en raison de la différence d'assiette utilisée, pour le calcul des péages, en matière de capacité d'ouvrages de transit utilisée : puissance installée dans les transformations pour les centres de distribution et puissance réservée aux points de livraison pour les DNN.

Cette différence d'approche entre DNN et Centres résulte essentiellement de la diversité plus importante de la surface couverte par les distributeurs non nationalisés. Le critère de transformation installée n'aurait en effet guère de sens pour les plus petits des distributeurs compte tenu des indivisibilités importantes des puissances des transformateurs ou des postes de transformation alimentant simultanément plusieurs clients en même temps qu'un distributeur. Il faut tout de même noter que les règles de facturation des regroupements utilisées pour les distributeurs s'avèrent plus favorables que celles en vigueur pour les EGS.

2 - Ristourne

Lorsqu'un distributeur exploite un réseau à la tension à laquelle il achète l'énergie, il bénéficie, conformément au principe fixé par le cahier des charges de la concession du réseau d'alimentation générale (article 23), d'une ristourne sur le montant des fournitures achetées aux divers points de livraison intéressés. Les modalités de cette ristourne tiennent explicitement compte de la longueur des réseaux exploités par le distributeur. Elle permet de ce fait une déperéuation des tarifs d'achat, en augmentant la marge entre achat et vente pour ceux des distributeurs qui ont des coûts de réseaux structurellement plus élevés, du fait de la topographie de leur territoire

3 - Facturation des dépassements de puissance

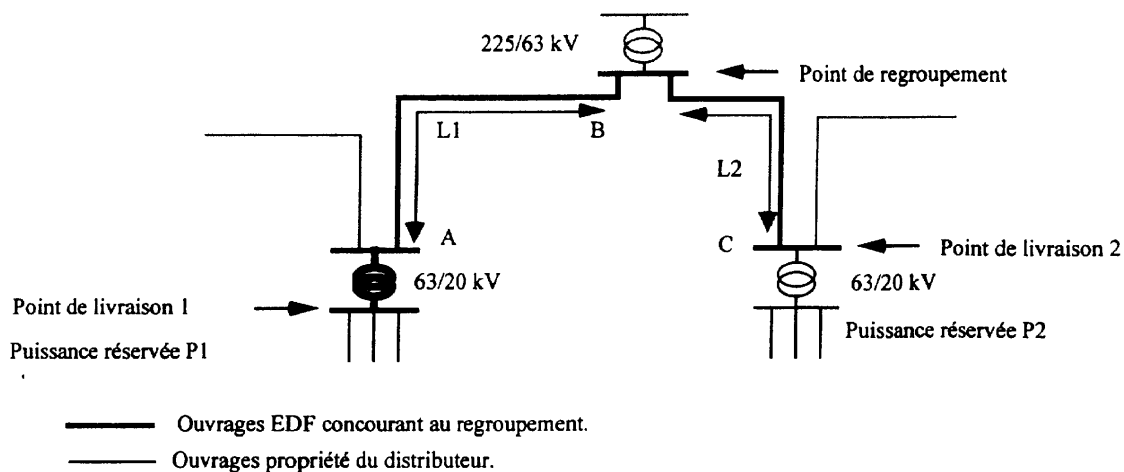
Un certain nombre de clauses permettant de réduire l'impact de la facturation des dépassements de puissance souscrite, et dont l'application est limitée aux distributeurs, ont progressivement été introduites depuis l'introduction du tarif Vert. Ces aménagements répondent à un argument avancé de longue date par les distributeurs qui estiment ne pas pouvoir maîtriser leur puissance souscrite comme un client industriel dans la mesure où leurs besoins de puissance ne sont que la somme des besoins de leurs propres clients. Pour l'essentiel, il s'agit :

- de la possibilité d'effacer 80 % des dépassements en augmentant rétroactivement le niveau de puissance souscrite au début de l'hiver tarifaire. Il s'agit là d'une clause tout à fait favorable, notamment dans le cas d'augmentation progressive de la puissance appelée.
- d'un dispositif permettant d'écarter le montant payé au titre des dépassements en cas de période de froid intense.

4 - Rabais lié à la durée du contrat

Le distributeur a la possibilité de souscrire des contrats de 9 ans et de bénéficier, à ce titre, d'un rabais de 5,5 % sur le montant de la prime fixe, compte tenu de la pérennité exceptionnelle de ses fournitures gagée sur l'importance de la clientèle qu'il dessert. Cette possibilité est limitée, pour les clients non distributeurs, à un rabais de 4 % en échange de l'engagement du client sur un contrat de 6 ans.

Exemple de regroupement tarifaire HTB De fournitures à un DNN



En complément de la facturation des sommes des puissances synchrones et des consommations mesurées aux points de livraison, majorées des pertes entre point de livraison et point de regroupement, le distributeur s'acquitte d'un péage pour :

- la transformation 1..... $45,67 * P_1$ (*)
- les lignes aériennes 63 kV AB et BC..... $1,63 * [P_1.L_1 + P_2.L_2]$ (*)
- les cellules d'arrivée de celles-ci..... $4 * 5,00 * [P_1 + P_2]$ (*)

L'énergie livrée en HTB au point de regroupement étant répartie, via le réseau EDF, en HTB, les péages lignes et cellules sont minorés par application d'une ristourne.

(*) Montant en francs sur la base des prix du 1^{er} janvier 1997, les puissances étant mesurées en kV et les longueurs en km.

Annexe 7 : La péréquation tarifaire dans la distribution d'électricité

Résumé des propositions :

<p>Les charges de service public relatives à la distribution seront compensées par le Fonds de Péréquation de l'électricité. Il est proposé d'effectuer une séparation comptable au sein de ce fonds entre les charges liées aux surcoûts de distribution dans certaines zones (péréquation tarifaire) et les charges relatives au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité (aide sociale).</p>
<p>Les modalités de financement de ce fonds sont précisées dans la loi pour le premier aspect. Pour le second, il sera proposé que les contributions soient calculées au prorata du nombre de kWh livrés à des clients finals par les distributeurs</p>
<p>Pour l'aspect « péréquation tarifaire », il sera proposé :</p>
<ul style="list-style-type: none">- que soit établie une nouvelle grille tarifaire qui s'appliquerait de manière identique à tous les distributeurs ;- que le FPE devienne le seul outil de péréquation au niveau des coûts de fonctionnement de la distribution, ce qui impliquera de revoir de manière significative son fonctionnement (sachant que le FACE continuera d'assurer la péréquation au niveau des investissements);- que la nouvelle formule pour évaluer les compensations au niveau des distributeurs soit plus simple que la précédente et soit revue régulièrement par référence aux distributions les plus comparables.
<p>Pour l'aspect « aide sociale », il sera proposé :</p>
<ul style="list-style-type: none">- de maintenir le rôle des commissions départementales qui gèrent actuellement le dispositif d'aide aux personnes ayant des difficultés de paiement, dans le cadre des conventions « pauvreté-précarité » (volet curatif) ;- d'élargir leur rôle à l'attribution de la nouvelle tranche de tarification spéciale aux personnes en difficultés. Les commissions auraient alors pour tâche de déterminer, en fonction d'un barème national, quel est le tarif le mieux adapté et pour quelle durée, en fonction de la situation personnelle et individuelle de chaque bénéficiaire (volet préventif) ;- de plafonner la part du fonds destinée à l'aspect social à un pourcentage du chiffre d'affaires des ventes aux clients particuliers ;- d'effectuer les versements de ce fonds aux différentes commissions locales en fonction des contributions des autres partenaires (Etat, Communes, Conseils généraux, Caisse d'allocations familiales, associations...).

A La péréquation entre distributeurs (EDF et DNN)

A.1 Le Fonds de Péréquation de l'Electricité (FPE)

L'article 33 de la loi du 8 avril 1946 prévoyait la création d'un fonds de péréquation commun à l'électricité et au gaz. Par la suite, le décret du 18 septembre 1956 a modifié cet article et créé un fonds spécifique à l'électricité : le fonds de péréquation de l'électricité (FPE).

Le FPE, géré par EDF, est administré par un conseil dont la composition a été fixée par un arrêté du 27 novembre 1958. Présidé par un conseiller d'Etat, il comprend 3 représentants des collectivités concédantes, 3 représentants des régies et des sociétés d'intérêt collectif agricole d'électricité (SICAE), 5 représentants d'EDF et 4 représentants des administrations d'Etat (énergie, intérieur, économie et agriculture).

Ce fonds est destiné à compenser les éventuelles charges supplémentaires ou déficits d'exploitation des distributeurs non nationalisés (DNN), induits par les conditions tarifaires d'EDF que les DNN sont tenues d'utiliser, tant pour leurs achats d'électricité à EDF que pour leurs ventes.

Sur les 172 distributeurs non nationalisés, 148 sont des régies ou sociétés d'exploitation mixtes (SEM) et 20 sont des sociétés coopératives d'intérêt collectif agricole d'électricité (SICAE). On compte également une société anonyme (Electricité de Strasbourg qui est une filiale d'EDF) et quelques coopératives. A l'exception des SEM et de la SA, les autres DNN n'ont pas a priori comme objet de faire des bénéfices. Pour la SA et les SEM, cet aspect peut également être relativisé étant donné les liens avec EDF ou les collectivités locales.

Le FPE est alimenté par des prélèvements sur les recettes des organismes de distribution d'électricité bénéficiaires qui sont reversés aux organismes déficitaires des dotations de péréquation, en application d'une formule assez compliquée établie par arrêté interministériel de manière annuelle :

Arrêté du 11 juin 1998 relatif aux mesures à appliquer par le Fonds de péréquation de l'électricité en 1998

« Art. 1^{er} – Pour l'année 1998, le fonds de péréquation de l'électricité calcule, pour Electricité de France et pour chaque entreprise de distribution d'électricité, le résultat de la formule suivante :

$$T = 4.43309 (53 L + 7.8 Ar) - 0.43489 (0.036 R + 21.2 C + 0.01 D)$$

dans laquelle :

- *T, exprimé en francs, est le «solde des termes de dotation et de prélèvement », il représente :*
 - *Soit un versement de l'organisme de distribution au Fonds de péréquation de l'électricité si T est négatif ;*

- Soit un versement du Fonds de Péréquation de l'électricité à l'organisme de distribution si T est positif.
- *L est la donnée représentative de la « consistance pondérée du réseau » : elle est obtenue en additionnant les longueurs en kilomètres de canalisations (aériennes et souterraines) des différents types et le nombre de postes de transformation de distribution publique, en service au 31 décembre 1996, affectés respectivement des coefficients de pondération suivants :*
 - canalisations basse, moyenne et haute tension : 1 ;
 - postes de transformation sur poteaux : 1 ;
 - postes de transformation en cabine et postes unitaires d'immeubles : 2.75

En ce qui concerne Electricité de France, le réseau à prendre en compte est exclusivement celui exploité par les centres EDF-GDF Services.
 - *Ar est la donnée représentative de la « ruralité pondérée des abonnements » desservis au 31 décembre 1996 dans les communes. Ce nombre est égal à celui des abonnements de chaque zone affectés des coefficients de pondération suivants :*
 - abonnements ruraux BT (dans les communes rurales selon la définition de l'INSEE utilisée lors du dernier recensement général de la population RGP en 1990) : 1.136 ;
 - abonnements urbains BT (dans les communes urbaines selon la définition de l'INSEE du RGP en 1990) : 0.034
 - *R est la donnée significative des « recettes pondérées aux tarifs bleu et jaune », facturées en 1996. Elle est déterminée en affectant les recettes hors taxes des coefficients de pondération suivants :*

Tarif bleu :

 - mensualités d'éclairage public sans comptage : 0.65 ;
 - autres mensualités d'abonnements, y compris les locations de compteurs (à l'exclusion des mensualités d'éclairage public sans comptage) : 1 ;
 - recettes de consommation au prix proportionnels (consommations tous usages) : 0.25

Tarif jaune :

 - prime fixe : 1 ;
 - recettes de consommation aux prix proportionnels : 0.25
 - *C est la donnée caractéristique de la « consommation pondérée aux anciens tarifs ». Elle est définie en milliers de kilowattheures. Elle est déterminée en additionnant les consommateurs de chaque catégorie de vente, pendant l'année 1996, affectées des coefficients de pondération suivants :*
 - tous usages (sauf fournitures au personnel et consommations propres) : 1.30 ;
 - fournitures au personnel et consommations propres : 0.10
 - *D est la donnée significative des recettes au tarif vert en kilofrancs. Ces recettes hors taxes :*
 - s'entendent de celles afférentes à l'énergie facturées en 1996, à l'exclusion des redevances de location et d'entretien des compteurs ;
 - ne comprennent pas les fournitures que se font entre eux les organismes de distribution ;

- *comprennent, en ce qui concerne Electricité de France, les recettes provenant des fournitures aux abonnés directs du service national, à l'exclusion de celles correspondant aux fournitures effectuées aux abonnés alimentés au titre de l'article 8 (7^e alinéa) de la loi du 8 avril 1946 modifié. »*

Cette formule complexe est censée refléter objectivement les différences existant entre les différents distributeurs. En réalité, la multiplicité des paramètres rend la formule trop compliquée et donc manipulable volontairement ou involontairement. En outre, sa faible lisibilité n'incite pas à l'amélioration de la gestion.

En 1998, le FPE a distribué 22.8 MF. Sur les 172 distributeurs, 71 ont contribué à alimenter ce fonds et 101 DNN en ont bénéficié, mais les montants sont très inégalement répartis : Les 5 plus gros contributeurs (EDF, Electricité de Strasbourg, régies de Grenoble, de Metz et de Colmar) ont apporté 19.8MF (dont 10 MF uniquement pour EDF), et les 5 plus gros bénéficiaires (régies des Deux-Sèvres, de la Vienne, de la Gironde, de Ray-Cendrecourt en Haute-Saône et de Pithiviers dans le Loiret) se sont partagé 14.5MF.

Si l'on exclut ces 10 entreprises, les sommes concernées sont minimales : 67 DNN ont versé au total 3MF et 98 se sont partagé 8.3MF. Pour certains petits distributeurs, les chiffres peuvent être plus importants en valeur relative tout en restant modiques en valeur absolue : en moyenne, le taux de cotisation est de l'ordre de 0.2% du chiffre d'affaire. Le taux le plus élevé est atteint par la régie de Moyeuve-Petite en Moselle avec 1.5% du chiffre d'affaires (mais seulement 7607F), la régie de Montsapey en Savoie ayant le plus fort taux de subvention avec plus de 5% du CA pour 7251F. Dans la majeure partie des cas, l'impact du FPE sur le chiffre d'affaire des distributeurs est très limité. Les deux tiers des versements et des prélèvements portent sur des montants inférieurs à 50 kF.

Nota : Les frais de fonctionnement du fonds ont été de l'ordre de 357 KF soit 1,57% du montant des sommes péréquées.

A.2 La péréquation entre distributeurs hors FPE, via les tarifs de vente d'EDF

Au-delà du tarif de base affiché¹⁰, EDF applique aux DNN des conditions para-tarifaires variables selon les différents distributeurs.

On peut citer en particulier :

- le regroupement des points de livraison :

Tout en conservant une alimentation physique en plusieurs points, les distributeurs non nationalisées ont la possibilité de regrouper virtuellement tout ou partie de leur alimentation sur un point afin de bénéficier de conditions tarifaires plus favorables ;

- une ristourne liée à la tension d'exploitation du réseau :

¹⁰ tarif Vert pour la haute ou très haute tension.

Lorsqu'un distributeur exploite un réseau à la tension à laquelle il achète de l'électricité, il bénéficie d'une ristourne particulière¹¹ ;

- une facturation particulière des dépassements de puissance :

Partant du principe que les distributeurs, à la différence des industriels, ne pouvaient pas prévoir et maîtriser leur consommation dans la mesure où elle est composée de la somme de besoins individuels, une disposition spécifique concernant les dépassements de puissance a été mise en place. Les distributeurs ont la possibilité d'effacer 80% des dépassements en augmentant rétroactivement le niveau de puissance souscrite au début de l'hiver tarifaire. De plus, il existe un dispositif permettant d'écarter le montant payé au titre des dépassements en cas de période de froid intense ;

- un rabais lié à la durée du contrat :

Le distributeur a la possibilité de souscrire des contrats de 9 ans et de bénéficier à ce titre d'un rabais de 5.5% sur le montant de la prime fixe.

Au milieu de l'année 1997, des mesures supplémentaires ont été prises en faveur des distributeurs. Il s'agissait de mesures d'accompagnement pour permettre aux distributeurs de faire face aux baisses des tarifs d'EDF en 1997 et en 1998. Elles comportaient principalement deux aspects :

- . une remise uniforme de 6.7% applicable jusqu'à la transposition de la directive européenne. Elle représente un montant de l'ordre de 340 MF par an ;
- . la création d'un fonds spécial d'un montant de 45 MF pour la période séparant les mouvements tarifaires de 1997 et 1998 et de 40 MF pour la période comprise entre la date du mouvement tarifaire de 1998 et celle de l'entrée en vigueur de la loi transposant la directive. Ce fond avait vocation à prendre en compte les situations particulières en complément du rabais uniforme opéré par EDF. Il appartenait aux DNN de faire part à EDF de leurs demandes, dans la limite de ce fonds.

A ce jour, nous n'avons pas pu obtenir d'EDF une description précise des dispositions tarifaires s'appliquant aux DNN suite aux modifications intervenues en 1997. Nous ne pouvons pas non plus garantir l'exhaustivité des pratiques décrites ci-dessus.

Nous n'avons pas mentionné la péréquation implicite qui existe au sein d'EDF entre les centres de distribution, qui a pour effet de compenser les écarts existant notamment entre les zones urbaines, rurales et les zones de montagne. Cette péréquation implicite porte sur des montants sans commune mesure avec ceux gérés par le FPE.

¹¹ Cette ristourne est prévue dans le cadre de l'arrêté du 26 décembre 1996 relatif aux compensations versées par le concessionnaire du réseau d'alimentation générale en énergie électrique aux services et entreprises de distribution qui exploitent un réseau à la tension à laquelle elles achètent l'énergie.

A.3 La péréquation via les investissements : le FACE

Une autre péréquation existe au niveau de la distribution ; elle est mentionnée ici pour mémoire, car elle n'est pas couverte par la loi sur la modernisation du service public de l'électricité. Elle est effectuée par l'intermédiaire du **Fonds d'Amortissement des Charges d'électrification (FACE)**. Ce fonds a été créé par l'article 108 de la loi de finances du 31 décembre 1936, en vue d'alléger les charges financières des collectivités communales et départementales ayant souscrit des prêts pour financer le développement et le renforcement des réseaux ruraux.

Le FACE représente aujourd'hui, avec le produit de la taxe communale sur l'électricité, les principales sources de financement des travaux d'électrification rurale, en effet :

- les subventions d'Etat ont été supprimées en 1983 et intégrées à la dotation globale d'équipement créée suite aux lois de décentralisation, qui peut donc éventuellement être utilisée par les collectivités maîtres d'ouvrage pour financer des travaux d'électrification ;
- la participation directe d'EDF au financement des travaux a été supprimée en 1992.

Le FACE est alimenté par un prélèvement sur les ventes d'électricité en basse tension des distributeurs (EDF et les DNN). Le taux de prélèvement, fixé annuellement par un arrêté¹², est 5 fois plus élevé pour les ventes effectuées sur le territoire des communes de plus de 200 habitants que les autres. L'évolution des taux de prélèvement et des contributions respectives d'EDF et des DNN est la suivante :

	1991	1992	1993	1994	1995	1997	1998
Taux urbain en %	2.26	2.05	1.95	1.95	2.2	2.2	2.2
Taux rural en %	0.46	0.41	0.39	0.39	0.44	0.44	0.44
Contribution d'EDF (en MF)	1 350	1 377	1 480	1 504	1 727	1 776	
Contribution des DNN (en MF)	71	71	73	75	86	96	
Budget du FACE (en MF)	1 421	1 448	1 553	1 579	1 813	1 872	1 932

Les contributions des distributeurs sont calculées sur les ventes d'électricité réalisées au cours de l'année précédente. Les taux de prélèvement sont fixés postérieurement à la détermination des programmes de travaux du FACE de façon à équilibrer ses comptes.

Le FACE a été initialement créé dans le but d'aider l'extension des réseaux de distribution dans le milieu rural. Progressivement, ses fonctions se sont étendues :

- en 1979, un programme spécial a été mis en place pour financer des travaux sur le territoire des communes rurales situées à proximité des centrales nucléaires ou surplombées par la construction de lignes électriques 400 000 Volts ;
- depuis 1986, le FACE participe au financement d'opérations de renforcement anticipé sur les ouvrages de distribution endommagés par des intempéries ;
- le comité interministériel d'aménagement du territoire du 28 novembre 1991 a créé un nouveau programme de travaux consacré à des opérations d'amélioration esthétique sur les réseaux de distribution ;

¹² prévu à l'article 9 du décret du 9 avril 1948.

- depuis 1995, le FACE peut être utilisé pour financer des opérations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de maîtrise de la consommation électrique qui permettent de différer ou d'éviter des solutions classiques de renforcement ou d'extension plus coûteuses.

Le FACE attribue des aides d'un montant égale à 70% du montant des travaux. Les 30% restant sont financés par les collectivités et par une récupération de la TVA (pour environ 17%). Pour les travaux d'amélioration esthétique des réseaux, le taux d'aide du FACE est réduit à 50% du montant des travaux.

En 1998, le budget sur FACE a été le suivant :

	Montant des travaux aidés	taux de l'aide	participation du FACE
Programme d'extension et de renforcement des réseaux	2 200 MF	70%	1 540 MF
Programme spécial intempéries	15 MF	70%	10.5 MF
Programme Energie Renouvelables	49 MF	70%	34.3 MF
Programme Environnement	695 MF	50%	347.5 MF
Total :	2 959 MF		1 932.3 MF

A.4 Comparaison internationale

Il est naturel d'avoir un tarif unique (pour des clients identiques) quand la zone à desservir en électricité n'est pas très grande. Le problème de la péréquation se pose dans le cas où la zone de distribution est importante et qu'il y a des disparités importantes entre les différents clients à livrer (zones urbaines, zones rurales, zones de montagne...). Lorsque la distribution est assurée par des entreprises différentes, les tarifs ont toutes chances d'être différents d'un distributeur à l'autre, en l'absence de péréquation, ne serait-ce qu'en raison d'efficacités de gestion différentes.

Parmi les huit pays récemment étudiés par une mission conjointe au Conseil général des mines et à l'Inspection générale des finances, un seul disposait de mesures législatives ou réglementaires imposant une péréquation géographique des tarifs de l'électricité. Il s'agit de l'Italie où la loi transposant la directive européenne fixe un tarif unique pour les usagers captifs. L'objet de cette mesure est de ne pas désavantager les habitants du "mezzogiorno" où les coûts de distribution sont plus élevés, particulièrement, semble-t-il, dans les zones urbaines.

Dans les autres pays, la distribution est en général répartie entre un grand nombre d'entreprises qui se voient chacune imposer des conditions particulières. La question est peu sensible en Belgique et aux Pays-Bas du fait d'une densité de population très uniforme. Aux Etats-Unis, l'électricité est encore largement distribuée par des entreprises bénéficiant de monopoles locaux moyennant l'obligation de vendre à des tarifs fixés par les pouvoirs publics régionaux. Ces prix peuvent varier dans de fortes proportions suivant les zones.

La situation était analogue en Allemagne (où la distribution est assurée par plus de 900 "Stadtwerke") jusqu'à ces derniers mois. Depuis la transposition de la directive européenne, l'ensemble du marché de ce pays est aujourd'hui ouvert à la concurrence, et les länder fixent seulement des prix plafond pour la "petite distribution" (particuliers et PME). Un même usager peut donc se voir offrir la même fourniture électrique pour des prix différents, justifiés dans certain cas par un fort contenu en énergies renouvelables ou l'origine locale de la production d'électricité.

La libéralisation est également totale au Royaume-Uni et en Suède. Dans ce dernier pays, la densité de population varie beaucoup suivant les régions, mais les tarifs ne sont pas péréqués pour autant. Les pouvoirs publics locaux indiquent que cela incite à retenir dans chaque zone l'organisation la mieux adaptée, et va en définitive dans le sens de l'intérêt des consommateurs.

Signalons, en effet, que l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité pour les clients domestiques, comme elle est en œuvre dans certains pays, enlève toute raison d'être à la péréquation géographique. A partir du moment où il y a de la concurrence, il n'y a plus de tarif unique pour l'ensemble des clients domestiques et par conséquent plus de possibilité de péréquation.

A.5 Les dispositions de la loi

L'article 2 définit dans la loi la péréquation tarifaire :

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

*1) la fourniture d'électricité aux clients qui ne sont pas éligibles [...] en concourant à la cohésion sociale, au moyen de la **péréquation géographique nationale des tarifs**, [...] Electricité de France ainsi que, dans le cadre de leur objet légal et dans leur zone de desserte exclusive, les distributeurs non nationalisés [...] sont les organismes en charge de la mission mentionnée au 1° du présent paragraphe [...] »*

L'article 5 précise les modalités de financement par le FPE :

« [...] 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 et au 1° du III de l'article 2 en matière de cohésion sociale 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 de vente aux clients non éligibles et par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution ;*
- 2) La participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de pauvreté ou de précarité ; [...] »*

A l'exception de l'article 17 qui permet explicitement aux collectivités de financer une opération de maîtrise de la demande d'électricité avec l'aide du FACE, la loi n'apporte pas de modification au fonctionnement du FACE :

« Il est inséré, dans la section 6 du chapitre IV du titre II du livre II de la deuxième partie du code général des collectivités territoriales, deux articles L. 2224-31 et L. 2224-34 ainsi rédigés :

[...]

Art. L. 2224-34. – Afin de répondre aux objectifs fixés au titre Ier de la loi -0000 du 1^{er} février 2000 précitée, les collectivités territoriales ou les établissements publics de coopération compétents en matière de distribution publique d'électricité peuvent réaliser ou faire réaliser dans le cadre des dispositions de l'article L. 2224-31 des actions tendant à maîtriser la demande d'électricité des consommateurs desservis en basse tension lorsque ces actions sont de nature à éviter ou à différer, dans de bonnes conditions économiques, l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution d'électricité relevant de leur compétence. Ces actions peuvent également tendre à maîtriser la demande d'électricité des personnes en situation de précarité mentionnées au 1^o du III de l'article de la même loi.

Ils peuvent notamment apporter leur aide à ces consommateurs en prenant en charge, en tout ou partie, des travaux d'isolation, de régulation thermique ou de régulation de la consommation d'électricité, ou l'acquisition d'équipements domestiques à faible consommation. Ces aides font l'objet de conventions avec les bénéficiaires.

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

A.6 Commentaires et propositions

Sur la péréquation liée à la distribution, la loi n'instaure pas de différences par rapport à la situation actuelle. On peut simplement remarquer que la péréquation géographique des tarifs devient une obligation légale, même si dans les faits elle était mise en œuvre précédemment. **Contrairement à d'autres dispositions, la loi ne prévoit pas ici une compensation intégrale des charges de service public, mais uniquement « tout ou partie des coûts supportés ».** La loi confirme le rôle du FPE en ce qui concerne la péréquation entre distributeurs. En outre, il prévoit qu'une autre charge liée à la lutte contre la précarité sera prise en compte par ce fonds (cf. B).

En pratique, il serait souhaitable de revoir le fonctionnement du FPE puisque l'essentiel de la péréquation qu'il est censé assurer se fait en dehors de lui, de manière peu transparente, par l'intermédiaire d'une modulation des tarifs de vente d'EDF. **Le FPE devra, de plus, assurer la totalité de la péréquation souhaitée au niveau des coûts d'exploitation de la distribution**, sachant que le FACE continuera d'assurer la péréquation au niveau de l'investissement.

Pour les DNN comme pour les autres clients non-éligibles, la nouvelle loi ne prévoit pas la prise en compte de caractéristiques locales dans la fixation des tarifs. Tel n'est pas le cas des pratiques actuelles d'EDF avec les DNN, qui résultent d'adaptations progressives du "tarif vert" négociées avec les intéressés. Il faut donc définir une nouvelle grille tarifaire applicable à l'ensemble des distributeurs (tant qu'ils ne seront pas éligibles), et éventuellement à tout

client présentant des caractéristiques de consommation semblables, s'il en existe. La transparence et l'équité nécessitent d'afficher clairement les conditions applicables.

A partir du moment où les différents distributeurs bénéficieront tous d'une même grille tarifaire, il faudra redéfinir le montant des sommes à compenser et les modalités de péréquation. Cela est important car, étant donné la péréquation des tarifs de vente, les DNN n'ont pas la possibilité de baisser leur tarif pour faire profiter leurs clients de leurs gains de productivité, et inversement n'ont pas non plus la possibilité de relever leur tarif pour compenser des pertes.

Compte tenu de la complexité du sujet, et de la nécessité de disposer d'informations que nous n'avons encore pu nous procurer, nous nous limiterons à proposer quelques orientations, des études détaillées en étroite concertation avec les parties concernées étant indispensables.

Il est donc proposé de retenir les principes suivants :

a) Mettre en place une grille tarifaire unique applicable à tous les distributeurs : les tarifs de cession aux DNN devront se substituer à toutes les dispositions existantes, permanentes ou transitoires, mentionnées plus haut. Ils devront être fondés sur les principes généraux de transparence et d'égalité de traitement fixés par la loi et la directive européenne. D'une manière générale, ces tarifs devront, avec des modalités de transition adaptées, évoluer vers ceux consentis aux autres catégories de clients comparables, , et en premier lieu vers le tarif interne de cession aux centres de distribution d'EDF.

b) Faire évoluer en les simplifiant les dispositions du FPE de manière à ce qu'il assure seul la péréquation des coûts d'exploitation, effectuée aujourd'hui principalement par les tarifs de cession aux DNN . Pour cela , il conviendrait de retenir une formule de calcul plus simple et compréhensible, qui pourrait par exemple n'utiliser que deux paramètres : la longueur de lignes électriques et le chiffre d'affaires moyen par abonné. Son utilisation dans le cadre d'un examen de la situation de chaque DNN permettrait d'identifier les écarts de situation objectifs (c'est à dire indépendants de la qualité de gestion du distributeur), qui ont seuls vocation à bénéficier de la péréquation.

c) Fixer aux DNN des objectifs de gestion, par référence aux centres de distribution d'EDF les plus comparables. Environ 80% des DNN sont des régies municipales et 15% sont des sociétés d'économies mixtes (SEM) dans lesquels les collectivités locales sont parties prenantes. On compte également des coopératives et une société anonyme (Electricité de Strasbourg qui est une filiale d'EDF). A l'exception des SEM et d'Electricité de Strasbourg, les distributeurs non nationalisés n'ont pas pour objet social de faire des bénéfices.

Dans ces conditions, l'analyse de la qualité de gestion d'un DNN ne peut en général s'effectuer que par comparaison avec d'autres distributeurs, exerçant leur activité dans des conditions analogues. Depuis des années, les DNN ont développé de telles méthodes d'analyse dans le cadre de leurs fédérations professionnelles.

Il est proposé de perfectionner ce dispositif, en élargissant le périmètre de comparaison aux centres de distribution d'EDF. Chaque DNN se verrait analyser par

référence à un ou plusieurs centres de distribution, à priori situés dans la même région, et soumis à des conditions objectives d'exploitation (densité de population, structure de clientèle, relief,...) aussi proches que possible, afin de faciliter les comparaisons.

La nouvelle formule de calcul du FPE pourrait ainsi être étalonnée de manière efficace, pour peu que les flux financiers concernant les distributeurs soient suffisamment clarifiés. A cet égard, il conviendrait de distinguer d'une part les coûts **d'acheminement**, c'est à dire ceux liés au fonctionnement, à l'entretien et au développement des réseaux, qui sont largement liés aux conditions naturelles, et d'autre part les coûts de **fourniture**, relatifs à la commercialisation de l'électricité.

Afin d'inciter à l'amélioration des résultats, les conditions d'intervention du FPE pourraient être fixées pour quelques années, et assorties **d'objectifs de performance** fixées par référence aux DNN comparables les plus performants, aux centres de distribution d'EDF voire aux distributeurs étrangers comparables.

B La péréquation entre clients de la distribution

B.1 La situation actuelle : prise en charge des défauts de paiement des personnes en situation de pauvreté-précarité

Dans le cadre d'un dispositif mis en place par la loi du 29 juillet 1992, des conventions « relatives à la fourniture de gaz et d'électricité aux personnes en situation de pauvreté-précarité » ont été mises en place. La dernière convention 1997-2000 a été signée le 14 avril 1997.

Les dispositifs en place ont ensuite été repris dans la loi n°88-1008 du 1^{er} décembre 1988 relative au revenu minimum d'insertion, modifiée par la loi n°97-722 du 29 juillet 1992 et par la loi n°98-657 du 29 juillet 1998 :

*« Chapitre 3
Accès à une fourniture minimum d'eau et d'énergie*

Article 43-5

Toute personne ou famille éprouvant des difficultés particulières du fait d'une situation de précarité a droit à une aide de la collectivité pour accéder ou pour préserver son accès à une fourniture d'eau, d'énergie et de services téléphoniques.

Le maintien de la fourniture d'énergie et d'eau est garanti en cas de non-paiement des factures jusqu'à l'intervention du dispositif prévu à l'article 43-6.

Article 43-6

Il est créé en faveur des familles et des personnes visées à l'article 43-5 un dispositif national d'aide et de prévention pour faire face à leurs dépenses d'eau, d'électricité et de gaz.

Ce dispositif fait l'objet de conventions nationales, passées entre l'Etat, Electricité de France, Gaz de France et les distributeurs d'eau, définissant notamment le montant et les modalités de leurs concours financiers respectifs.

Dans chaque département, des conventions sont passées entre le représentant de l'Etat, les représentants d'électricité de France, de Gaz de France, chaque distributeur d'énergie ou d'eau, chaque collectivité territoriale ou groupement de collectivités concerné qui le souhaite et, le cas échéant, avec chaque centre communal ou intercommunal d'action sociale, les organismes de protection sociale et les associations de solidarité. Elles déterminent notamment les conditions d'application des conventions nationales et les actions préventives et éducatives en matière de maîtrise d'énergie ou d'eau. »

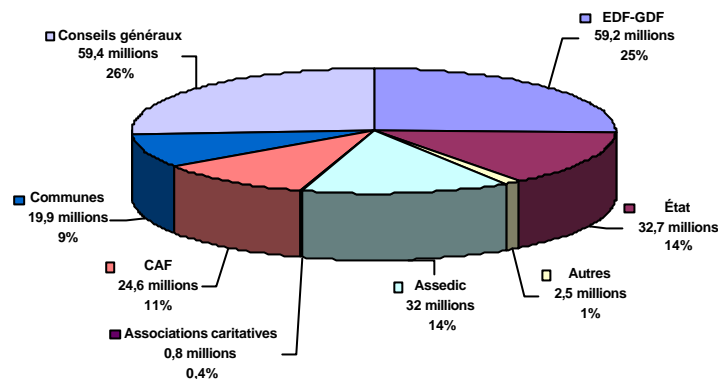
Concrètement, ces dispositions se traduisent sur le terrain par la signature à l'échelon local de conventions « pauvreté-précarité » et la mise en place de commissions locales d'attribution d'aide.

En cas de difficulté de paiement d'une facture, EDF s'est engagé à maintenir une fourniture d'électricité sous une puissance minimale de 3 kW jusqu'à l'examen par la commission de la situation de la personne ou de la famille concernée. La commission peut décider la prise en charge partielle ou totale des factures d'électricité des demandeurs. EDF ne siège pas à cette commission et ne se prononce pas sur le caractère de précarité des personnes sollicitant une aide.

Evolution du fond « pauvreté-précarité »

	Montant des aides (en MF)	variation par rapport à l'année précédente	Nombre de foyers aidés	variation par rapport à l'année précédente
1992	49		47 000	
1993	51	+ 4%	53 000	+ 13%
1994	87	+ 71%	81 000	+ 53%
1995	114	+ 31%	101 000	+ 25%
1996	125	+ 10%	120 000	+ 19%
1997	150	+ 20%	146 000	+ 22%
1998	232	+ 55%	199 000	+ 36%
1999	250 (estimation)	+ 8%		

Depuis la mise en place du dispositif, le montant des sommes gérés par le fond « pauvreté-précarité » a fortement augmenté. En 1998, la dotation des conventions « pauvreté-précarité » représentait 232 MF dont 59 MF versés par EDF-GDF (le reste provenait de l'Etat, des conseils généraux, des communes, des caisses d'allocation familiales (CAF) et des associations caritatives). La participation d'EDF-GDF est payée à 75% par EDF et à 25% par GDF. En 1998, le fond a permis d'aider environ 199 000 foyers (dont 70% ont un chauffage électrique) pour le paiement de leurs factures d'électricité et de gaz. Selon les différents intervenants, ces commissions « pauvreté-précarité » fonctionnent relativement bien.



Participation au financement des Commissions Pauvreté-Précarité (1998)

Il faut signaler que, localement, certaines commissions sont amenées à refuser les aides quand leurs fonds sont épuisés. De plus, les fonds des différentes commissions sont traités selon des modalités différentes selon les départements et les critères d'attribution des aides ne sont pas harmonisés au niveau national.

L'article 43-6 prévoit que les commissions peuvent mettre en place des actions préventives. Néanmoins, à notre connaissance, cette disposition n'est utilisée que par environ 10% des commissions et son utilisation reste marginale.

Il convient, enfin, de signaler que le coût en personnel chez EDF pour gérer le système est élevé, de l'ordre de 250 MF en 1998 suivant l'établissement, mais il joue incontestablement un rôle très positif d'intermédiation dans un contexte difficile et facilite l'allocation efficace des aides. On peut, en outre, penser que ce montant ne serait pas complètement économisé en l'absence de dispositif social particulier.

B.2 Comparaison internationale

Parmi les huit pays d'Europe et d'Amérique du Nord étudiés par la mission commune au conseil général des mines et à l'inspection générales des finances, l'Italie est le seul pays à disposer d'un tarif social (*fascia sociale*) pour la consommation domestique d'électricité. Celui-ci est basé sur un prix très bas pour les consommations inférieures à un certain plafond (2640 kWh), avec une puissance souscrite inférieure à 3 kW. Ce prix représente moins de la moitié de celui des tranches supérieures, qui sont elles les plus chères d'Europe. Compte tenu de l'effet de seuil important, plus de 80% des usagers souscrivent un abonnement de moins de 3 kW (contre 14 % en France) et bénéficient donc du système. La majeure partie des consommateurs domestiques bénéficiant de ce tarif, celui-ci n'est donc pas spécifique aux personnes en situation de précarité. Cela conduit à une subvention croisée au profit des abonnés domestiques et au détriment des consommateurs moyens, notamment des PME, d'un montant estimé à 10 milliards de francs par an. En outre, le système a pour effet pervers de renforcer les inégalités : afin de ne pas franchir le seuil de 3 kW, la majorité des usagers limite son équipement électroménager, qui est parmi les plus faibles d'Europe. Ces équipements sont de fait réservés aux personnes aisées, acceptant le prix élevé des tranches à partir de 6kW. L'autorité de régulation a repris ces différentes critiques, et envisage de revoir le dispositif en maintenant une tranche sociale mais sous condition de ressources et quotient familial.

En Allemagne, les petits usagers sont protégés par un système de prix maximaux fixés au niveau des Länder. Il en est de même aux Pays-Bas et en Belgique pour les clients non éligibles. En Belgique, cette disposition est complétée par un ensemble de mesures analogues à celles existant en France : absence de coupures chez les clients résidentiels pendant l'hiver, annulation des frais fixes de raccordement pour certaines catégories de consommateurs (chômeurs...), financements accordés aux services sociaux des collectivités locales pour aider les personnes en situation de précarité.

Au Royaume-Uni, les usagers mauvais payeurs, y compris les plus démunis, se sont vus par le passé imposer des compteurs à pré-paiement (compteurs à pièces) avec un prix de kWh supérieur à celui demandé aux autres catégories de consommateurs. Pour faire face aux protestations que ce dispositif a engendrées, le gouvernement britannique a demandé à l'autorité de régulation de mettre en place un programme social en matière d'électricité.

Il n'existe pas, semble-t-il, de dispositif social spécifique à l'électricité en Suède et en Amérique du Nord. En Suède, la notion d'obligation de service public était encore étrangère au droit suédois jusqu'à la promulgation d'une loi en 1997 traitant des consommateurs en situation économique précaire.

En Norvège, la question des personnes ayant des difficultés de paiement est traité par les services sociaux.

B.3 Les dispositions de la loi : le droit à l'électricité pour tous

L'article 1 définit de manière générale le droit à l'électricité :

« Le service public de l'électricité [...] concourt à la cohésion sociale, en assurant le droit à l'électricité pour tous, à la lutte contre les exclusions [...].

Matérialisant le droit de tous à l'électricité, produit de première nécessité, le service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité, et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique [...] »

L'article 2 reprend les dispositifs existants « pauvreté-précarité » :

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

1) la fourniture d'électricité aux clients qui ne sont pas éligibles [...] en concourant à la cohésion sociale, au moyen de la péréquation géographique nationale des tarifs, de la garantie de maintien temporaire de la fourniture d'électricité instituée par l'article 43-5 de la loi n°88-1088 du 1^{er} décembre 1988 relative au revenu minimum d'insertion et du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité par l'article 43-6 de la même loi, et en favorisant la maîtrise de la demande d'électricité. [...]

Pour garantir le droit à l'électricité, la mission d'aide à la fourniture d'électricité aux personnes en situation de précarité mentionnée ci-dessus est élargie pour permettre à ces personnes de bénéficier, en fonction de leur situation particulière et pour une durée adaptée,

du dispositif prévu aux articles 43-5 et 43-6 de la loi n°88-1088 du 1^{er} décembre 1988 précitée.

Un décret définit les modalités de cette aide, notamment les critères nationaux d'attribution à respecter par les conventions départementales en fonction des revenus et des besoins effectifs des familles et des personnes visées à l'article 43-5 de la loi n°88-1088 du 1^{er} décembre précitée [...]

Les charges résultant de la mission de cohésion sociale sont réparties entre les organismes de distributions dans les conditions prévues au II de l'article 5 de la présente loi »

L'article 4 introduit la notion de tranche de consommation bénéficiant d'un tarif social :

« [...] 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 ». Un décret précise les conditions d'application du présent alinéa dans le cadre des dispositions de l'article 43-6 de la loi n° 88-1088 du 1^{er} décembre 1988 précitée. »

L'article 5 précise les conditions de financement de cette mission de service public:

« [...] 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 et au 1° du III de l'article 2 en matière de cohésion sociale 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) [...] ;*
- 2) La participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de pauvreté ou de précarité ; [...] »*

Cet article 5 ne mentionne que les dispositions de l'article 2 III, sans citer celles de l'article 4 (électricité produit de première nécessité). Il serait donc légitime de considérer que le coût de cette dernière mesure doit être couvert par les entreprises de distribution, sans aucune péréquation. Ce n'est pas ce qui a été fait dans la suite de ce texte, en attendant des éclaircissements sur ce point.

B.4 Commentaires et propositions

a) Un rôle conforté et étendu des commissions locales, pour étudier les situations personnelles des foyers concernés

La loi conforte le dispositif actuel des conventions pauvreté-précarité, qui est un dispositif essentiellement curatif, traitant le cas des personnes ayant des difficultés de paiement. Dans son article 2, elle précise que les aides doivent être attribuées en fonction de la situation particulière des foyers concernés et pour une durée adaptée. Pour cela, la loi renvoie aux conventions départementales et par conséquent aux commissions locales le soin d'apprécier la situation des personnes touchées en fonction de leur revenu et de leurs besoins

effectifs. Elle introduit néanmoins la notion de critères nationaux d'attribution des aides qui doivent être précisés par décret (article 2).

D'autre part, la loi introduit un volet préventif en instituant une tranche de tarification spéciale « produit de première nécessité » pour les personnes en difficulté. Pour pouvoir bénéficier de ce dispositif, les revenus du foyer doivent être, au regard de la composition familiale, inférieurs à un plafond. Néanmoins, cet article ne fixe pas de critères précis pour définir les personnes, et renvoie aux dispositions de la loi de 1988. **Dans le cadre du dispositif curatif pour les difficultés de paiements, la situation des personnes est appréciée par les commissions « pauvreté précarité ». Il est proposé que ces mêmes commissions traitent également du deuxième volet préventif instaurant une tranche de tarification spéciale.**

Il est également proposé de définir une grille nationale comportant plusieurs modalités, adaptées à la situation particulière des usagers concernés (équipement en chauffage électrique ou non, composition de la famille...).

Les commissions locales seraient ensuite mises à contribution pour apprécier au cas par cas en fonction de la situation personnelle et individuelle de chaque foyer quel est le tarif le mieux adapté et pour quelle durée.

Nous préconisons de retenir une règle suffisamment précise, pour que les commissions départementales ne soient pas submergées de demandes trop éloignées des critères d'attribution, mais néanmoins assez large pour qu'elles continuent à disposer d'une marge d'appréciation, ainsi que le prévoit la loi. Il pourrait s'agir par exemple d'un revenu par unité de consommation du foyer inférieur ou égal au RMI. Le revenu par unité de consommation est un revenu moyen pondéré qui tient compte du nombre de personnes au sein du ménage et des effets d'échelle en fonction de sa taille. Ce type de revenu est celui utilisé par les enquêtes de l'INSEE. Cette proposition devra faire l'objet d'une concertation avec toutes les parties intéressées, et notamment celles contribuant au financement du système (collectivités territoriales, ASSEDIC, caisses d'allocations familiales, etc.).

La loi n'a pas prévu que la tranche de tarification spéciale s'applique de manière automatique à l'ensemble des RMistes. Un tel dispositif aurait eu le mérite d'être d'un fonctionnement plus transparent et moins coûteux en terme de gestion, en évitant, en particulier, l'intermédiaire des commissions locales. Néanmoins une solution de la sorte aurait pu conduire à un impact financier très significatif et à une efficacité relativement faible.

On peut, en effet, évaluer un ordre de grandeur de cet impact en fonction du nombre de bénéficiaires, du taux de réduction et de la taille de la tranche de consommation de première nécessité.

Coût par tranche de 1 000 000 bénéficiaires		Taille de la tranche annuelle (kWh)			
		1 000	1 500	2 000	2 500
Réduction	25 %	150 MF	225 MF	300 MF	375 MF
	40 %	240 MF	360 MF	480 MF	600 MF
	50 %	300 MF	450 MF	600 MF	750 MF

Un tel dispositif qui instaurerait une tranche de 2 500 kWh/an avec une réduction de 50% pour l'ensemble des RMIstes (environ 1.5 millions de foyers) coûterait environ 1.125 MdsF. Malgré son coût, une telle mesure ne serait pas une solution appropriée aux problèmes posés. En effet, 38% des allocataires du RMI sont hébergés et ne paient donc pas, en principe, leur facture d'électricité ; en outre, dans le système actuel, et contrairement aux idées reçues, les commissions traitent parfois des situations de familles ayant des factures d'électricité particulièrement importantes dépassant 10 000 F/an. Cela provient du fait que ces personnes en situation de précarité habitent dans des habitations en situation d'insalubrité et très mal isolées et se chauffent avec des matériels inadaptés. L'instauration d'une tranche à -50% sur 2 500 kWh/an correspond à une réduction de l'ordre de 750 F/an, ce qui n'est pas à la hauteur des problèmes rencontrés sur le terrain. De plus, un lien automatique de l'aide avec le RMI ne ferait qu'augmenter encore le phénomène de trappe à chômage en créant une incitation financière négative supplémentaire à la reprise d'un emploi.

L'instauration d'une tranche sociale qui s'appliquerait de manière systématique et automatique pour résoudre les problèmes les plus difficiles, aurait donc un impact financier important (plus d'un milliard) et, pour résoudre le problème spécifique posé, n'apporterait guère plus que la pratique actuelle dans le cadre du fond pauvreté-précarité (quelques centaines de millions). La loi permet de concentrer l'aide sur les personnes posant le plus de problèmes, sélectionnées à l'issue d'un examen personnalisé, de manière à obtenir une gestion efficace de cette aide et c'est ce qui est proposé.

b) Les modalités de financement

En ce qui concerne le financement du FPE par EDF et les DNN, il résulte de cette première évaluation que la majeure partie des dépenses de ce fonds concerneront l'aspect pauvreté-précarité. Le mécanisme actuel du FPE est basé sur une formule compliquée prenant en compte des longueurs de lignes, nombre de transformateurs, etc. Il a été conçu pour compenser des écarts géographiques de coûts de distribution, et ne peut être utilisé tel quel pour ses nouvelles missions. **Dans un souci de clarté et de bonne gestion, il est proposé de créer une nouvelle tranche du fonds, dédiée au dispositif social. Comme clé de répartition entre les distributeurs, on pourrait retenir le nombre de kWh distribués, ce qui apparaît le plus simple et le plus logique. C'est d'ailleurs ce que la loi a prévu pour la péréquation des coûts de distribution au sein du FPE.**

Il convient de signaler que le fond actuel « pauvreté-précarité » n'est financé qu'à environ 25% par EDF. La loi prévoyant la prise en compte de ce dispositif au sein du FPE qui est financé exclusivement par EDF et les DNN, il pourrait en résulter un désengagement des partenaires actuels (l'Etat, des conseils généraux, des communes, des caisses d'allocations familiales et des associations caritatives).

Pour limiter ce risque, il est proposé que les contributions du fonds de péréquation de l'électricité relative à l'aspect pauvreté-précarité soient attribués aux différentes commissions locales, en deux temps :

- dans un premier temps, les différentes commissions recevraient des versements (qui porteraient sur la majeure partie des sommes disponibles au sein du fonds). Cette contribution serait calculée en fonction des sommes déjà versées par les autres

partenaires. Ce versement serait donc une bonification des efforts locaux et permettrait d'éviter le désengagement des acteurs locaux. Compte tenu du budget 1998, cela aurait conduit à une participation d'EDF à hauteur d'environ 25% du fond.

- dans un deuxième temps, le reliquat des sommes disponibles serait réparti en fonction des manques qui peuvent être constatés en fin d'année dans certains départements.

Il est également proposé que les commissions ne puissent pas effectuer de versements en espèces aux foyers concernés, mais uniquement en nature sous forme par exemple de « bon de réduction » sur la facture d'électricité ou de remboursement direct à EDF de factures impayées afin de garantir l'utilisation effective de l'aide à la fourniture d'électricité, et que l'aide versée, si elle peut être importante dans certains cas, ne soit jamais totale afin de ne pas dissuader les personnes concernées de maîtriser leur consommation d'électrique.

Il serait également souhaitable que le volet prévention portant notamment sur la maîtrise de la demande d'énergie soit développé, en prenant, par exemple, directement en charge des mesures d'économie d'énergie, sous réserve d'une étude de la rentabilité de ces aides.

Le risque d'un tel système est de dériver en admettant de plus en plus d'ayants droit pour des motifs divers. Ainsi, il y aurait des avantages à **fixer un plafond au coût du dispositif pour la collectivité**, comme cela a été décidé pour les télécommunications. Le décret du 13 mai 1997 a en effet plafonné le montant global des aides à 0.8% du chiffre d'affaires du service téléphonique au public. Ce montant est estimé à 1105 MF pour l'année en cours. L'application d'un taux de 1,1 % à la distribution d'électricité serait cohérent avec les modalités préconisées.

Annexe 8 : Convention 1997-2000 relative à la fourniture de gaz et d'électricité aux personnes en situation de pauvreté-précarité

CONVENTION 1997-2000 relative à la fourniture de gaz et d'électricité aux personnes en situation de pauvreté-précarité

CONVENTION Départementale Pauvreté Précarité – Projet de modèle type

Annexe 9 : Les effets de la péréquation tarifaire

La péréquation tarifaire vise à corriger le jeu normal des mécanismes de marché¹³, lesquels tendent à différencier les tarifs en fonction des caractéristiques des consommateurs et notamment de leur localisation géographique. Cette différenciation opérée par le marché est fondée, en général, sur des facteurs économiques : soit ceux qui résultent des coûts, lorsque le coût de la fourniture du bien ou du service considéré varie selon le consommateur, ce qui dans un système économique largement ouvert à l'échange n'apparaît que si les coûts de transport sont élevés ; soit ceux qui résultent des conditions de marché, lorsqu'elles permettent aux entreprises d'exploiter localement une situation de monopole.

L'ouverture d'un secteur à la concurrence permet de réduire ou de supprimer le second facteur de différenciation et de favoriser une homogénéité tarifaire, qui va bien dans le sens de la péréquation. Le premier facteur de différenciation est plus difficilement réductible dès lors que les coûts de transport et en particulier, dans le cas de l'électricité, les coûts de distribution sont très variables.

La mise en œuvre effective de la péréquation tarifaire, comme de toutes les missions de service public, implique donc l'intervention de la puissance publique ou du régulateur, pour en évaluer les charges et mettre en place les mécanismes permettant de les répartir entre les divers opérateurs concernés, ce qui soulève déjà des problèmes délicats. Mais plus fondamentalement se pose la question de la *possibilité de concilier concurrence et péréquation tarifaire*, c'est-à-dire de s'assurer que les mécanismes de péréquation tarifaire ne restreignent pas abusivement l'ouverture à la concurrence ou n'en obèrent pas les bienfaits attendus.

Il convient, en effet, de garder à l'esprit que la concurrence a deux vertus essentielles : d'une part exercer une pression à la baisse sur les prix, en incitant les entreprises à réaliser effectivement les gains de productivité potentiels et à les transférer aux consommateurs ; d'autre part diversifier l'offre –face à une demande elle-même diversifiée- et par suite diversifier les tarifs. Cette diversification tarifaire, mise en œuvre à grande échelle notamment dans le transport aérien¹⁴ et plus récemment dans la téléphonie mobile, permet de capter le plus grand nombre d'utilisateurs en rendant accessible à chacun d'eux le tarif le mieux adapté à ses besoins, et va bien dans le sens de l'efficacité économique. Elle ne peut être considérée comme une discrimination tarifaire dans la mesure où le même " menu " tarifaire est offert à tous les utilisateurs, chacun effectuant sa propre sélection (" auto-sélection "). Pour que les consommateurs bénéficient pleinement de l'ouverture à la concurrence, il est essentiel de laisser aux entreprises la plus grande souplesse tarifaire et, sans confondre discrimination et diversification, de bien définir ce qui relève de l'une et de l'autre.

En raison du coût potentiel élevé de la péréquation tarifaire, il convient d'en apprécier et, si possible, d'en quantifier les effets économiques : c'est l'objet de la première partie. La deuxième partie examinera les différentes activités électriques où peut s'exercer la péréquation tarifaire, en distinguant notamment celles qui relèvent d'un monopole naturel de

¹³ Ou de mécanismes qui simulent le marché, comme c'est le cas avec le principe dit de tarification au coût marginal appliqué par les entreprises publiques en situation de monopole.

¹⁴ Avec la technique dite du " yield management "

celles qui relèvent d'une organisation concurrentielle de marché. En conclusion, seront formulées un certain nombre de recommandations.

A L'analyse économique de la péréquation tarifaire

Dans un marché concurrentiel, le système de prix est, comme il a été rappelé précédemment, nécessairement différencié : un producteur qui aurait des tarifs péréqués verrait sa clientèle "écrémée" par ses concurrents. La péréquation tarifaire ne peut donc être instituée durablement que dans le cas d'une production assurée par un monopole, comme c'est le cas actuellement dans le secteur de l'électricité (encore que l'existence d'un monopole n'implique pas pour autant la péréquation tarifaire comme le montre le cas de la distribution du gaz), ou par l'institution de mécanismes de compensations qui peuvent impliquer des coûts d'information et, par suite, de gestion relativement élevés.

La péréquation tarifaire peut, dans certains cas, s'imposer d'elle-même pour des considérations de gestion ou de coût d'information, soit que les différences effectives de coût soient minimales, soit qu'il soit difficile de les mesurer avec précision, ce qui peut être le cas dans les activités de distribution par un réseau.

En France, dans le cas de l'électricité, ce sont principalement des considérations de cette nature qui ont conduit, après la nationalisation de l'électricité et avec la mise en place d'une tarification basée sur les coûts économiques, à instituer de facto une péréquation géographique des tarifs. En effet, une différenciation géographique des tarifs visant à refléter les écarts de coût de distribution aurait nécessité une décomposition extrêmement fine selon les zones qui était jugée à l'époque non praticable.

Jusqu'à la récente loi sur l'électricité, aucun texte ne prescrivait le principe de la péréquation géographique des tarifs. Celle-ci a cependant été pratiquée, et elle a été tout naturellement étendue aux Départements d'Outre-Mer quand les sociétés d'électricité locales ont été nationalisées à leur tour en 1975.

Le principe de péréquation tarifaire est souvent associé à la notion de service public, et à l'égalité de traitement entre les usagers que ce dernier implique. En fait, selon la jurisprudence même du Conseil d'Etat qui a été conduit à statuer dans le cas des chemins de fer, l'égalité de traitement entre les usagers n'implique en aucune manière la péréquation géographique des tarifs et certains prétendent même que cette dernière la viole. La péréquation tarifaire, qui n'existe pas en France dans les autres services publics et qui, dans le secteur de l'électricité n'est mise en œuvre en dehors de la France qu'en Italie parmi les pays industrialisés, est un acte politique dont il convient, selon les termes de la lettre de mission, de mesurer les effets économiques.

A.1 Les enseignements de la théorie économique

En termes économiques, la péréquation tarifaire peut s'analyser à la fois du point de vue de l'efficacité et du point de vue de l'équité, c'est-à-dire comme moyen potentiel de redistribution entre les citoyens.

Il est communément admis par les économistes que la péréquation a un coût en termes d'efficacité économique. Ce coût résulte de ce que les consommateurs ne répondent pas aux signaux de prix comme ils le feraient avec une tarification concurrentielle ou "optimale": si le prix est inférieur au coût de production, ils expriment une demande supplémentaire qui est coûteuse pour la collectivité car le coût de la fourniture est supérieur à l'utilité qu'ils en

retirent (c'est-à-dire leur consentement à payer). En sens inverse, un prix supérieur dissuade une demande pour laquelle l'utilité est supérieure au coût pour la satisfaire.

La péréquation tarifaire fait apparaître ces coûts d'inefficacité pour les deux catégories d'utilisateurs principalement concernées, ceux qui en "bénéficient" et ceux qui en sont "pénalisés". Mais en même temps, la péréquation réalise un transfert réel d'une catégorie à l'autre, c'est-à-dire exerce un effet redistributif. Si cet effet va dans le sens recherché par les politiques de redistribution, par exemple en faveur des ménages aux revenus les plus modestes, la péréquation peut être un outil efficace, plus efficace éventuellement que d'autres instruments tels la fiscalité, qui eux-mêmes ne sont pas sans coût (de gestion, d'efficacité économique). Si la péréquation est neutre ou va dans le sens opposé à celui visé par les politiques de redistribution, sa justification économique devient bien sûr contestable.

A.1.1 Coût d'efficacité

Le raisonnement économique montre qu'un paramètre important dans l'apparition d'un coût d'efficacité est l'élasticité prix de la demande¹⁵. Si elle est faible, le coût est lui-même faible car l'utilisateur ne modifie guère sa demande. Mathématiquement, pour un utilisateur donné ou une catégorie d'utilisateurs, le coût d'efficacité peut s'exprimer par la formule d'approximation suivante (pour des écarts entre tarif et coût de production pas trop élevés) :

$$C = \frac{1}{2} s (\Delta p)^2$$

avec :

- s : élasticité prix (compensée) de la demande
- Δp : écart entre tarif et coût de production

Pour l'ensemble des utilisateurs, le coût d'efficacité est la somme des coûts :

$$C = \frac{1}{2} \sum s_i (\Delta p_i)^2$$

et il s'agit bien d'un coût (C est négatif, puisque chacun des termes de la somme l'est, quelque soit le signe de l'écart Δp_i).

A.1.2 Effet redistributif

Le surplus du consommateur peut s'exprimer par la formule d'approximation suivante :

$$S_i = -x_i \Delta p_i - \frac{1}{2} s_i (\Delta p_i)^2$$

La péréquation tarifaire entre les consommateurs implique que les écarts entre tarifs et prix, pondérés par les consommations, s'équilibrent c'est-à-dire que :

¹⁵ Pour de plus amples développements, on pourra se reporter à l'annexe 19 de la " Circulaire des Routes " ou à BERNARD A., 1998. " L'utilisation des modèles d'équilibre général calculable pour l'analyse coût-bénéfice et l'évaluation des politiques ", Economie et Prévision, n° 136

$$\sum_i x_i \Delta p_i = 0$$

La redistribution opérée par la péréquation est le montant des réductions de tarif pour la catégorie bénéficiaire, égal en valeur absolue au montant des augmentations de tarif pour les autres consommateurs :

$$T = - \sum_i x_i \Delta p_i \text{ pour } i \text{ tel que } \Delta p_i < 0$$

Il est possible de mesurer l'efficacité technique de la redistribution ainsi opérée par son coût relatif, c'est-à-dire le coût d'efficacité rapporté au montant redistribué :

$$e = - \frac{C}{T}$$

Le caractère véritablement redistributif d'un transfert s'apprécie par le fait qu'il bénéficie effectivement aux catégories visées, c'est-à-dire les ménages aux revenus les plus modestes. Le critère qui s'applique en l'occurrence est le *surplus collectif*, somme des surplus individuels pondérés par les utilités marginales sociales des revenus des consommateurs (I_i), lesquels reflètent les objectifs redistributifs de la collectivité:

$$S = - \sum_i I_i \left[x_i \Delta p_i + \frac{1}{2} s_i (\Delta p_i)^2 \right]$$

Dans le cas où les utilités marginales sont égales¹⁶, c'est-à-dire où il n'y a pas d'objectif redistributif, le surplus collectif est exactement égal au coût d'efficacité tel que défini précédemment et est donc négatif. Si les utilités marginales sont différentes, et en particulier sont décroissantes avec le revenu, le signe du surplus collectif dépendra de l'importance relative des consommations du bien péréqué par les différentes catégories de consommateurs et de leurs élasticités-prix.

A.1.3 Cas du consommateur industriel

Pour les consommateurs industriels, des formules analogues aux précédentes s'appliquent, le surplus étant remplacé par la variation de résultat brut d'exploitation. La justification économique de la péréquation n'est pas alors directement¹⁷ un objectif de redistribution, mais, le plus souvent, un objectif de soutien à l'activité économique ou de développement, par exemple en faveur de régions subissant des "handicaps" du fait de leur situation géographique. La politique dite d'aménagement du territoire fonde nombre de ses actions sur de telles considérations. Il est néanmoins souvent difficile d'en mesurer avec précision la pertinence, et en particulier l'efficacité économique en comparaison d'autres actions plus ciblées visant à lever les obstacles à la croissance et au développement.

¹⁶ Cas d'une fonction d'utilité collective dite "utilitarienne"

¹⁷ Mais, à l'évidence, de manière indirecte.

A.2 La péréquation tarifaire dans la doctrine économique française

L'utilisation du secteur public à des fins de stabilisation macro-économique ou de redistribution, qui était un des piliers de la doctrine économique de la France de l'après-guerre, a été publiquement contestée pour la première fois par le rapport NORA remis au Gouvernement en avril 1967. Le rapport posait comme principe qu'une gestion trop centralisée impliquant des "contraintes mal délibérées" et des "transferts aveugles" présente plus d'inconvénients que d'avantages : *" On peut s'interroger sur l'opportunité d'une politique de redistribution par le moyen de tarifs réduits...L'inconvénient majeur d'une telle politique, c'est qu'elle est aveugle. Choisir des entreprises comme canal de transferts sociaux ou régionaux, c'est risquer d'ignorer les coûts et même les destinataires de ces transferts. Une seule chose est dès lors probable, : c'est qu'à coût égal une politique de redistribution plus efficace serait possible. Ne serait-ce que pour cette seule raison, il serait préférable de recourir, pour réaliser les transferts désirables, à d'autres instruments : ceux qu'offrent la fiscalité, la subvention directe et l'allocation individualisée. "*

Les recommandations du rapport NORA ont largement été suivies et ont, notamment, permis d'arrêter la dérive des comptes des entreprises publiques qu'entraînait le blocage des prix. Les gouvernements successifs n'ont cependant pas remis en cause le principe de péréquation tarifaire là où il s'appliquait, puisque c'est plutôt à une extension à laquelle on a assisté, avec notamment le cas des DOM pour l'électricité.

La doctrine établie par le rapport NORA, qui s'appuyait plus sur le raisonnement que sur l'examen de situations ou d'expériences concrètes, apparaît devoir être amendée en raison des limites des politiques générales de redistribution. Comme le souligne le rapport du Conseil d'Analyse Economique "Service public, secteur public", *" l'on est sans doute plus démuné en matière d'instruments redistributifs que l'on imaginait : la fiscalité générale est souvent rigide, les transferts forfaitaires relèvent de l'idéal théorique...Les contraintes existant sur les instruments généraux de redistribution permettent d'envisager un recours aux politiques sectorielles à cette fin¹⁸ "*.

B Les activités électriques où s'exerce la péréquation

Les missions de service public que le projet de loi sur la "modernisation et le développement du service public de l'électricité" prévoit d'instituer ou de renforcer nécessitent, afin de ne pas créer de distorsions de concurrence entre les opérateurs, des mécanismes de compensation qui peuvent s'analyser comme un système de péréquation. Il convient toutefois de distinguer le domaine de la production de celui de la distribution. Par ailleurs, bien qu'aucun mécanisme de compensation ou de péréquation ne soit prévu en ce qui concerne le transport, il est important d'examiner les conséquences que pourraient avoir des systèmes de tarification plus ou moins forfaitaires, du type timbre poste uniforme, ou au contraire différenciés géographiquement, du type tarification nodale, sachant qu'une telle différenciation a nécessairement des effets sur le prix final payé par le consommateur.

¹⁸ Extrait de l'Annexe A du rapport "Service public, secteur public" du Conseil d'Analyse Economique, déc. 1997, rédigée par D. BUREAU

S'agissant de la production, et bien que le projet de loi ne prévoit d'instituer qu'un seul fonds de compensation, il convient de distinguer les charges liés aux surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, qui relèvent de la même analyse économique que celle de la distribution, des autres charges (obligation d'achat et coûts échoués) qui concernent plus directement le secteur productif et la concurrence entre les producteurs. L'analyse économique des surcoûts liés aux obligations d'achat a été effectuée dans le chapitre relatif aux effets externes et ne sera pas reprise ici.

On examinera donc successivement le transport et la distribution, en distinguant pour cette dernière le territoire continental et les zones non interconnectées.

B.1 Le transport

La tarification du transport soulève des problèmes difficiles, en raison des interrelations étroites avec la production, et est cruciale pour assurer un fonctionnement concurrentiel du secteur électrique. L'appréciation des enjeux et la formulation de recommandations ont fait l'objet d'un rapport spécifique qui a été remis au gouvernement et largement diffusé¹⁹.

Bien que le système de transport de l'électricité soit d'une nature complexe, en raison des lois physiques qui le gouvernent, il peut faire l'objet d'une modélisation permettant, en prenant en compte l'ensemble des contraintes à satisfaire, de déterminer les règles de sa gestion efficace. Celles-ci se matérialisent par une tarification "nodale" de l'électricité, exprimant le prix d'ordre ou le coût d'opportunité de l'électricité en chacun des nœuds du réseau (points d'injection ou de soutirage).

La tarification optimale du transport comporte deux éléments : d'une part une quote-part fixe ou forfaitaire, permettant de couvrir les coûts fixes du transport qui sont très importants ; d'autre part une quote-part variable (dépendant de la localisation géographique), égale à la différence entre le prix nodal et la moyenne des prix nodaux.

Les écarts de prix nodaux reflètent les déséquilibres géographiques entre l'offre et la demande, et peuvent être corrigés soit par des investissements supplémentaires de transport, soit par des délocalisations de la production ou de la consommation. Les prix nodaux jouent donc un rôle de signal fondamental pour orienter les décisions de l'ensemble des intervenants, le gestionnaire de réseau, les producteurs et les usagers finals. Une tarification péréquée, sous forme par exemple d'un timbre-poste uniforme sur l'ensemble du territoire, est donc susceptible d'entraîner des pertes économiques sous diverses formes – surcoûts d'investissements de transport et de production, surcoûts de charges d'exploitation – et par suite un renchérissement de l'électricité pour le consommateur final.

Il semble qu'aucune simulation d'un système de tarification nodale pour la France n'ait encore été effectuée.²⁰ Par suite, il n'est guère possible d'avoir une évaluation tant soit peu précise des surcoûts éventuels, d'autant que l'ouverture du marché à la concurrence peut modifier les flux, de manière certes limitée à court terme mais avec des incidences qui peuvent être significatives sur le réseau. Celui-ci est en effet très sensible à de faibles variations de trafic. De fait, l'on ne sait même pas, en dehors de quelques problèmes de congestion localisés, si le réseau français dispose ou non de réserves de capacité importantes.

¹⁹ Rapport Champsaur.

²⁰ En tout état de cause, si cette évaluation existe, elle n'a pas été communiquée à la mission

Pour fixer des ordres de grandeur, il est intéressant de se reporter à des évaluations étrangères, et en particulier à des résultats de simulation obtenus avec des modèles sur des réseaux étrangers. Un exercice de ce type a notamment été réalisé par l'Administration d'Information de l'Energie²¹, sur le réseau NEPOOL (New England Power Pool), en utilisant le logiciel *PowerWorld*²².

Un aspect important examiné dans l'étude est l'influence de la localisation des centrales et des usines sur la tarification nodale. Dans la situation actuelle, la tarification nodale est très uniforme, avec la quasi-totalité des nœuds se situant dans une fourchette de plus ou moins 0,15 cents par rapport à la moyenne de 2,6 cents par kWh. Le réseau de transport HT de NEPOOL a été effectivement dimensionné pour minimiser la congestion et égaliser les pertes à travers le système. Sa conception a été dictée par la perspective d'installation d'importantes capacités de production en base dans le sud de la Nouvelle Angleterre (Connecticut Yankee et Millstone).

L'hypothèse de la fermeture des centrales nucléaire (deux unités Yankee et trois unités Millstone), avec le remplacement par des capacités équivalentes dans le Nord de la Nouvelle Angleterre, a été testée avec le modèle de simulation du réseau. Le résultat obtenu est que cette décision modifierait la tarification nodale, avec un saut entre le nord et le sud d'environ 0,6 à 0,7 cents.

Des écarts de prix nodaux somme toute relativement modérés peuvent être le signal de désajustements importants entre l'offre et la demande, et il convient donc de permettre aux tarifs du transport de jouer leur rôle de signaux pour l'ensemble des décideurs²³.

B.2 La distribution et la commercialisation

Dans la distribution et la commercialisation, le problème de la péréquation tarifaire nécessite de distinguer d'une part entre catégories d'utilisateurs (consommateurs domestiques ou entreprises), d'autre part entre régions géographiques, selon qu'elles sont interconnectées (métropole continentale) ou non interconnectées (Corse, Départements d'Outre-Mer).

B.2.1 Métropole continentale

La situation actuelle est une péréquation tarifaire géographique, qui n'est d'ailleurs pas totale puisque les tarifs de raccordement au réseau sont déperés. Néanmoins, la péréquation joue à plein pour les renforcements de « départs de lignes » exigés par un accroissement de la puissance souscrite par un petit nombre d'utilisateurs domestiques, qui sont en général et parfois de très loin les plus coûteux.

Il est intéressant d'examiner dans quelle mesure le principe de péréquation tarifaire, prescrit par la loi, conduit à s'écarter effectivement de la vérité des coûts et peut de ce fait entraîner des pertes d'efficacité économique.

²¹ Energy Information Administration, qui dépend du Département de l'Energie américain

²² Cf le rapport de l'EIA " Issues in Midterm Analysis and Forecasting 1998 ", juillet 1998. Il existe d'autres logiciels de réseau, et en particulier le logiciel *DC-Load*, qui a été utilisé en particulier pour mesurer le pouvoir de marché des producteurs et les interactions stratégiques de réseau (W. Hogan, " A Market Power with Strategic Interaction in Electricity Networks ", The Energy Journal, Vol. 18, No. 4, 1997)

²³ Des tarifs de transport qui ne reflètent pas les coûts peuvent aussi être à l'origine d'incitations biaisées à conclure des contrats bilatéraux destinés à tirer parti de la cogestion (cf Hogan, « Restructuring the Electricity Market : Institutions for Networks Systems », Avril 1999.

Selon le rapport du groupe de travail²⁴ du Commissariat Général du Plan présidé par Jean BERGOUGNOUX, “ dans un système électrique fortement interconnecté, irriguant une zone d'étendue raisonnable, et dans lequel les investissements ont pu être développés de manière cohérente, les coûts du kWh au niveau du réseau à très haute tension sont peu différenciés d'une région à l'autre, surtout si l'on raisonne par référence au prix de vente moyen du kWh basse tension. Par contre les coûts de distribution du kWh peuvent varier fortement selon les circonstances locales : densité de consommation, forme d'habitat, nature et encombrement du sous-sol lorsque les réseaux sont souterrains. Dans le cas de la France continentale, une déperéquation géographique pertinente ne serait donc pas une déperéquation par grandes régions mais supposerait un découpage fin du territoire en fonction de ses caractéristiques électriques ”.

Ce découpage est considéré par le même rapport comme “ guère praticable ”, et d'ailleurs sans effet notable du point de vue de l'efficacité économique du fait de “ la relative inélasticité des comportements des petits consommateurs ”.

L'on ne dispose que de peu de données chiffrées ou d'évaluations permettant d'apprécier les différences de coût de distribution entre caractéristiques électriques, et en particulier entre formes et densités d'habitat, et par suite l'ampleur des transferts ainsi opérés entre usagers (transferts qui sont réels, même si le coût d'inefficacité était limité en raison d'une faible élasticité de la demande).

La péréquation tarifaire a des effets structurants, tant sur la production que sur l'organisation de la distribution. Comme le souligne le rapport MARTIN sur la maîtrise de l'énergie²⁵, d'une part “ la péréquation des tarifs de vente a supprimé les niches géographiques où des énergies renouvelables pourraient fournir de l'énergie thermique moins coûteuse que l'électricité (solaire thermique et bois) ” ; d'autre part : “ les mécanismes de financement de l'électrification rurale (par le FACE) ont continué, après 1973, à privilégier les développements et renforcements de réseaux au détriment du recours à la production décentralisée d'électricité dans de nombreux sites où celle-ci était pourtant moins coûteuse. Une inflexion dans la politique suivie n'est intervenue qu'à partir de 1993 dans le cadre d'une convention entre EDF et l'ADEME... ”.

Le caractère redistributif de la péréquation tarifaire sur le territoire de la métropole continentale apparaît, par ailleurs, extrêmement contestable, si l'on prend en considération le fait qu'elle bénéficie, pour une très large part, à des occupants de résidences secondaires, qui ne sont pas parmi les catégories de la population française celle qui nécessite une aide de la collectivité nationale. Selon le rapport du « Comité de l'inventaire des besoins d'investissement de l'électrification rurale », présidé également par Yves MARTIN, le coût de renforcement par abonné peut atteindre 400 000F, pour des usages non spécifiques et peu fréquents (un petit nombre de week-ends par an) mais faisant appel à des puissances très élevées (jusqu'à 32 kW). Si, en plus, ces résidences secondaires bénéficient du tarif « contrat interruptible », le coût supporté par la collectivité est énorme, sans qu'aucune justification économique ou sociale puisse être mise en avant.

Le rapport BERGOUGNOUX reconnaît lui aussi l'effet structurant de la péréquation sur l'organisation de la distribution qui “ s'accommode mal d'une multiplicité de

²⁴ Groupe “ régulation des services publics en réseaux”, rapport sur le secteur électrique, version du 20/07/99

²⁵ “ La maîtrise de l'énergie - Rapport d'évaluation ”; Rapport de l'instance d'évaluation présidée par l'Ingénieur Général des Mines Yves MARTIN. Janvier 1998.

concessionnaires. Péréquation tarifaire et (quasi)-unicité du distributeur sont intimement liés. ”.

L'enjeu principal de la péréquation est l'ouverture plus large que celle actuellement prévue par la loi et qui verrait reconnaître le statut d'éligibles aux distributeurs indépendants, ce qui, par effet de “concurrence par comparaison”, se propagerait à l'ensemble de la distribution sous la pression des collectivités concédantes. Cette ouverture du marché (qui pourrait devenir complète si tous les consommateurs deviennent éligibles) n'est pas compatible avec une définition stricte de la péréquation tarifaire.

De tels obstacles mis à l'ouverture du marché pourraient se révéler même contre-productifs à l'égard de l'objectif visé si, in fine, les usagers “bénéficiaires” de la péréquation étaient eux-mêmes perdants (dans le cas où la baisse de tarif que permettrait l'ouverture à la concurrence était supérieure à l'avantage que procure la péréquation).

Il convient dès lors de distinguer nettement la distribution “physique” (les fils), qui constitue un monopole naturel local, et qui peut donner lieu à péréquation tarifaire, et la commercialisation qui est susceptible d'être ouverte à la concurrence et pour laquelle la péréquation ne se justifie pas. Dans une telle organisation, la péréquation ne serait pas totale puisque des prix différents s'observeraient entre zones géographiques, mais on peut penser que peu d'usagers se trouveraient lésés par rapport à une situation de péréquation totale.

Les considérations ci-dessus ne s'appliquent pas qu'aux ménages, elles concernent également les entreprises qui ne sont pas éligibles. Pour ces dernières, la péréquation tarifaire pourrait avoir des effets sur la compétitivité et, par suite, sur l'emploi et l'activité économique : des effets positifs pour les entreprises bénéficiaires, mais qui sont relativement limités car les activités correspondantes sont principalement des services ou de l'artisanat peu susceptibles de délocalisation ; des effets négatifs pour les autres entreprises, effets qui peuvent ne pas être négligeables notamment, pour les entreprises fortement consommatrices d'électricité et qui pourraient conduire à des délocalisations vers d'autres pays. Un examen plus approfondi est nécessaire, et la réalisation d'études monographiques sur le sujet est vivement recommandée.

B.2.2 Régions non interconnectées

La péréquation tarifaire concernant les régions non interconnectées au réseau continental consiste en un alignement des tarifs sur ceux de la France continentale. Pour de nombreuses raisons qui sont examinées en détail dans un autre chapitre du rapport, les coûts de production dans ces régions sont en moyenne deux fois plus élevés, et l'alignement des tarifs sur ceux de la France continentale se traduit pour les consommateurs de cette dernière par une augmentation de prix d'environ 1,6% en moyenne.

Il convient de noter des différences importantes entre les régions concernées. L'une – la Réunion – a vu le développement de moyens de production adaptés (hydraulique, usage de la bagasse comme combustible) de sorte que le surcoût est relativement réduit (environ 65%). Une autre (la Corse) pourrait être connectée au réseau français continental ; même en tenant compte de la charge que représente l'amortissement du câble sous-marin, ceci éliminerait la plus grande partie du déficit actuel. L'appréciation économique de la péréquation tarifaire

mériterait donc un examen adapté à la situation de chaque territoire, mais les délais de remise du présent rapport n'ont pas permis d'y procéder.

B.2.2.1 La péréquation comme outil de redistribution entre les ménages

La consommation d'électricité se caractérise par une décroissance sensible de sa part dans le budget des ménages en fonction du revenu (plus exactement du total des dépenses). De l'ordre de 2,2 à 2,5% pour les ménages les plus modestes, cette part n'est plus que de 1% pour les ménages les plus aisés²⁶. Cette distribution, observée en France continentale, se retrouve dans les DOM où les enquêtes "Budget des Famille" de l'INSEE sont effectuées. Agir sur les tarifs de l'électricité peut ainsi constituer un outil de redistribution, d'autant que l'élasticité prix est considérée comme relativement faible (mais les études précises sur la question font défaut, de même que celles concernant l'effet revenu).

La consommation d'électricité des ménages dans les DOM est, à l'évidence, supérieure à celle qui résulterait d'une tarification conforme à la vérité des prix. Elle tend, par ailleurs, à croître à un rythme soutenu, sensiblement supérieur à celui de la métropole. Le niveau plus faible de prix encourage la "surconsommation", notamment le développement des usages non captifs ou d'usages captifs dont le subventionnement est discutable (comme le conditionnement d'air), et dissuade la réalisation d'investissements d'économie d'énergie qui seraient économiquement rentables pour la collectivité comme l'équipement en chauffe-eau solaire.

a) Coût d'efficacité de la péréquation

La péréquation tarifaire entre la France continentale et les DOM opère une redistribution importante qui peut se chiffrer, en se limitant aux trois DOM pour lesquelles l'on dispose de données, à 880 millions de F.

Le coût de cette redistribution, en termes de perte d'efficacité, s'évalue à 207 millions de F dans l'hypothèse d'une élasticité prix de $-0,4$ et 310 millions avec une élasticité de $-0,6$ (application des formules données au A.1.1).

Une partie du surcoût pourrait être éliminée par des politiques d'économie d'énergie appropriées, et en particulier la promotion du chauffe-eau solaire. Selon les évaluations du rapport MARTIN, une subvention de l'ordre de 6000 F par chauffe-eau solaire installé (pour un prix de l'ordre de 10000 F) permettrait la généralisation de son emploi à la place des chauffe-eau électriques, avec un enjeu non négligeable : la croissance du parc de chauffe-eau électriques engendre en effet une croissance annuelle de la puissance appelée en pointe de l'ordre de 10 MW, soit 2% de la puissance installée.

Depuis le début 1996, une telle action a été lancée dans les DOM en utilisant les dispositions fiscales de la loi PONS, et a montré son efficacité puisqu'elle a engendré aux Antilles et à la Réunion des commandes de 5500 chauffe-eau solaires par an contre 1500 auparavant. Le rapport MARTIN juge que cette expérience est très coûteuse pour l'Etat, mais qu'elle "montre à quel point la politique menée en matière de tarif de l'électricité a handicapé le développement des énergies renouvelables".

²⁶ Selon la nomenclature de classes de revenus retenue par l'INSEE pour les enquêtes budgets des familles.

b) Effet redistributif

En rapportant le coût d'efficacité de la redistribution tel qu'évalué ci-dessus au montant du transfert, on obtient que le coût de la redistribution par la péréquation tarifaire se situe donc entre 24 et 35%. Bien que l'on ne dispose pas de référence comparative, ce coût apparaît élevé et on pourrait en effet raisonnablement penser que d'autres politiques redistributives mieux ciblées permettraient d'atteindre le même objectif à un coût sensiblement moindre.

Les transferts entre la métropole et les DOM, opérés par l'ensemble des politiques menées en faveur de ces derniers, sont déjà importants si l'on en juge par la forte réduction des écarts de niveau de vie moyens : alors que le PIB par tête n'est que de l'ordre de la moitié de celui de la métropole, les écarts de dépenses annuelles moyennes par tête²⁷ sont beaucoup plus réduits, comme le font apparaître les tableaux de l'annexe : 18% pour la Guadeloupe, 15% pour la Guyane et 12% pour la Martinique. Si l'on prend en compte une échelle des utilités marginales sociales des revenus inversement proportionnelle au niveau des dépenses annuelles moyennes des ménages (soit respectivement 1,22 ; 1,18 et 1,14 en normant à 1 la métropole), on obtient que le *surplus collectif est nettement négatif pour les valeurs de l'élasticité prix dans la fourchette -0,4 à -0,6*.

Il faudrait certes tenir compte du "coût de la vie" qui, dans les DOM, peut différer sensiblement de celui de la métropole. Selon des indications fournies par la Direction Régionale de l'INSEE, un écart d'une quinzaine de points entre les DOM et la métropole est généralement admis. Dans cette hypothèse, et pour la valeur intermédiaire de -0,5 de l'élasticité prix de l'électricité, le surplus collectif serait approximativement équilibré²⁸, ce qui signifie que la péréquation tarifaire passerait tout juste ce test de critère redistributif.

B.2.2.2 La péréquation au bénéfice des entreprises

Les entreprises implantées dans les DOM et en Corse bénéficient, comme les ménages, de tarifs de l'électricité très inférieurs aux coûts de production. Comme dans le cas de la France continentale, il n'y a pratiquement pas d'étude permettant de mesurer les effets de la péréquation tarifaire et de les comparer à d'autres actions visant le même objectif.

A la suite des demandes d'information formulées par la mission auprès des Directions Régionales de l'INSEE, une note sur les "conséquences potentielles d'une libération du marché de l'électricité à la Réunion" a été rédigée par le service compétent.

Sans apporter d'éléments chiffrés, l'auteur de la note considère que la suppression du mécanisme de péréquation et le renchérissement de l'électricité qui en résulterait pour les entreprises conduiraient à remettre en cause certains choix dans l'industrie et l'agriculture. La conclusion de l'analyse effectuée est la suivante :

" Contrairement à la métropole, il n'existe pas à la Réunion d'industrie grosse consommatrice d'électricité comme la fabrication d'aluminium. Les sucreries, principales industries, produisent leur propre électricité. Pour autant, une hausse du prix du kWh augmenterait les coûts de la plupart des productions locales. Les industriels n'auraient d'autre choix que de réduire leurs marges, et certaines productions auront sans doute besoin d'aides supplémentaires sous peine de disparaître. La quantification de ces difficultés (secteurs et nombre d'emplois concernés) ne peut être menée que par les chambres

²⁷ Plus exactement par "unité de consommation". L'échelle pour les UC est celle d'Oxford : chef de famille = 1 ; autre adulte (ie. 14 ans et +) = 0,7 ; enfant (< 14 ans) = 0,5.

²⁸ Toujours en retenant la loi « logarithmique » des utilités marginales inversement proportionnelles au revenu.

professionnelles : les enquêtes que l'INSEE mène auprès des entreprises ne permettent pas d'isoler les dépenses en électricité.

L'agriculture constitue un cas spécifique, puisqu'elle utilise une quantité croissante d'électricité à des fins de pompage (18 % de la consommation d'électricité haute tension en 1998). Une forte hausse des tarifs de l'électricité mettrait en difficulté l'ensemble du secteur, avec des disparités notables sur le département. L'éventuelle construction de retenues d'eau supplémentaires pour produire de l'électricité devrait ainsi également tenir compte des besoins en eau de l'agriculture, de façon à limiter le recours aux pompes. ”

Une analyse comparable devrait vraisemblablement s'appliquer aux autres DOM. Un secteur qui mérite un examen approfondi est le tourisme, dont l'activité hôtelière bénéficie de la péréquation tarifaire de l'électricité, et qui est en situation de forte concurrence internationale.

C Eléments de synthèse

Comme pour les autres secteurs de service gérés par une entreprise publique en situation de monopole, l'ouverture à la concurrence du secteur de l'électricité est susceptible d'apporter des gains importants aux consommateurs, d'une part par une baisse des prix qui répercute la pression exercée sur les coûts, d'autre part par la diversification de l'offre et l'émergence d'opérateurs aptes à fournir à chaque segment de clientèle un ensemble de services répondant à ses besoins. De tels progrès, qui doivent bénéficier à tous les consommateurs, ne pourront se matérialiser que si les opérateurs disposent d'une grande liberté tarifaire, c'est-à-dire si des contraintes ne sont pas imposées abusivement sur la formation des prix.

L'intervention de la puissance publique ou du régulateur sur la fixation des prix ne peut dans ces conditions se justifier que dans deux circonstances²⁹. D'une part, pour les activités qui relèvent d'un monopole naturel et qui resteront assurées par un opérateur unique, à savoir le transport et la distribution locale (au sens physique). Mais *rien a priori n'impose que pour ces activités il y ait péréquation, c'est-à-dire que le tarif soit homogène sur l'ensemble du territoire. En particulier, un tarif de transport indifférencié ne signifierait pas aux opérateurs les déséquilibres entre l'offre et la demande existant entre les zones géographiques et les opportunités de localisation industrielle ou d'investissement rentables pour la collectivité.*

L'intervention du régulateur est, d'autre part, justifiée afin que soit assuré, comme le prévoit la loi de modernisation et de développement du service public de l'électricité dans son article 2, “ sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui ne sont pas éligibles en concourant à la cohésion sociale, au moyen de la péréquation géographique nationale des tarifs ”. Mais concilier efficacité économique, équité et service public, dans une activité où coexistent des éléments de production concurrentielle et de monopole naturel, est particulièrement difficile. A cela s'ajoute la particularité que la consommation d'électricité comprend à la fois des usages spécifiques, qui relèvent véritablement d'une mission de service public, et des usages thermiques pour lesquels l'électricité est en concurrence avec

²⁹ En dehors des interventions courantes du régulateur sur la surveillance du marché, et notamment lorsque les prix traduisent une absence de concurrence et donc l'exercice d'un pouvoir de marché, mais elles n'affectent pas directement les mécanismes de péréquation.

d'autres produits énergétiques qui ne sont pas considérés comme relevant d'une mission de service public et dont les prix ne sont pas péréqués.

Le problème de la péréquation tarifaire recouvre en fait *deux situations très différentes*. Dans les zones qui ne sont pas interconnectées au réseau de la métropole continentale, des surcoûts de production importants se manifestent pour des raisons bien identifiées et qui devraient subsister durablement. Ces surcoûts peuvent en partie être réduits, par interconnection au réseau continental lorsque ceci est techniquement possible, et par des incitations suffisamment fortes à utiliser les énergies renouvelables quand ces dernières pourraient être économiquement plus efficaces. Pour les autres usages, et en particulier les usages spécifiques, la péréquation tarifaire, c'est-à-dire l'alignement des tarifs sur ceux de la métropole, *répond assez bien à un objectif de redistribution entre la métropole et des régions moins riches et moins développées, encore que le coût en termes de perte d'efficacité économique soit élevé bien que difficilement comparable, en l'absence d'éléments de comparaison, avec les autres instruments de redistribution.*

La péréquation tarifaire sur le territoire de la métropole continentale ne relève pas de la même économie générale. Les coûts de production sont relativement homogènes sur l'ensemble du territoire et les coûts de transport, même avec une tarification géographique différenciée (tarification nodale), ne varieraient pas au point d'affecter de manière significative les tarifs pour les usagers non éligibles (pour lesquels ils représentent une part faible). La différenciation des coûts provient essentiellement des coûts de distribution, notamment entre les zones urbaines et denses et les zones rurales et dispersées.

Contrairement au cas des Départements d'Outre-Mer pour lesquels le caractère redistributif de la péréquation tarifaire n'est pas contestable (ce qui ne veut pas dire que l'objectif ne puisse pas être atteint à moindre coût par d'autres moyens), son caractère redistributif sur le territoire continental n'est pas évident. Il n'est pas certain non plus qu'elle aide à maintenir l'activité et les services, publics et privés, indispensables à la vie sociale dans les zones rurales peu denses.

La péréquation tarifaire a enfin des effets structurels qui peuvent limiter les bénéfices à attendre de l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité pour les consommateurs qui ne seront pas, dans l'immédiat, éligibles.

En effet, à court terme, la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles restera assurée pour l'essentiel par l'entreprise publique (et marginalement par les distributeurs non nationalisés qui ne sont pas éligibles) et celle-ci pourra assurer la péréquation tarifaire, dans les mêmes conditions qu'actuellement, sous le contrôle du régulateur.

A long terme, il est possible que la fonction de distribution se scinde entre la fonction commerciale, ouverte à la concurrence, et la fonction de transport, en situation de monopole local. C'est sur cette fonction qu'une péréquation tarifaire pourrait (ou devrait) se maintenir, laissant aux autres activités une liberté dans la fixation des prix.

Dépense annuelle moyenne par ménage, selon le revenu par unité de consommation (Source : enquête « Budget de Famille » 1995)

France continentale

Nomenclature des dépenses	moins de	de 42 000	de 55 000	de 67 000	de 82 000	de 100 000	130 000	Ensemble
	42 000	à 54 999	à 66 999	à 81 999	à 99 999	à 129 999	et plus	
Alimentation	25687	29907	31993	33733	37201	38641	46067	34931
Habillement	6011	6291	7260	7864	9693	11021	16207	9303
Habitation	32746	39206	44731	48910	57340	61913	85982	53509
dont : Électricité	2593	2985	3094	3189	3103	3357	3510	3126
Hygiène, soins personnels	6659	8756	10407	10979	14713	15255	17248	12081
Transports, télécomm.	13703	18086	20699	22206	26352	32158	37125	24537
Culture et loisirs	8581	9611	11042	11168	13346	15168	18788	12626
Divers	16103	21174	24975	32147	42833	55820	112976	44824
Dépenses totales	109490	133031	151107	167007	201478	229976	334393	191811

En pourcentage

Alimentation	23.46	22.48	21.17	20.20	18.46	16.80	13.78	18.21
Habillement	5.49	4.73	4.80	4.71	4.81	4.79	4.85	4.85
Habitation	29.91	29.47	29.60	29.29	28.46	26.92	25.71	27.90
dont : Électricité	2.37	2.24	2.05	1.91	1.54	1.46	1.05	1.63
Hygiène, soins personnels	6.08	6.58	6.89	6.57	7.30	6.63	5.16	6.30
Transports, télécomm.	12.52	13.60	13.70	13.30	13.08	13.98	11.10	12.79
Culture et loisirs	7.84	7.22	7.31	6.69	6.62	6.60	5.62	6.58
Divers	14.71	15.92	16.53	19.25	21.26	24.27	33.79	23.37
Dépenses totales	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Guadeloupe

Nomenclature des dépenses	moins de	de 42 000	de 55 000	de 67 000	de 82 000	de 100 000	130 000	Ensemble
	42 000	à 54 999	à 66 999	à 81 999	à 99 999	à 129 999	et plus	
Alimentation	28859	31618	34815	36623	41188	51857	42850	33413
Habillement	7660	9810	11208	9509	12561	12789	9236	8978
Habitation	25035	38847	47116	47629	63596	75571	91801	40957
dont : Électricité	2206	2511	2454	2814	2696	3151	3373	2490
Hygiène, soins personnels	7376	7658	11099	11796	8006	16483	14116	9209
Transports, télécomm.	12380	23153	30117	28981	35662	48769	41337	22068
Culture et loisirs	4042	5251	6563	8676	10517	20272	12481	6743
Divers	14295	30118	39196	44040	61464	84396	108260	35291
Dépenses totales	99647	146455	180114	187254	232994	310137	320081	156659

En pourcentage

Alimentation	28.96	21.59	19.33	19.56	17.68	16.72	13.39	21.33
Habillement	7.69	6.70	6.22	5.08	5.39	4.12	2.89	5.73
Habitation	25.12	26.52	26.16	25.44	27.30	24.37	28.68	26.14
dont : Électricité	2.21	1.71	1.36	1.50	1.16	1.02	1.05	1.59
Hygiène, soins personnels	7.40	5.23	6.16	6.30	3.44	5.31	4.41	5.88
Transports, télécomm.	12.42	15.81	16.72	15.48	15.31	15.72	12.91	14.09
Culture et loisirs	4.06	3.59	3.64	4.63	4.51	6.54	3.90	4.30
Divers	14.35	20.56	21.76	23.52	26.38	27.21	33.82	22.53
Dépenses totales	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Guyane

Nomenclature des dépenses	moins de	de 42 000	de 55 000	de 67 000	de 82 000	de 100 000	130 000	Ensemble
	42 000	à 54 999	à 66 999	à 81 999	à 99 999	à 129 999	et plus	
Alimentation	27054	28221	36349	36623	41561	44750	59851	38476
Habillement	7600	4356	6671	6513	6662	10461	9130	7531
Habitation	20833	30698	46375	43236	46707	62303	58975	40072
dont : Électricité	2188	2749	3064	2925	2728	3611	3355	2809
Hygiène, soins personnels	3258	8228	6597	9130	8032	6587	10645	6919
Transports, télécomm.	10137	9343	20640	20363	25628	20634	37071	19784
Culture et loisirs	5129	5648	14192	7790	10093	10953	18756	9938
Divers	12427	14489	36923	34266	45590	52629	92796	39813
Dépenses totales	86438	100983	167747	157921	184273	208317	287224	162533

En pourcentage

Alimentation	31.30	27.95	21.67	23.19	22.55	21.48	20.84	23.67
Habillement	8.79	4.31	3.98	4.12	3.62	5.02	3.18	4.63
Habitation	24.10	30.40	27.65	27.38	25.35	29.91	20.53	24.65
dont : Électricité	2.53	2.72	1.83	1.85	1.48	1.73	1.17	1.73
Hygiène, soins personnels	3.77	8.15	3.93	5.78	4.36	3.16	3.71	4.26
Transports, télécomm.	11.73	9.25	12.30	12.89	13.91	9.91	12.91	12.17
Culture et loisirs	5.93	5.59	8.46	4.93	5.48	5.26	6.53	6.11
Divers	14.38	14.35	22.01	21.70	24.74	25.26	32.31	24.50
Dépenses totales	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Martinique

Nomenclature des dépenses	moins de	de 42 000	de 55 000	de 67 000	de 82 000	de 100 000	130 000	Ensemble
	42 000	à 54 999	à 66 999	à 81 999	à 99 999	à 129 999	et plus	
Alimentation	30963	28383	29955	28441	34190	41975	49111	33539
Habillement	6307	6931	9430	8452	10889	13665	13954	8609
Habitation	22137	29703	34368	46874	89312	78665	93557	43210
dont : Électricité	2315	2876	2487	2435	2762	3608	3572	2695
Hygiène, soins personnels	9019	8275	9461	8523	7056	10947	12018	9315
Transports, télécomm.	13353	22714	29622	29128	56621	32509	48677	25460
Culture et loisirs	5334	5731	9729	11011	9899	13904	19360	8859
Divers	13703	22829	34280	50783	46263	68825	123515	39087
Dépenses totales	100816	124566	156845	183212	254230	260490	360192	168079

En pourcentage

Alimentation	30.71	22.79	19.10	15.52	13.45	16.11	13.63	19.95
Habillement	6.26	5.56	6.01	4.61	4.28	5.25	3.87	5.12
Habitation	21.96	23.85	21.91	25.58	35.13	30.20	25.97	25.71
dont : Électricité	2.30	2.31	1.59	1.33	1.09	1.39	0.99	1.60
Hygiène, soins personnels	8.95	6.64	6.03	4.65	2.78	4.20	3.34	5.54
Transports, télécomm.	13.24	18.23	18.89	15.90	22.27	12.48	13.51	15.15
Culture et loisirs	5.29	4.60	6.20	6.01	3.89	5.34	5.37	5.27
Divers	13.59	18.33	21.86	27.72	18.20	26.42	34.29	23.26
Dépenses totales	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Annexe 10 : Obligation d'achat et coûts évités

Résumé des propositions :

<p>Au titre de l'obligation d'achat prescrite par l'article 10 de la loi, EDF achèterait l'électricité, au point de livraison de l'installation du producteur indépendant, au prix auquel il facturerait la même fourniture livrée au même endroit, après déduction de la part de coût de transport revenant au producteur (tarif d'injection). Le prix de l'énergie serait celui du tarif de vente pour la puissance concernée et la prime fixe serait calculée sur la base de la fourniture garantie par le producteur.</p>
<p>Les dispositions de l'article 10 permettraient ainsi d'offrir un débouché aux producteurs indépendants qui pourraient vendre à EDF et aux DNN aux prix définis ci-dessus, correspondant à la valeur économique de l'électricité. Il n'y aurait donc pas dans ce cas de charges de service public à compenser.</p>
<p>L'article 8 serait utilisé pour promouvoir les énergies ou techniques que le Gouvernement souhaite développer, en acceptant éventuellement des surcoûts. Le montant des charges de service public serait alors calculé par différence entre les prix d'achat résultant des appels d'offres et les prix définis plus haut pour l'article 10.</p>
<p>Bien entendu, les contrats d'achats d'électricité conclus ou négociés avant la publication de la nouvelle loi, notamment les contrats "97-01", resteraient en vigueur, conformément aux dispositions de l'article 50. Les charges de service public correspondantes, calculées par différence entre le prix contractuel et celui défini pour l'article 10, feraient l'objet de la compensation dans les conditions prévues à l'article 5.</p>
<p>Afin de favoriser l'émergence effective d'une demande nouvelle pouvant satisfaire l'offre de différents autoproducteurs, il sera proposé d'organiser un marché de l'électricité d'ajustement instantané qui serait ouvert à tous les producteurs. Ce marché permettrait au GRT de gérer de manière transparente les besoins d'électricité pour les ajustements en cours de journée et ouvrirait par ailleurs d'autres débouchés que les clients éligibles aux producteurs indépendants.</p>

Le chapitre A explicite la notion d'obligation d'achat et permet d'aboutir à la proposition consistant à appliquer exclusivement l'article 8 (appel d'offres) pour les modes de production que les pouvoirs publics jugent insuffisamment développés et à proposer un prix de reprise pour l'obligation d'achat automatique (article 10), proche d'un prix de marché, en prenant en compte les coûts évités par EDF.

Le chapitre B analyse la façon de calculer les coûts évités par EDF et aboutit à la proposition de retenir le tarif de vente d'EDF diminué du tarif d'injection.

Le chapitre C développe l'exemple de la production d'électricité par cogénération qui relève, selon notre proposition, de l'obligation d'achat automatique au sein de l'article 10.

Le chapitre D développe l'exemple de la production d'électricité éolienne qui relève, selon notre proposition, de l'obligation d'achat découlant d'un appel d'offres (article 8).

A L'obligation d'achat

A.1 Les dispositions de la loi

L'article 10 de la loi fixe les obligations d'achat de la façon suivante :

« Sous réserve de la nécessité de préserver le bon fonctionnement des réseaux, Electricité de France et, [...] les distributeurs non nationalisés [...] sont tenus de conclure, si les producteurs intéressés en font la demande, un contrat pour l'achat d'électricité produite sur le territoire national par :

- 1) Les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés [...] ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur ; dans ce dernier cas, la puissance installée de ces installations doit être en rapport avec la taille du réseau existant ou à créer ;*
- 2) Les installations dont la puissance installée par site de production n'excède pas 12 mégawatts qui utilisent des énergies renouvelables ou qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération, lorsque ces installations ne peuvent trouver des clients éligibles dans des conditions économiques raisonnables au regard du degré d'ouverture du marché national de l'électricité. Un décret en Conseil d'Etat fixe, par catégorie d'installation, les limites de puissance installée par site de production des installations qui peuvent bénéficier de cette obligation d'achat. Ces limites sont révisées pour prendre en compte l'ouverture progressive du marché national de l'électricité.*

[...] Sous réserve du maintien des contrats en cours et des dispositions de l'article 50, l'obligation de conclure un contrat d'achat prévu au présent article peut être partiellement ou totalement suspendue par décret, pour une durée qui ne peut excéder dix ans, si cette obligation ne répond plus aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements.

Les contrats conclus en application du présent article par Electricité de France et les distributeurs non nationalisés [...] prévoient des conditions d'achat prenant en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par ces acheteurs. Les conditions d'achat font l'objet d'une révision périodique afin de tenir compte de l'évolution des coûts évités et des charges mentionnées au I de l'article 5. »

L'article 8 permet à la puissance publique de mettre en place des appels d'offres spécifiques pour un type de production donné. Dans ce cas, EDF ou les DNN sont alors obligé de racheter l'électricité produite :

*« Lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, notamment ceux concernant les techniques de production et la localisation géographique des installations, le ministre chargé de l'énergie peut recourir à la **procédure d'appel d'offres**. [...] »*

Après avoir recueilli l'avis motivé de la Commission de régulation de l'électricité, le ministre de l'énergie désigne le ou les candidats retenus à la suite d'un appel d'offres. [...] Il a la faculté de ne pas donner suite à l'appel d'offres. [...]

*Lorsqu'ils ne sont pas retenus, **Electricité de France et**, dans le cadre de leur objet légal dès lors que les installations de production sont raccordées à leur réseau de distribution, **les distributeurs non nationalisés [...]** sont tenus de conclure dans les conditions fixées par l'appel d'offres, un contrat d'achat de l'électricité avec le candidat retenu, en tenant compte du résultat de l'appel d'offres. [...] »*

L'article 5 précise les modalités de remboursement de cette mission de service public :

« Les charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité sont intégralement compensées.

Ces charges comprennent : les surcoûts qui résultent, le cas échéant, des contrats consécutifs aux appels d'offres ou à la mise en œuvre de l'obligation d'achat, mentionnés aux articles 8 et 10, par rapport aux coûts d'investissement et d'exploitation évités à Electricité de France ou, le cas échéant, à ceux évités aux distributeurs non nationalisés. [...] »

L'article 50 traite de la révision des contrats déjà conclus entre EDF et les producteurs d'électricité :

« Les contrats d'achat d'électricité conclu ou négociés avant la publication de la présente loi entre Électricité 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, peuvent être dénoncés par les producteurs d'électricité moyennant un préavis de trois mois, sans que puissent être opposées les clauses d'exclusivité que peuvent comporter les contrats.

*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 [...], 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. [...]

Les dispositions du présent article ne s'appliquent pas [...] aux conventions et contrats venant à expiration dans un délai inférieur à deux ans à compter de la publication de la présente loi »

Les dispositions de la loi nécessitent donc d'approfondir différents sujets :

- la notion d'obligation d'achat ;
- les formes d'énergie susceptibles de bénéficier de ces dispositions ;
- et le calcul des coûts évités par EDF ou par les DNN,

A.2 L'obligation d'achat

Une contrepartie au monopole d'EDF ; une disposition transitoire avant une ouverture suffisante de la concurrence.

L'obligation d'achat est une disposition qui a été introduite historiquement comme contrepartie du monopole. EDF étant seul autorisé (avec les DNN) à vendre de l'électricité, il avait par conséquent l'obligation de racheter aux producteurs non nationalisés l'électricité dont ceux-ci n'avaient pas l'usage, à un prix fixé ou approuvé par les Pouvoirs publics.

Dés lors que le monopole d'EDF disparaît, un marché de l'électricité émerge, le prix du kWh résulte de la confrontation de l'offre et de la demande sur ce marché ainsi que l'a exprimé le Conseil de la Concurrence :

Extrait de l'avis 98-A-05 du Conseil de la Concurrence en date du 28 avril 1998 relatif à une demande d'avis sur les principes à respecter ou les dispositions à prévoir pour assurer le fonctionnement concurrentiel du marché de l'électricité dans le cadre tracé par la directive européenne 96/92/CE. (II.B.2)

«...L'obligation d'achat peut être suspendue si la production propre d'EDF est suffisante pour satisfaire la demande. Toutefois, le décret n°94-1110 du 20 décembre 1994 a rendu permanente l'obligation d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération et les installations utilisant des énergies renouvelables ou des déchets.

*Les producteurs non nationalisés existants sont des producteurs indépendants au sens de la directive et peuvent donc désormais vendre directement leur production aux clients éligibles. Ils n'ont pas besoin de nouvelles autorisations. **L'obligation d'achat de la production autonome pesant sur EDF ayant eu sa justification dans le monopole de vente de l'établissement public, on peut s'interroger sur sa pertinence, dès lors que les producteurs indépendants peuvent vendre directement leur production à leur clientèle.***

*Si une telle obligation d'achat était maintenue au motif que, dans un premier temps, il n'est pas sûr que de petits producteurs indépendants puissent, même en se groupant, utilement répondre à la demande des rares et très gros clients éligibles, **il conviendrait à tout le moins d'éviter** que l'obligation d'achat d'EDF ne se traduise par une subvention indirecte aux activités et aux producteurs concernés, **de nature à fausser le jeu de la concurrence.** »*

L'obligation d'achat, proprement dite, est donc une disposition qui a vocation à disparaître. A terme, compte tenu de l'ouverture progressive à la concurrence et de l'augmentation du nombre d'éligibles, les différents producteurs auront la possibilité d'écouler leur électricité par l'intermédiaire du marché. **L'obligation d'achat restera nécessaire tant que le marché ne sera pas suffisamment ouvert à la concurrence pour que les producteurs aient une chance raisonnable de trouver des clients pour vendre leur production disponible.** Une solution pour accélérer cette transition consisterait peut-être en la constitution de groupements d'autoproduleurs.

A.3 Le tarif de rachat et les aides éventuelles

Un tarif de rachat proche de celui du marché pour les productions rentables

A terme, l'obligation d'achat n'existerait donc plus et les producteurs pourraient vendre directement leur électricité à des clients finals à un prix correspondant au prix de marché. Dans cette perspective, il est nécessaire de définir des dispositions transitoires permettant de racheter l'électricité à un tarif le plus proche possible de celui qui résultera du marché à plus ou moins brève échéance.

Une aide pour des productions non-rentables à court terme

Concernant les subventions qui ont pu être incluses jusqu'à présent dans les conditions d'achat pour aider au développement d'une filière particulière, il serait utile de préciser les gains attendus. Si ce sont les effets favorables en matière de pollution atmosphérique qui justifient de favoriser certaines sources d'énergie, alors la solution rationnelle consisterait à internaliser les effets externes de la pollution dans le prix de l'énergie. En l'absence de tels dispositifs opérationnels, l'obligation d'achat de certaines formes d'énergie pertinentes mais non rentables peut lui être substituée.

Prenons deux exemples opposés que nous détaillerons plus précisément par la suite : les productions d'électricité par cogénération et celles par des éoliennes.

La cogénération permet, par une production combinée de chaleur et d'électricité, de faire des économies de combustible de l'ordre de 20% par rapport à deux productions indépendantes. Selon le rendement de l'installation et surtout le mode de production auquel elle se substitue, elle peut permettre de réduire les émissions de gaz carbonique (il y a une augmentation si c'est une substitution à une production nucléaire, une réduction faible si c'est une substitution à une production à partir d'un cycle combiné électrogène au gaz et une réduction plus importante si c'est une substitution à une production à base de charbon). Actuellement, ce mode de production a atteint la maturité sur le plan technologique : les productions sont d'ores et déjà rentables et il n'y a plus de perspectives de réduction sensible de coûts à espérer. Par conséquent, les aides spécifiques à cette filière ne se justifient plus, et nous proposerons pour les nouveaux contrats de fonder le tarif de rachat sur la base du coût évité par EDF. Dans ce cas, il n'y aura plus de surcoût de service public pour cette filière.

Naturellement, comme pour n'importe quel équipement industriel, le coût de production est d'autant plus bas, toutes choses égales par ailleurs, que la taille de l'installation est importante. En dessous d'une certaine capacité, l'installation n'est plus rentable. Cette constatation justifie,

pour certains, d'attribuer des aides financières aux petites installations dès lors que les autres sont rentables. Ce n'est pas ce qui sera proposé.

Dans le cas de la production éolienne, il s'agit d'une énergie renouvelable qui n'émet pas de pollution atmosphérique. La technologie n'est pas actuellement compétitive à l'exception de quelques sites particuliers (à condition qu'il n'y ait pas de péréquation tarifaire). Néanmoins, les perspectives de réduction de coûts sont encourageantes et permettent d'envisager la compétitivité à terme de cette filière. Il sera donc proposé dans ce cas d'aider le développement de cette filière (pour plus de détails sur ces sujets, voir l'annexe 5).

	Economie d'énergie non renouvelable	avantages vis à vis de la pollution de l'air	compétitivité actuelle	perspectives de diminution forte des coûts	Proposition
Cogénération	0 à 20%	nuls à moyens	oui	non	pas d'aide spécifique
Eoliennes	100%	forts	non	oui	aides justifiées

Afin de limiter le surcoût global pour la collectivité et favoriser l'émergence des projets les plus rentables, nous proposons de maintenir le système actuel basé sur des appels d'offres et de compenser EDF et les DNN de l'écart entre le prix résultant de l'appel d'offres et le coût évité.

La loi offre deux possibilités pour mettre en place l'obligation d'achat :

- une première qui est automatique pour les installations en dessous d'une certaine puissance (article 10) ;
- une seconde qui découle des appels d'offres pouvant être organisée en application de l'article 8.

Dans la mesure où l'article 10 ne permet pas de sélectionner les projets en fonction de leur rentabilité, ni même de contrôler la puissance globale installée selon un mode de production fixé, **l'obligation d'achat qu'il prévoit n'a pas vocation à être utilisée pour subventionner les installations non économiquement rentables. Il est donc proposé que le prix de rachat, pour l'obligation d'achat automatique en dessous d'un certain seuil de puissance, soit un prix sans subvention, tel que défini en B ci-après en application de la loi.**

Dans ces conditions, il est proposé de recourir exclusivement aux appels d'offres selon l'article 8, pour inciter au développement des techniques ou énergies que le Gouvernement souhaite promouvoir, au-delà de ce qui résulte du fonctionnement naturel du marché. Dans ce cas, le prix de rachat proposé sera celui qui résulte de l'appel d'offres.

Il peut être souhaitable d'aider un mode de production non rentable en particulier parce qu'il peut présenter des avantages qui ne sont pas internalisés dans les prix de revient ou parce qu'il s'agit de soutenir le développement d'une filière devant être rentable à terme. L'usage des appels d'offres paraît le plus approprié pour :

- maîtriser le nombre de projets acceptés et, par conséquent, contrôler l'ampleur de la production supplémentaire ainsi obtenue ;
- sélectionner les projets dont les coûts sont les plus bas, toutes choses égales par ailleurs, et, par conséquent, limiter le surcoût pour la collectivité.

En effet, l'appel d'offres, et la concurrence qu'il induit, est théoriquement la méthode la plus simple pour réaliser au moindre coût les investissements. L'article 10 impose une obligation d'achat en dessous d'un certain seuil de puissance et ne permet donc pas, a priori, de sélectionner les projets en fonction de leur rentabilité. Au contraire, dans le système actuel, l'utilisation du seuil favorise le développement des petites installations qui sont souvent les moins rentables et qui contribuent peu, globalement, aux objectifs de politique de l'énergie ou de l'environnement.

L'article 10 ne permet pas non plus de fixer l'importance des moyens de production que la puissance publique souhaite réaliser. Il ne permet que de constater le développement des projets et, éventuellement, de réguler leur nombre en faisant évoluer le seuil de l'obligation d'achat ou en suspendant totalement ou partiellement l'obligation de conclure de nouveaux contrats.

L'esprit de l'article 10 est de garantir un débouché aux productions d'électricité réputées intéressantes. Lorsqu'elles sont non rentables et que le gouvernement souhaite les développer, l'utilisation de l'article 8 permet de répondre à la volonté politique avec la meilleure rationalité économique et un surcoût minimum pour la collectivité. Une internalisation du coût des effets externes sur l'environnement assurerait sans doute la rentabilité de ces formes d'énergie et consisterait sans doute la meilleure solution, mais elle n'est pas d'actualité immédiate.

Par ailleurs, il ne serait pas logique qu'une partie des projets soient sélectionnés par l'intermédiaire d'un appel d'offres et qu'une autre partie puisse bénéficier automatiquement de prix bonifiés dans le cadre d'une obligation d'achat. On pourrait en effet craindre que le maintien simultané des deux options ne conduise les producteurs indépendants à se désintéresser des consultations, avec pour effet une augmentation du prix d'achat résultant des appels d'offres. A l'extrême, il serait absurde que l'obligation d'achat garantisse un tarif supérieur à ce qui ressort de la concurrence instaurée par un appel d'offres.

Afin d'éviter ce risque sans pour autant freiner le développement des installations qui deviendraient économiques rentables, mais ne seraient pas en mesure de trouver des clients éligibles compte tenu de l'ouverture du marché, **il est proposé de maintenir l'obligation d'achat automatique (article 10) pour les modes de production bénéficiant d'appels d'offres (article 8) mais en fixant un prix de rachat sans subvention, tel que défini en B ci après, en application de la loi.**

Quand un mode de production a atteint un stade de maturité économique, les appels d'offres n'ont normalement plus lieu d'être (l'exception serait un mode de production d'électricité rentable, auquel le Gouvernement souhaiterait accorder une place plus importante). Les installations qui ne seraient pas en mesure de trouver des clients susceptibles d'acheter leur production, compte tenu du degré d'ouverture du marché, bénéficieraient toujours de l'obligation d'achat dans les conditions fixées ci-après, avec un prix prenant en compte les coûts évités.

Si nous reprenons les exemples précédents, la production par cogénération devrait relever a priori de l'obligation d'achat automatique (article 10), tandis que la production éolienne devrait être traitée par appels d'offres (article 8).

Après un développement sur les critères de mise en place de l'obligation d'achat et une comparaison internationale, nous étudierons différents modes de calcul des coûts évités pour ensuite revenir de manière plus spécifique sur les principales filières concernées par l'obligation d'achat.

A.4 Les critères de mise en place de l'obligation d'achat automatique (article 10)

L'obligation d'achat automatique ayant vocation à permettre aux petits producteurs de vendre leur production d'électricité en attendant une ouverture suffisante de la concurrence leur permettant d'avoir une chance raisonnable de trouver des clients, il s'agit donc de déterminer pendant quelle durée l'obligation d'achat reste encore nécessaire.

Il convient tout d'abord de préciser que **les installations de production d'électricité appartenant à un groupe industriel n'ont souvent pas besoin de l'obligation d'achat** pour peu que ce groupe comprenne des sites éligibles et du fait que la loi permet à un producteur d'alimenter d'autres sites de son groupe. L'article 23 précise que le GRT est, dans ce cas, tenu d'ouvrir son réseau sans qu'il soit nécessaire que les différents sites soient éligibles :

« Article 23

Un droit d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution est garanti par les gestionnaires de ces réseaux, pour : [...]

– permettre l'approvisionnement par un producteur de ses établissements, de ses filiales et de sa société mère, dans les limites de sa propre production ; [...] »

Une première approche consiste à fixer un seuil au-dessous duquel l'obligation d'achat s'applique, partant du principe qu'une petite installation a besoin d'avoir une production suffisante par rapport aux consommations des clients éligibles pour pouvoir facilement vendre leur électricité. Ce principe est celui retenu dans le cadre de la loi qui indique que l'obligation d'achat prévu à l'article 10 s'appliquera en dessous d'un certain seuil qui devra être précisé par décret.

Un seuil fixant l'obligation d'achat

Si on prend l'exemple d'une installation de 10 MW fonctionnant en semi-base pendant 4000 heures dans l'année, on obtient une production annuelle de 40 GWh, soit le niveau du seuil de l'éligibilité jusqu'en février 2000. Il existe donc des clients éligibles susceptibles d'acheter l'ensemble de la production d'une telle installation. Il est également fort vraisemblable qu'un client éligible souhaitera avoir au moins deux fournisseurs pour son électricité (comme cela est le plus souvent la règle pour la fourniture des autres biens). Il

devrait donc être possible à un producteur de vendre des quantités d'électricité pour des volumes inférieurs au seuil d'éligibilité. A contrario, un producteur ne souhaitera pas dépendre d'un seuil client. Il a donc besoin d'une production suffisante pour vendre à plusieurs clients éligibles.

Il est proposé que l'obligation d'achat s'applique quand la production d'une installation est inférieure au seuil d'éligibilité :

$$\text{Puissance} * \text{durée de fonctionnement} < \text{seuil d'éligibilité}$$

Une telle formule, qui pourrait être ajustée en fonction des particularités de certains moyens de production, permettrait de garantir à un producteur qu'il existe plusieurs clients éligibles susceptibles de lui acheter de l'électricité pour une part significative de leurs consommations. Elle serait appliquée sous réserve que le marché soit bien ouvert à la concurrence, car l'existence garantie de clients éligibles ne permet pas forcément à un producteur de trouver un client. **Il est nécessaire de pouvoir vérifier que le marché s'est bien ouvert à la concurrence.**

Une ouverture effective à la concurrence

La suppression progressive de l'obligation d'achat doit être effectuée en fonction de l'ouverture effective à la concurrence du marché de l'électricité. Il conviendra pour cela de suivre la part de marché parmi les clients éligibles qui change de fournisseur pour vérifier que l'ouverture à la concurrence ne reste pas uniquement théorique.

Or, même dans les pays ayant libéralisé le marché électrique depuis de nombreuses années (Royaume-Uni, Suède), les régulateurs constatent encore un pouvoir de marché important des opérateurs historiques, et EDF détient 95% des capacités de production françaises.

Au-delà du développement de la clientèle éligible, il paraît intéressant de créer un débouché supplémentaire pour les producteurs indépendants, en tirant parti de la nécessité pour le GRT de compenser les écarts entre la consommation prévue à très court terme et la consommation constatée, et de faire face aux besoins de secours.

La production d'un producteur ne sera en effet jamais parfaitement identique à la demande de son client. La compensation de ces écarts ne peut guère être effectuée que de manière financière. En effet, il est difficilement imaginable que les producteurs compensent l'électricité qu'ils n'ont pas fournie à un moment donné en fournissant ultérieurement la même quantité, la valeur du courant variant fortement selon les périodes. Un tarif d'écarts défini ex ante serait insatisfaisant, car les écarts les plus importants apparaissent dans certaines configurations particulières, extrêmement difficiles à prévoir.

Il est donc proposé d'adapter la pratique actuelle en la matière, en mettant en place un marché transparent de l'électricité d'ajustement, géré par le GRT, dans lequel le prix varierait en temps réel en fonction de la situation de l'exploitation. Ce prix serait défini par période de temps, et correspondrait au prix **proposé** par le dernier producteur retenu pour satisfaire la demande. L'électricité achetée sur ce marché permettrait au GRT de compenser les écarts des producteurs, mais aussi de gérer les ajustements de production qui pourraient être nécessaires,

dans certains cas, pour tenir compte des contraintes du réseau. La taille de ce marché serait vraisemblablement de l'ordre de 1 500 MW (une variation d'un degré de température par rapport aux prévisions, conduit à devoir solliciter une installation d'une puissance de l'ordre de 1 500 MW)

Ce marché d'ajustement, organisé conformément aux dispositions de l'article 15 de la loi, serait ouvert à tous les producteurs, et son mode de fonctionnement clairement affiché. Si ce marché fonctionne bien, il fournira une valeur objective en temps réel du kWh "flexible" de très court terme, tout en permettant au GRT d'effectuer l'ajustement dans les meilleures conditions de transparence et d'efficacité. Les productions indépendantes y trouveraient un débouché nouveau, même si toutes ne présentent pas les conditions de flexibilité indispensables.

Cette proposition de marché d'ajustement serait conforme aux dispositions de l'article 15 qui demandent en particulier :

- que le programme d'appel soit effectué un jour à l'avance et que le GRT gère les ajustements nécessaires au cours de la journée ;
- que ces ajustements tiennent compte de l'ordre de préséance économique ;
- que les producteurs doivent également donner une proposition d'ajustement en même temps que leurs programmes de production ;
- que la compensation des écarts puisse être effectuée de manière financière ;
- et que les ajustements doivent être effectués de manière objective et non discriminatoire de façon contrôlable par la Commission de Régulation de l'Electricité.

« Article 15

I. – Pour assurer techniquement l'accès au réseau public de transport, prévu à l'article 23, le gestionnaire du réseau met en œuvre les programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation préalablement établis.

Les programmes d'appel sont établis par les producteurs et par les personnes qui ont recours à des sources ayant fait l'objet de contrats d'acquisition intracommunautaire ou d'importation, de manière à satisfaire les programmes de consommation et d'approvisionnement de leurs clients. Les programmes d'appel portent sur les quantités d'électricité que ceux-là prévoient de livrer au cours de la journée suivante et précisent les propositions d'ajustement mentionnées aux II, III et IV qui sont soumises au gestionnaire du réseau public de transport. [...]

II. – Le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci. Il veille également au respect des règles relatives à l'interconnexion des différents réseaux nationaux de transport d'électricité.

Dans ce but, le gestionnaire du réseau public de transport peut modifier les programmes d'appel. Sous réserve des contraintes techniques du réseau et des obligations de sûreté, de sécurité et de qualité du service public de l'électricité, ces modifications

tiennent compte de l'ordre de préséance économique entre les propositions d'ajustement qui lui sont soumises. Les critères de choix sont objectifs, non discriminatoires et publiés.

La Commission de régulation de l'électricité veille à la régularité de la présentation des offres et des critères de choix retenus.

III. – Le gestionnaire du réseau public de transport veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau. Il veille à la compensation des pertes liées à l'acheminement de l'électricité.

*A cet effet, il peut conclure les contrats d'achat d'électricité nécessaires avec les producteurs et les fournisseurs. Lorsque le fournisseur est Electricité de France, des protocoles règlent leurs relations dans les domaines technique et financier. **Pour couvrir ses besoins à court terme, le gestionnaire du réseau public de transport peut en outre demander la modification des programmes d'appel dans les conditions définies au II du présent article.***

*IV. – Le gestionnaire du réseau public de transport procède aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions. Sous réserve des stipulations contractuelles et des dispositions des protocoles visées au III du présent article et à l'article 23, **il peut, compte tenu des écarts constatés par rapport aux programmes visés au I du présent article et des coûts liés aux ajustements, demander ou attribuer une compensation financière aux utilisateurs concernés.** »*

Cet article prévoit aussi la possibilité pour le GRT de passer des contrats pour acheter l'électricité nécessaire pour compenser les pertes sur le réseau. Ces pertes peuvent être évaluées à environ 10 TWh par an, ce qui fera du GRT un des plus gros clients éligibles de France. Néanmoins, le GRT pourra également utiliser le marché d'ajustement pour compenser les pertes qui ne seraient pas déjà couvertes par les contrats précédents.

L'ouverture de ce marché d'ajustement serait un débouché intéressant pour l'ensemble des producteurs ayant une capacité de réaction rapide, comme par exemple les installations prévues pour fonctionner en pointe (uniquement quelques centaines d'heures dans l'année).

En conclusion, le degré exact d'ouverture du marché justifiant la disparition de l'obligation d'achat est difficile à fixer ex ante sur la base de critères quantifiés. Il est possible qu'une telle obligation doive subsister longtemps pour de petits producteurs, mais il est également probable qu'elle n'aura plus lieu d'être pour la plupart des autres, dans un petit nombre d'années. Il est proposé que la CRE détermine en temps utile les évolutions souhaitables des seuils d'obligation d'achat, éventuellement par catégorie d'outils de production.

Pour permettre une bonne adaptation à ces évolutions, l'obligation d'achat au titre de l'article 10 pourrait faire l'objet de contrats de cinq ans renouvelables d'année en année par tacite reconduction. EDF et les DNN pourraient dénoncer les contrats dans un délai d'un an, après que la CRE aura constaté que le marché est suffisamment ouvert à la concurrence pour que les producteurs indépendants se voient offrir un prix de marché par plusieurs acheteurs. Les

producteurs indépendants pourraient pour leur part dénoncer ces contrats quand ils le voudraient avec un préavis d'un mois.

Un deuxième aspect déterminant dans l'ouverture effective à la concurrence repose sur les conditions de raccordement et de secours (financières et techniques) qui seront proposées aux producteurs pour utiliser le réseau de transport. Conformément à l'article 18, la Commission de Régulation de l'Electricité donne son avis sur les dispositions techniques de raccordement et propose, selon l'article 4, les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution.

« Article 4

[...], les décisions sur les tarifs et plafonds de prix sont prises conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur proposition de la Commission de régulation de l'électricité pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, et sur son avis pour les autres tarifs et les plafonds de prix. Les propositions et avis de la Commission de régulation de l'électricité, visés au présent article, sont motivés. Lorsqu'ils prennent les décisions sur les tarifs et plafonds de prix visés au présent article, les ministres chargés de l'économie et de l'énergie procèdent à la publication des propositions et avis de la commission.

Pour l'accomplissement de cette mission, les avis de la Commission de régulation de l'électricité sont fondés sur l'analyse des coûts techniques et de la comptabilité générale des opérateurs. »

« Article 14

[...] Afin d'assurer la sécurité et la sûreté du réseau et la qualité de son fonctionnement, un décret pris après avis du comité technique de l'électricité institué par la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie fixe les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité auxquelles doivent satisfaire les installations des producteurs, les installations des consommateurs directement raccordés, les réseaux publics de distribution, les circuits d'interconnexion ainsi que les lignes directes mentionnées à l'article 24 de la présente loi. »

A.5 L'obligation d'achat pour les productions à partir de gaz

La majeure partie des installations de production d'électricité récentes utilise le gaz comme source d'électricité primaire. Il est donc légitime de préciser dans quelle mesure elles seront concernées par la libéralisation du marché du gaz.

L'avant-projet de loi relatif à la modernisation du service public du gaz naturel et au développement des entreprises gazières prévoit :

« Titre II : éligibilité et accès aux réseaux de gaz naturel

Article 6

I – Un consommateur final de gaz naturel dont la consommation annuelle sur un site est supérieure à un seuil fixé par décret en Conseil d'Etat est reconnu éligible pour ce site. [...]

Le seuil mentionné au premier alinéa est défini de manière à permettre une ouverture du marché national du gaz naturel au moins égale à 20% à compter du 10 août 2000 ; il ne peut être supérieur à 25 millions de mètres cubes. Ce seuil est abaissé au plus tard le 10 août 2003, puis au plus tard le 10 août 2008, de manière à permettre une ouverture du marché du gaz naturel au moins égale respectivement à 28%, puis à 33%. Il ne peut être supérieur à 15 millions de mètres cubes à partir du 10 août 2003 et 5 millions de mètres cubes à partir du 10 août 2008.

Est par ailleurs reconnu client éligible tout producteur d'électricité à partir du gaz naturel, dans la limite de sa consommation de gaz naturel utilisée pour la production d'électricité sur un site donné, sous réserve que l'installation considérée ne bénéficie pas d'un contrat pour l'achat de l'énergie électrique qui relève de l'obligation d'achat prévue à l'article 10 de la loi n°... du 1^{er} février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité ou qui relève des dispositions de l'article 50 de cette même loi. Ce client est reconnu éligible au titre de l'ensemble de la consommation de gaz naturel sur ledit site, dans la mesure où sa consommation annuelle de gaz naturel pour la production d'électricité dépasse un pourcentage fixé par décret de sa consommation annuelle totale sur ledit site. [...] »

En première estimation, on peut considérer que la libéralisation du marché du gaz permettra aux clients éligibles de gagner de l'ordre de 1,5 centimes par kWh sur les tarifs d'achat de gaz (soit environ 15-20%). Compte tenu des rendements de production électrique des installations de cogénérations, le gain ramené entièrement au kWh électrique serait de l'ordre de 5 centimes.

Les producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat pourront être clients éligibles au titre de l'application de la directive gaz et pourront alors obtenir des prix d'achat plus intéressants, mais en revanche le prix de reprise de l'électricité par EDF sera réduit d'au moins autant, en application d'une clause du contrat d'achat par EDF (contrat 97-01). En effet, il est très probable que l'ouverture du marché du gaz permettra à un cycle combiné de référence (650 MW) d'obtenir une baisse de prix du gaz au moins équivalente à celle obtenue par une cogénération classique pour une consommation de gaz sensiblement inférieure. Pour le cas des cogénérateurs qui ne seraient pas éligibles pour leurs achats de gaz, cette disposition serait encore plus pénalisante car leur prix d'achat du gaz serait encore plus déconnecté de celui du cycle combiné.

On peut également signaler que la disposition permettant d'être reconnu éligible pour toute sa consommation de gaz, quand la consommation relative à la production d'électricité dépasse un certain seuil, pourrait conduire à certains effets pervers. Comme on le verra par la suite, le rendement d'une installation de cogénération se dégrade quand la part relative d'électricité augmente. Cette disposition pourrait dans certains cas inciter à produire plus d'électricité que nécessaire.

A.6 Comparaison internationale

L'obligation d'achat apparaît peu dans les autres pays. En effet comme nous allons le voir dans les exemples ci-dessous, la mise en place d'un marché permet de faciliter l'accès des producteurs à des clients finals. Par conséquent, l'obligation d'achat lié à une ouverture insuffisante ou imparfaite à la concurrence ne se justifie plus.

A.6.1 Le pool anglais

Au Royaume-Uni, le cours de l'électricité est traité au sein d'un marché (*pool*). Les installations de plus de 100 MW et celles exportant plus de 50MW sur le réseau doivent faire partie du pool. Chaque jour, les centrales sont classées en fonction de leurs coûts marginaux croissants, et ceci par créneau horaire de 30 minutes. Cela constitue une liste au mérite (*merit-order*). En fonction de la demande, les centrales sont appelées en fonction de leur coût. Le prix de marché est alors déterminé par le prix marginal du moyen le plus coûteux réellement appelé. De manière schématique, tout ce passe comme si le pool achetait toute l'électricité pour la revendre ensuite. Le principe d'un appel en fonction d'une liste au *merit-order* permet une gestion optimale sur le plan économique des moyens de production. Il permet de garantir qu'à chaque instant, ce sont les moyens les plus rentables qui sont utilisés. En pratique, de légères entorses à cette règle peuvent avoir lieu pour tenir compte des contraintes physiques du réseau.

L'appel des centrales ne dépend donc pas des contrats bilatéraux qui ont pu être passés entre les producteurs et leurs clients. Il y a donc une déconnexion entre le marché physique et le marché financier. De manière très schématique, quand un fournisseur a signé un contrat avec un client, ce client recevra de l'électricité via le pool qu'il paiera directement à son fournisseur au tarif convenu. Et le fournisseur doit, quant à lui, rembourser le pool pour cette quantité d'électricité. Soit le fournisseur a lui-même fourni l'électricité au pool et dans ce cas il n'a pas à rembourser, soit il n'a pas été appelé et il doit dans ce cas la rembourser au prix du marché.

On peut donc interpréter le prix marginal annoncé par un producteur au pool, comme étant le prix au-dessus duquel le producteur préfère produire lui-même que d'acheter l'électricité à ce prix à un autre producteur au sein du pool.

Dans le cadre de ce dispositif, l'obligation d'achat proprement dit n'existe pas et ceci pour deux raisons principales :

- de par le fonctionnement du pool, il suffit d'offrir son électricité à un prix nul pour être sûr d'être appelé. Le prix payé sera alors celui du marché au moment de l'appel. Par exemple, British Energy offre ainsi son électricité nucléaire à zéro. En principe, ce système est équivalent à une obligation d'achat au cours du marché.
- l'obligation d'achat a également été instituée dans la loi française pour garantir aux petits producteurs de pouvoir vendre leur électricité. Dans le système du pool, il n'est pas nécessaire d'avoir des clients pour effectivement vendre son électricité. Il suffit d'avoir de l'électricité compétitive pendant certaines périodes de production.

Il convient également de signaler qu'une réforme du marché de gros de l'électricité (*New Electricity Trading Agreements*) est en cours : elle prévoit la suppression du *pool* et son remplacement par une véritable bourse de l'électricité pour lutter contre les "manipulations" de l'oligopole représenté par les quatre plus gros générateurs.

A.6.2 Dans les pays nordiques

En Norvège et en Suède, il existe un marché (*Nord-pool*) unifié pour les deux pays et qui fonctionne de manière assez similaire au *pool* anglais. La différence principale réside dans le fait que la majorité des transactions s'effectuent en dehors du *pool* sous la forme de contrats bilatéraux. Seulement un quart des transactions sont effectuées au sein du *pool*.

A.6.3 L'obligation d'achat aux Etats-Unis

L'obligation d'achat a été introduite en 1978 par une loi (*PURPA*), suite aux chocs pétroliers, afin de promouvoir le développement des moyens de production efficace sur le plan énergétique et en particulier les énergies renouvelables. Le tarif d'achat devrait être fondé sur le coût évité et était laissé à l'appréciation de chaque Etat.

Certains Etats, dont la Californie, ont mis en place des contrats de très longue durée (15 à 30 ans) avec des conditions d'achat particulièrement intéressantes. Suite au contre-choc pétrolier, en 1985, ces Etats ont dû revoir fortement les dispositions des contrats d'achat. Des dispositifs basés sur des appels d'offres (« *competitive bidding procedures* ») ont ensuite été mis en place.

Lors de l'ouverture à la concurrence du marché, à la fin de 1992, la commission de régulation américaine (*FERC*) a pris différentes mesures d'arbitrage concernant les tarifs d'achat d'électricité : en particulier, elle a considéré que les Etats ne pouvaient pas fixer le prix d'enlèvement au-dessus du coût évité de *l'utility* concerné (Connecticut), y compris lorsqu'il y avait une mise en concurrence par appels d'offres (Californie) ; qu'un prix d'achat égal au tarif de détail d'une installation de consommation industrielle était pour la raison précédente non réglementaire tel quel (Connecticut), mais le devenait dès lors que la différence avec le coût évité était retournée à *l'utility* sous forme de réduction d'impôt (Illinois). A la base de cette décision était la conviction que dans les domaines où la technologie le permettait, l'industrie concernée était devenue suffisamment mûre pour être compétitive et que les dispositions de la loi *PURPA* pouvaient, en étant mal appliquées, compromettre le développement de la concurrence. La *FERC* a néanmoins considéré comme irrecevables les requêtes visant à invalider les contrats préexistants.

Dans ce nouveau contexte, l'obligation d'achat n'est progressivement plus utilisée et sa suppression est prévue dans un projet de loi. Le surcoût lié aux contrats préexistants a représenté une part importante des coûts échoués (10 Mds de dollars sur 25 en Californie).

A.6.4 Le financement des énergies renouvelables dans d'autres pays

Au Royaume-Uni le développement des énergies renouvelables est financé par une taxe portant sur chaque kWh d'origine fossile. Cette taxe spéciale de 10% (*levy*) avait été

initialement instaurée pour une durée de 8 ans, essentiellement pour le financement du démantèlement futur des installations nucléaires. Actuellement, ce levy ne sert plus qu'au développement des énergies renouvelables et est de l'ordre de 0.9% du prix du kWh.

En Suède, le développement des énergies renouvelables était inscrit dans un programme politique lié au renoncement à l'énergie nucléaire d'ici 2010, décidé par référendum en 1980. Actuellement, le secteur bénéficie d'avantages fiscaux. De plus, il se trouve des consommateurs pour accepter d'acheter de l'électricité " propre " à un prix supérieur à celui de l'électricité dite classique, ici essentiellement de l'électricité d'origine éolienne. Parmi les volontaires se trouvent non seulement des ménages mais également des entreprises qui, comme MacDonald, cherchent à séduire une clientèle jeune et réputée particulièrement sensible à la protection de l'environnement (ces entreprises peuvent alors afficher le label " vert "). Ceci existe également dans différents Etats américains dont la Californie.

En Allemagne : Greenpeace Energy devait lancer, en janvier 2000, une électricité garantie à 100% propre. Bayernwerk, troisième électricien allemand propose déjà depuis le 1^{er} novembre 1999 une électricité 100% hydraulique.

B Le calcul des coûts évités

La loi précise que la charge de service public résultant de l'obligation d'achat doit être intégralement compensée. Elle est calculée sur la base du coût évité par EDF. Il convient donc de déterminer ce coût. Afin d'y parvenir, nous nous proposons donc d'analyser différentes méthodes d'évaluation des coûts avant d'aboutir à notre proposition finale.

Résumé des propositions :

EDF achèterait l'électricité, au point de livraison de l'installation du producteur indépendant, au prix auquel il facturerait la même fourniture livrée au même endroit, après déduction de la part de coût de transport revenant au producteur (tarif d'injection). Le prix de l'énergie serait celui du tarif de vente pour la puissance concernée et la prime fixe serait calculée sur la base de la fourniture garantie par le producteur.
--

En outre, il sera proposé d'obtenir une valeur de marché du coût évité en encourageant la vente aux enchères par EDF de certains contrats existants.

B.1 Les coûts évités de réseau et les pertes en ligne

Une installation de production délocalisée d'électricité permet des économies sur les réseaux de transport qui peuvent porter sur plusieurs points :

- Les économies d'investissements sur les lignes de transport ;
- Les pertes en ligne évitées ;
- Les congestions évitées ou limitées, ce qui permet une meilleure optimisation du parc de production ;

- La réduction des capacités de production et des investissements de réseau nécessaires à la sécurité».

Les économies d'investissements sur les lignes de transport

Concernant les économies d'infrastructure de transport, il est proposé, sauf cas particuliers, de ne pas en tenir compte dans le prix d'achat en dehors de la composante qui est déjà incluse dans le tarif transport, ceci pour différentes raisons :

- tout d'abord, l'obligation de pouvoir délivrer de l'électricité de secours à la demande de l'autoproduiteur, en cas de défaillance, impose a minima des investissements sur les réseaux. Il faut en effet prévoir l'infrastructure nécessaire au transport de cette électricité. Tout au plus, il est possible de prendre en compte lors de sa construction que la ligne aura un usage limité et qu'il n'est donc pas primordial de limiter les pertes en ligne sur cette portion du réseau. On peut alors prévoir des câbles ayant une section limitée et diminuer légèrement l'investissement : l'impact sur les coûts évités est cependant faible ;
- mais surtout, les contraintes de réseaux sont censées être reflétées à travers la tarification d'accès au réseau. Il convient donc ne pas prendre en compte ces économies en double. Les tarifs du gestionnaire de réseau s'orientent en effet vers un système de «timbres-poste» indépendants de la distance, comportant des tarifs d'injection d'électricité (timbre d'injection) et de soutirage (timbre d'extraction). Ces timbres seront différents en raison des différents niveaux de tension des réseaux et pourront, le cas échéant, être nuls ou négatifs selon la zone géographique pour tenir compte notamment des risques de saturation dans certaines régions. Ils permettront ainsi de refléter fidèlement les économies réalisées par les installations de proximité qui n'ont pas à emprunter le réseau haute tension.

Les pertes en ligne évitées

Concernant les pertes en ligne évitées, il est assez difficile de pouvoir évaluer précisément les gains éventuels. En effet, en l'absence de production délocalisée, l'électricité aurait le plus souvent du être acheminée par le réseau de transport haute tension où l'on constate des pertes en moyenne de l'ordre de 3%. Le niveau de perte dépend néanmoins de la distance parcourue et donc de la proximité relative du moyen de production de substitution. Il convient également de vérifier que la production délocalisée est bien consommée à proximité et n'emprunte pas le réseau moyenne tension ou basse tension sur des distances plus longues que ne l'aurait fait l'électricité provenant du réseau haute tension. En effet, sur les réseaux à plus faible tension, les pertes en lignes sont nettement plus importantes. Il convient donc ne pas perdre ce qui a été gagné par ailleurs.

Malgré la difficulté d'évaluer ces pertes en ligne, le mode d'évaluation des coûts évités que nous proposerons en tiendra compte dans une certaine mesure.

B.2 Les prix de marché

Afin de pouvoir évaluer les coûts évités par EDF, il serait souhaitable de pouvoir à chaque instant déterminer le prix de l'électricité. Ce type d'évaluation peut facilement être

mis en place dans les pays disposant d'un marché spot de l'électricité. Le prix spot correspond alors au coût évité.

En effet, dans l'hypothèse où un tel marché existerait en France, si le prix spot était supérieur au coût évité par EDF, EDF aurait intérêt à proposer son électricité jusqu'à ce que son coût de revient atteigne le niveau du prix spot (ou inversement tant que le prix spot ne baisse pas en dessous de coût de revient). Et si le prix spot était inférieur au coût évité en interne par EDF, il aurait pu acheter au prix spot de l'électricité pour compenser l'électricité provenant de l'obligation d'achat. Dans ce cas, le coût économisé par EDF est donc le prix spot.

Cette démarche reste cependant théorique car il n'est pas prévu à court terme de marché de ce type. De plus, l'existence même d'un marché permettrait d'éviter de mettre en place l'obligation d'achat. Il suffirait que l'ensemble des producteurs aient librement accès à ce marché.

A court terme, le seul marché qui existe en fait, mais qu'il est proposé d'organiser est un marché d'ajustement instantané. Sur ce marché, le GRT achèterait de l'électricité pour ajuster en temps réel la consommation et la production d'électricité, mais également pour compenser la part des pertes qui n'aurait pas été traitée par ailleurs dans le cadre d'un contrat. Par conséquent, les prix sur ce marché seront très vraisemblablement plus élevés que sur un marché classique où la cotation est généralement effectuée pour une livraison d'électricité le lendemain. Les cours sur ce marché d'ajustement ne correspondront pas aux cours classiques sur un marché dans la mesure où il convient de rémunérer la réactivité et la disponibilité des producteurs qui acceptent de fournir de l'électricité sans préavis.

Il n'est donc pas envisageable de prendre comme référence le cours sur le marché d'ajustement et il convient donc d'analyser d'autres méthodes d'évaluation des coûts évités.

B.3 Les coûts marginaux de long terme

Si l'obligation d'achat d'électricité permet à EDF de repousser des investissements de production qu'il aurait normalement consentis sans cette électricité achetée, les coûts évités sont alors les coûts complets du moyen de production évité (investissements, charges fixes d'exploitation et combustible), c'est à dire les coûts de long terme.

Il convient dans ce cas de préciser à quel type d'investissement une autre production se substitue. Ceci dépend principalement de la durée d'utilisation de ce moyen de production qui peut d'ailleurs se substituer, suivant les moments, à différents types de production d'EDF.

La DGEMP (Direction du Gaz, de l'Electricité et du Charbon) publie tous les trois ans un document intitulé « les coûts de référence de la production électrique » qui présente les coûts marginaux de long terme pour les différentes filières de production électrique, en examinant différentes hypothèses. Selon la plus récente de ces études, le nucléaire est en général³⁰ l'équipement le plus compétitif pour un fonctionnement en base, c'est à dire pour un fonctionnement toute l'année. Pour un fonctionnement en semi-base, le plus compétitif est le cycle combiné au gaz.

³⁰ Le nucléaire n'est pas l'équipement le plus compétitif sous certaines hypothèses (sur longue période de taux d'actualisation élevé et de prix du gaz et de dollar faible).

Si on prend l'exemple de la cogénération, la moitié de l'électricité sera produite dans des installations fonctionnant en semi-base (c'est à dire fonctionnant entre 3600 et 6000 heures par an). Il peut donc être légitime de comparer ses coûts avec ceux de développement d'un cycle combiné au gaz. Comme on le détaille par la suite, les récentes conditions d'achat de l'électricité produite par cogénération ont été fondées dans le cadre des contrats 97-01 sur :

- le coût de développement évité d'un cycle combiné au gaz.
- les coûts de développement évités de réseau.

Au-delà de ce coût de développement évité, une rémunération complémentaire de 1 ou 2 cF/kWh a été ajoutée selon le niveau de performance énergétique de l'installation. Le surcoût par rapport aux coûts marginaux de long terme est donc censé être limité à cette rémunération complémentaire de l'ordre de 1 à 2 cF/kWh. Le surcoût global serait donc compris entre 150 et 300 MF/an pour les installations de cogénérations inférieures à 12 MW et de l'ordre de 200 MF/an pour les autres.

Ce résultat part du principe que les installations de cogénérations évitent à EDF de développer de nouveaux cycles combinés au gaz. Ceci est contestable, principalement pour deux raisons :

- une installation de cogénération fonctionnant en base ne se substitue pas forcément à un cycle combiné mais plutôt à du nucléaire. En effet, le cycle combiné ne serait en principe pas construit pour un fonctionnement en base.
- en l'absence de besoin de capacités de production supplémentaires, ce qui est le cas actuellement, la production par cogénération ne se substitue pas au développement d'autres installations.

B.4 Les coûts marginaux de court terme

Dans l'hypothèse d'un marché isolé de l'extérieur, où EDF ne pourrait atteindre de nouveaux clients (ce qui n'est pas le cas avec l'ouverture du marché européen), les coûts évités se réduiraient alors aux coûts marginaux de court terme, c'est à dire coûts de combustible et aux charges variables de fonctionnement.

Pour fixer un ordre d'idée, ces coûts en 1999 étaient les suivants :

- entre 5 et 5.5 cF/kWh pour les centrales nucléaires,
- entre 8 et 12.5 cF/kWh pour les centrales au charbon,
- entre 21.5 et 24.5 cF/kWh pour les centrales au fioul,
- entre 46 et 51 cF/kWh pour les turbines à combustion.

Si la quantité d'électricité achetée est importante et permet à EDF d'arrêter complètement un moyen de production ou éventuellement de le déclasser, dans ce cas les économies liées aux charges fixes d'exploitation peuvent s'ajouter aux coûts marginaux pour l'évaluation des coûts évités.

En fonction de la courbe de charge de fonctionnement de l'installation, il convient de préciser à chaque instant à quelle production l'électricité produite se substitue afin de déterminer le coût évité.

Compte tenu des informations fournies par EDF, la production fonctionne la plus grande partie du temps marginalement au charbon avec des creux de production régulièrement assurés par le nucléaire (et exceptionnellement quelques pointes au fioul). Ce qui donne en première approximation un coût marginal de l'ordre de 12 cF/kWh au cours de l'année (prix marginal d'une production au charbon).

Répartition des heures marginales en moyenne sur l'année

Année	Nucléaire	Charbon	Fioul
1994	78.3%	21.4%	0.3%
1995	46.3%	45.3%	8.4%
1996	30.6%	66.7%	2.7%
1997	36.4%	61.7%	1.9%
1998	14.2%	72.2%	13.6%
1999(*)	26.1%	68.3%	5.6%

(*) sur les 11 premiers mois.

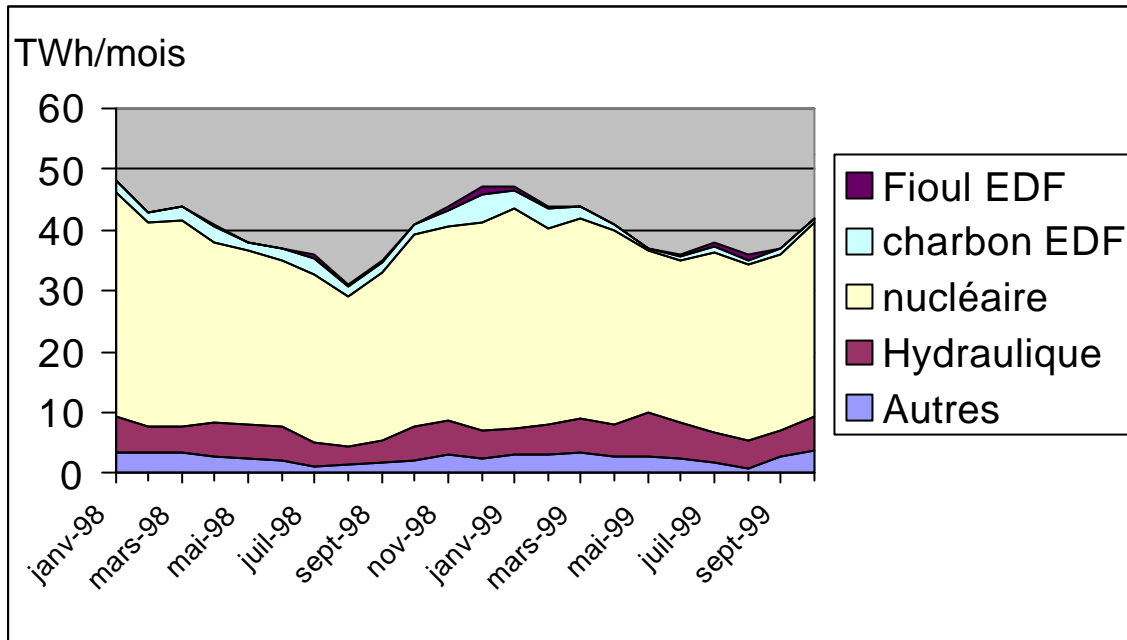
Répartition des heures marginales au cours des derniers mois

Mois	Nucléaire	Charbon	Fioul
Août 98	2.8%	85.4%	11.8%
Septembre 98	20.1%	57.1%	22.8%
Octobre 98	11%	89%	0%
Novembre 98	10.1%	73.9%	16%
Décembre 98	9.7%	41.5%	48.8%
Janvier 99	9.1%	64.7%	26.2%
Février 99	3.9%	80.1%	16.1%
Mars 99	13.2%	86.7%	0.1%
Avril 99	41.9%	58.1%	0%
Mai 99	43.4%	56.6%	0%
Juin 99	38.6%	61.4%	0%
Juillet 99	31.9%	63.3%	4.8%
Août 99	44%	55.5%	0.5%
Septembre 99	25.4%	74.6%	0%
Octobre 99	27%	72.4%	0.5%
Novembre 99	8.7%	78.2%	13.1%

Si on estime comme EDF à 5500 MW la puissance de cogénération bénéficiant des contrats "97-01", la production correspondante pourrait être de 33 TWh en 2000. Pour un coût moyen d'achat à 34 cF/kWh et un coût évité à 12 cF/kWh, on obtient alors un surcoût de 7260 MF. Le club cogénération de l'ATEE considère pour sa part que la puissance effectivement construite sera plus faible, donne un total de 3500 MW. Le surcoût serait dans ces conditions réduit à 4620 MW.

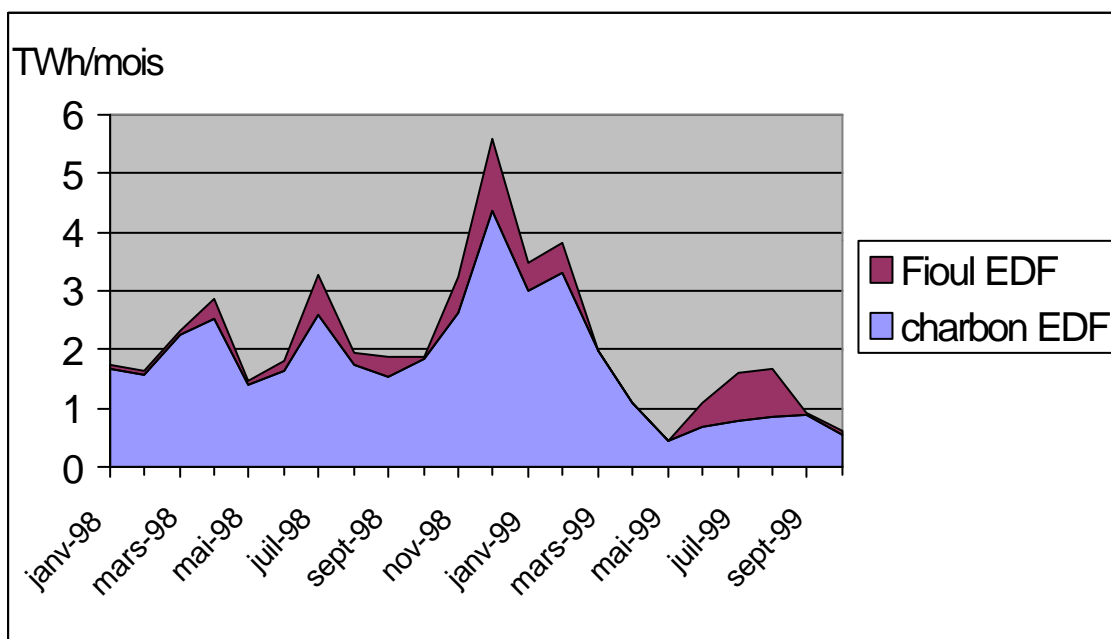
Par ailleurs, l'achat par EDF de 20 ou 30 TWh n'est peut-être pas tout à fait marginal dans l'équilibre offre-demande. Il conviendrait donc d'analyser précisément la courbe de charge pour savoir quel volume d'électricité est produit marginalement par des centrales au charbon et par conséquent à quel type de production l'électricité achetée se substitue.

Répartition de la production



Pour la cogénération, la production de 33 TWh devrait conduire à une production mensuelle variable entre 1.5 TWh/mois en été et 3.5 TWh/mois en hiver (période où la production marginale de charbon est plus importante). Compte tenu du fait qu'un tiers de cette production existe d'ores et déjà et que les deux tiers restant devraient être en production d'ici 2001, on peut considérer que le complément d'électricité produit par cogénération d'ici 2001 devrait en volume être du même ordre que la production actuelle de charbon et de fioul par EDF.

Répartition de la Production d'EDF à l'aide de charbon ou de fioul



Il est néanmoins difficile d'en conclure que la cogénération se substituera complètement à de la production charbon car il n'est pas possible de connaître précisément les impacts que l'absence d'une telle production aurait sur les choix d'investissement d'EDF et pour être plus précis, il faudrait également tenir compte des prévisions d'évolution de la consommation d'électricité pour les années à venir.

Evaluation selon EDF

Pour sa part, EDF considère que la production par cogénération se substituera dans un premier temps principalement à du nucléaire, compte tenu des contrats en cours avec Charbonnage de France et la SNET, qui concernent environ 9 TWh/an actuellement (ce volume devrait baisser à 6 TWh d'ici 2005).

Compte tenu de ses prévisions d'investissements, EDF considère que la cogénération ne conduit pas à éviter des investissements de production avant 2008 et qu'à court terme, la production par cogénération se substitue à 65% par de la production d'origine nucléaire et 35% d'origine thermique. (Ceci est variable selon la saisonnalité de l'installation de cogénération).

Structure de la production évitée par la cogénération à l'horizon 2000

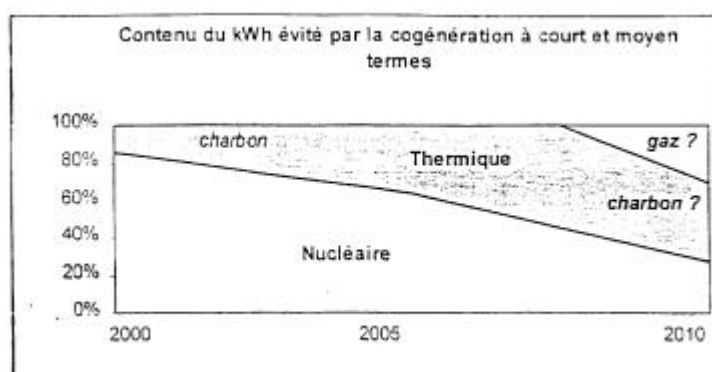
	Printemps	été	automne	hiver	Année ³¹
Nucléaire	80%	90%	60%	50%	65%
Thermique	20%	10%	40%	50%	35%

En été, la cogénération se substituerait principalement à du nucléaire. Alors qu'en hiver, le nucléaire serait davantage sollicité, ce qui augmenterait la part des moyens thermiques.

A moyen terme (2005-2008), la hausse prévue de la demande d'électricité devrait de plus en plus conduire à une substitution par de la production d'origine thermique.

Cela nécessiterait vers 2008 de réaliser des investissements dans de nouveaux outils de production. Le fonctionnement majoritaire en semi-base de la cogénération est un élément qui pourrait être pris en compte s'il fallait investir dans des moyens de substitution.

³¹ moyenne pondérée pour tenir compte du fonctionnement en semi-base d'une partie des installations de cogénération.



EDF chiffre à 53 MdF sur 12 ans le surcoût total lié aux contrats "97-01", avec la répartition suivante :

	2000	2001	2005	2010
Coût évité (cF/kWh) ³²	7,3	7,3	10,5	17
Coût d'achat (cF/kWh) ³³	31	31	31	31
Volume (TWh)	27	33	33	33
Surcoût (MF/an)	6400	7800	6700	4500

En 2000, sur les 6 400 MF, environ 4 500 MF concernent les installations de moins de 12 MW.

B.5 Les prix d'exportation

Le calcul des coûts évités en période de surcapacité sur la base du coût marginal suppose qu'EDF réduise de manière effective sa production. Or EDF dispose d'une autre possibilité qui consiste à exporter la quantité d'électricité qu'il doit acheter. Dans ce cas, il convient de valoriser le gain pour EDF au prix de revente de l'électricité à l'étranger. Ce raisonnement est néanmoins conditionné à des possibilités d'exportation, et tout particulièrement aux problèmes éventuels de congestion sur le réseau de transport.

Les contraintes sur le réseau de transport

EDF estime que des possibilités d'exportations supplémentaires existeront de 2000 à 2002 :

- de façon significative vers la Belgique ou l'Allemagne (de 400 à 1 300 MW),
- de 550 à 950 MW vers l'Espagne,

Par contre, les échanges vers le bloc Suisse-Italie resteront saturés.

³² calculé à partir d'un coût de 6 cF/kWh pour le nucléaire, 13 cF/kWh pour le thermique charbon et 21 cF/kWh pour le thermique au gaz.

³³ Etude effectuée avant la hausse de prix du gaz qui a conduit à un accroissement du prix des contrats 97-01 à environ 34 centimes.

A partir de 2003, compte tenu des investissements prévus sur le réseau de transport et de la baisse annoncée du contrat d'exportation d'EDF vers l'Italie, les possibilités d'exportation supplémentaires devraient être :

- de 900 à 2 900 MW vers la Belgique ou l'Allemagne,
- de 750 à 950 MW vers l'Espagne,
- de 600 à 900 MW vers le bloc Suisse-Italie.

Cette analyse doit toutefois être nuancée. En effet, la spécificité d'un réseau électrique ne permet pas de chiffrer de manière précise les contraintes existantes sur le réseau. Une évolution sur une partie du réseau peut parfois limiter ou déplacer une congestion sur une autre partie du réseau. (Cette faculté sera en particulier utilisée par le GRT lors des ajustements à la marge). En ce qui concerne les possibilités d'exportations vers l'étranger, les congestions s'expriment en terme de solde des échanges et non pas en terme uniquement d'exportations. Même si une ligne est limitée à 1 000 MW, il peut être possible d'exporter 5 000 MW si dans le même temps, on importe 4 000 MW.

De ce fait, les quantités mentionnées plus haut peuvent être fortement accrues en cas de développement en France des ventes de producteurs étrangers, avec l'ouverture du marché européen. Un mode d'évaluation du prix d'achat aux producteurs indépendants basé uniquement sur l'exportation est donc difficilement applicable dans la pratique, car il dépend de la compétitivité relative d'EDF par rapport à ses concurrents.

B.6 Les prix d'importation

Selon le même principe que le calcul du coût à partir des exportations, il est possible de retenir comme tarif le prix des importations. Le raisonnement consiste alors à supposer que l'électricité achetée permette à EDF de réduire ses importations.

Mais pour les mêmes raisons que précédemment, il n'est pas proposé de retenir cette méthode d'évaluation.

B.7 Les coûts comptables

Le coût comptable de production est un coût complet. Il traduit à la fois les charges liées à l'investissement passé des moyens de production (amortissements, provisions pour charges futures, charges de capital), les charges liées à l'exploitation des centrales (exploitation, maintenance) et les dépenses de combustible (achats et provisions dans le cas du combustible nucléaire).

Il ne peut pas constituer une référence pertinente pour l'évaluation des coûts évités dans la mesure où les coûts comptables relèvent avant tout de décisions passées et ne dépendant pas à court terme des charges d'investissement d'EDF. Seul la part variable des coûts comptables (principalement les dépenses de combustible) permettent de mesurer les charges marginales de court terme. Il n'est donc pas proposé de retenir ce mode de calcul.

B.8 Une combinaison des prix précédents

Les différentes méthodes d'évaluation étudiées précédemment, en particulier les coûts marginaux de court terme et les prix d'exportation, ne permettent pas à elles seules de trouver une solution adaptée au calcul des coûts évités.

Une approche aurait pu consister à mélanger les méthodes précédentes : par exemple, prendre les prix d'exportation pour un volume d'électricité compatible avec les contraintes de réseau, puis les coûts marginaux de court terme pour un volume qui ne perturbe pas de manière significative l'équilibre offre-demande, puis éventuellement une autre méthode pour le reste... Une telle solution aurait tout d'abord été difficile à mettre en place en pratique, mais surtout aurait conduit à un tarif pouvant être fortement variable dans le temps et limitant fortement la visibilité dans le temps des différents acteurs. C'est pourquoi, elle n'a pas été retenue.

Toutes les méthodes précédentes ont également le défaut d'être complexes, et de reposer sur des hypothèses très difficiles à vérifier : paliers marginaux, capacités de lignes, etc. Elles sont de ce fait peu transparentes, et sont à ce titre critiquables.

B.9 Les prix résultant d'une mise aux enchères

Dans le cas d'installations de production d'électricité bénéficiant de l'obligation d'achat (en particuliers les installations de cogénération bénéficiant de contrat type 97-01), il est possible de déterminer la valeur de l'électricité produite par mise aux enchères des contrats passés : le contrat liant le producteur à EDF serait mis aux enchères par EDF. Le tarif résultant de l'appel d'offres permettrait de révéler le coût évité déterminé par le marché. **Une telle méthode contribuerait à l'ouverture à la concurrence du marché français de l'électricité**, alors que les besoins d'outils de production nouveaux sont limités.

Il serait dans ce cas proposé de compenser EDF sur la base du prix résultant de l'appel d'offre.

B.10 Les prix déduits des tarifs de vente d'EDF

Dans la mesure où l'obligation d'achat se justifie par une ouverture insuffisante du marché de la concurrence, il s'agit de mettre en place un dispositif transitoire. Dans la mesure également où les contrats avec EDF ont vocation à être remplacés à terme par des contrats directs établis avec les clients éligibles au prix du marché, il n'est pas nécessaire d'élaborer des calculs extrêmement complexes de coûts évités. Il convient plutôt de proposer un mode d'évaluation simple, pour une meilleure lisibilité par les acteurs concernés, et se rapprochant au mieux des prix de marché.

C'est pourquoi, **il est proposé de fonder le calcul du coût évité sur le tarif de vente de l'électricité d'EDF** : EDF achèterait l'électricité, au point de livraison de l'installation du producteur indépendant, au prix auquel il facturerait la même fourniture livrée au même endroit, après déduction de la part de coût de transport revenant au producteur (tarif d'injection). Le prix de l'énergie serait celui du tarif de vente pour la puissance

concernée et la prime fixe serait calculée sur la base de la fourniture garantie par le producteur.

Il n'est pas proposé d'autres modalités particulières pour tenir compte du caractère garanti ou non des fournitures : EDF a parfois soutenu que l'autoproduction non garantie perturbait ses réseaux. Mais n'importe quel client de puissance comparable ne garantit jamais ses enlèvements en quantité, et perturbe a priori le fonctionnement du réseau de la même façon. Il n'y a donc pas lieu d'appliquer des pénalités à un producteur qui n'existent pas symétriquement pour un consommateur.

Dans le cas des petites installations de cogénération, le calcul du coût évité sera facile à déterminer. Il conviendra de se reporter au tarif de vente d'EDF pour un volume d'électricité équivalent. Compte tenu de la taille des installations, cela correspondra à un tarif de vente à un client non éligible et par conséquent fixé dans un barème officiel.

Pour les installations plus importantes, il faudra vraisemblablement utiliser le tarif des clients non éligibles les plus importants. En effet, un prix de marché va apparaître pour les éligibles et, avec lui, des prix qui seront fonction naturellement de l'importance de la consommation exprimée en puissance et en énergie. Il est probable que, comme cela a été constaté à l'étranger dans les mêmes circonstances, ces prix seront en baisse par rapport à la situation actuelle et ils correspondront aussi à peu près aux prix auxquels EDF pourra exporter. D'autre part, l'établissement pourra difficilement maintenir un écart de prix significatif entre le plus petit de ses clients éligibles et le plus gros de ses non éligibles : donc, il serait logique que le tarif vert pour les plus gros non éligibles s'adapte pour être en continuité avec le prix de marché.

La proposition faite pour le calcul des coûts évités présente les avantages suivants :

- elle n'introduit pas d'inégalité de traitement entre les producteurs indépendants qui font partie d'un groupe industriel disposant de plusieurs sites consommateurs d'électricité, et les autres. Prenons l'exemple d'un groupe industriel coproducteur de vapeur et d'électricité qui dispose sur un de ses sites d'un excédent d'électricité. Il lui sera possible de vendre cette électricité à ses établissements et à ceux de sa maison mère et de ses filiales (mais pas aux autres entités de son groupe) même lorsqu'elles ne sont pas éligibles. Pour un de ces sites non éligibles, le choix qui se présente est d'acheter à EDF ou d'acheter au producteur de son groupe. Le prix de reprise de l'électricité qui rend ce choix indifférent est bien le prix de vente d'EDF diminué des coûts de transport, et ce prix doit s'appliquer à tous les producteurs indépendants en vertu du principe d'égalité de traitement ;
- elle utilise les qualités attribuées à sa tarification par EDF. En effet, l'établissement a toujours proclamé que ses tarifs reflétaient ses coûts à tout moment, et traduisaient au plus près de ce que seraient les prix sur un marché concurrentiel ;
- elle évite la complexité et le caractère subjectif de toute évaluation, dont le résultat dépend beaucoup des hypothèses retenues : répartition de la production entre les différents types d'équipements, nature des outils de production marginaux suivant les périodes de l'année,

perspectives d'évaluation du prix des combustibles... Aucune des autres méthodes étudiées dans l'annexe 10B n'échappe à cette difficulté, pas davantage que leur combinaison éventuelle ;

- elle devrait conduire à des économies d'investissements sur les lignes de transport et à un progrès en terme d'optimisation des réseaux. Dans une zone congestionnée ou proche de la congestion, dans laquelle des lignes supplémentaires seraient souhaitables, le tarif de soutirage sera plus élevé et le tarif d'injection sera plus faible. Les producteurs bénéficieront donc d'un tarif de reprise plus avantageux dans ces zones, et seront donc incités à y investir ;
- elle procure une lisibilité et une stabilité suffisante tout en apportant la transparence indispensable.

Notre proposition rejoint les dispositions du cahier des charges de la concession à EDF, service national, du réseau d'alimentation générale en énergie électrique. Ce cahier des charges est basé sur la convention du 27 novembre 1958 revu par décret le 10 avril 1995. Dans son article 27, le cahier des charges prévoit :

« Article 27

Achat d'énergie aux producteurs autonomes

Les dispositions du présent article concernent les fournitures d'énergie faites par les producteurs autonomes. [...]

Les prix auxquels le concessionnaire est tenu d'acheter cette énergie sont fondés sur les coûts, appelés « coûts évités de long terme », que le concessionnaire aurait supportés s'il avait eu à fournir lui-même cette énergie et à réaliser pour ce faire les investissements correspondants.

Pour ce faire, les tarifs d'achat, fixés par le ministre chargé de l'électricité et le ministre chargé de l'économie, seront calculés à partir des tarifs de vente en tenant compte des coûts que le concessionnaire doit supporter pour distribuer l'énergie livrée par les producteurs autonomes. Les tarifs d'achat devront également tenir compte du caractère garanti ou non de ces fournitures. Les options tarifaires proposées à la vente le seront également à l'achat. [...] »

C La cogénération

C.1 Le contexte : EDF et les producteurs indépendants

Dans l'ensemble, le cadre légal de l'obligation d'achat n'était pas spécialement favorable, et, du fait du niveau plutôt bas des prix de l'électricité en France, la production indépendante avait plus de peine à être rentable que dans d'autres pays.

De plus, pendant des années, EDF a cherché par diverses dispositions à préserver sa position de producteur dominant appuyé sur le monopole de la commercialisation. On peut notamment citer :

- **Un prix d'achat de l'électricité faible par rapport aux tarifs de vente**, justifié, selon EDF, par la non garantie de la fourniture de chaque producteur pris individuellement, sans tenir compte du foisonnement de leur fourniture avec celle des autres producteurs et avec celles des clients.
- **Des tarifs courte utilisation coûteux**. Ces tarifs, utilisés en cas de défaillance des installations des autoproducteurs, sont difficiles à apprécier et comportent donc une part d'arbitraire. Cette part a toujours été utilisée dans un sens dissuasif pour les producteurs indépendants.
- **Des pénalités très élevées** en cas de non-respect des engagements de fourniture, sans commune mesure avec la réalité du préjudice réellement subi par EDF dans ces situations

Dans un certain nombre de cas, EDF a compensé à l'éventuel promoteur le bénéfice actualisé que pouvait procurer une installation de production autonome en projet, pour en empêcher la réalisation. Ces dernières années, l'établissement avait trouvé dans le suréquipement de son parc de production une nouvelle justification pour dissuader le développement de la production décentralisée d'électricité.

Quels sont les moyens de production qui ont ainsi été écartés du marché ?

Peut-être quelques centrales hydrauliques supplémentaires auraient-elles pu être construites, mais de faible puissance compte tenu du seuil fixé par la loi. En outre, les sites favorables sont équipés depuis longtemps et les exigences en matière d'insertion dans l'environnement rendent les projets nouveaux de plus en plus difficiles à réaliser et de moins en moins rentables.

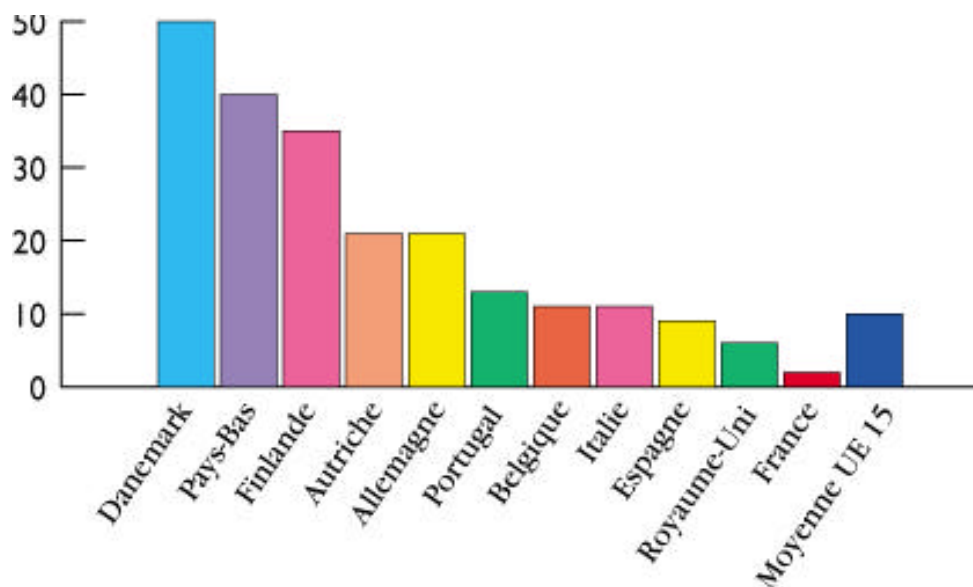
Par ailleurs, malgré les progrès réalisés notamment en matière d'énergie éolienne, les énergies renouvelables ont toujours été loin de toute rentabilité économique en France métropolitaine (la situation étant différente dans les DOM).

Ce qui a été freiné, c'est pour l'essentiel la production d'électricité associée à de la production de vapeur, autrement dit la cogénération, ainsi que la valorisation sous forme d'électricité de certains sous-produits fatals. En effet, EDF a toujours considéré que son métier était de vendre de l'électricité et non d'autres produits énergétiques, et il a cherché à dissuader, comme il a été rappelé plus haut, toute production d'électricité qui n'était pas la sienne. Dans le cas de la cogénération, c'est le producteur de vapeur qui est subsidiairement producteur d'électricité, et EDF ne s'est intéressé à la production de vapeur que quand elle était assurée par des chaudières électriques.

C.2 La cogénération à l'étranger

Dans un tel contexte, malgré ses mérites, la production combinée de chaleur et d'électricité a été handicapée en France. Il n'est donc pas étonnant qu'elle se soit davantage développée à l'étranger.

Part de la cogénération dans la production d'électricité en Europe (en %).



Source : Cogen Europe - Unipede 1998

Au regard des développements dans les autres pays de l'union européenne, il est clair que la cogénération a atteint la maturité industrielle et la rentabilité.

C.3 Intérêt de la cogénération

La cogénération consiste à produire ensemble de l'électricité et de la vapeur.

Beaucoup d'industries produisent de grandes quantités de vapeur pour leur processus industriel. Le choix pour elles est soit de s'équiper en chaudières délivrant la vapeur à la pression souhaitée, soit de s'équiper de chaudières produisant de la vapeur à une pression plus élevée et de détendre cette vapeur jusqu'à la pression souhaitée en produisant de l'électricité. Cette électricité est ainsi produite marginalement avec un rendement de l'ordre de 90 % et permet d'économiser de l'énergie primaire par rapport à des productions distinctes d'électricité et de chaleur. Par comparaison, le rendement de la production d'électricité dans les centrales thermiques classiques (centrales à condensation) n'atteint pas 35 % et elle peut dépasser 50 % dans les turbines à cycle combiné qui ont fait des progrès considérables ces dernières années. La raison en est que la production conventionnelle d'électricité nécessite la condensation de la vapeur détendue (en réchauffant en contrepartie de l'eau de mer ou de rivière ou encore de l'air s'il y a un réfrigérant atmosphérique). Il en résulte une perte d'énergie très importante et donc une diminution sensible du rendement global de la production d'électricité.

Les industriels consommateurs de vapeur sont aussi consommateurs d'électricité, et ils peuvent disposer d'excédents d'électricité dont, en France, le seul acheteur possible est actuellement EDF. L'établissement peut pratiquer des tarifs dissuasifs mais à l'inverse, si ses

conditions d'achat sont suffisamment attrayantes, les autoproducteurs peuvent avoir intérêt à produire marginalement de la vapeur au-delà de leurs besoins et d'en faire de l'électricité supplémentaire avec une turbine à condensation. Cette production complémentaire d'électricité est naturellement obtenue avec un rendement inférieur à 35 %. La situation est de même nature pour les installations qui alimentent des réseaux de chauffage urbain, à partir de combustibles fossiles et/ou de déchets (ordures ménagères principalement, à la différence près que leur production est souvent réduite en dehors des périodes froides de l'année).

Du point de vue de l'environnement, un meilleur rendement signifie une diminution des émissions polluantes par rapport à une production d'électricité traditionnelle utilisant le même combustible. A titre d'exemple, pour fournir les mêmes quantités d'électricité et de chaleur utile, une installation séparée composée d'une chaudière à 90 % de rendement et d'une centrale électrique à 55 % de rendement consomme de l'ordre de 20 % de combustible en plus.

Dans certaines conditions, la cogénération peut permettre d'éviter des pertes en ligne. L'électricité produite étant a priori consommée localement, l'électricité produite n'a pas a priori à transiter sur le réseau haute tension, ce qui permet d'éviter les pertes en ligne qui sont en moyenne de l'ordre de 3 %.

La cogénération peut également avoir un intérêt en terme de diversification du parc de production. Ce type d'installation produit de l'électricité à des coûts d'autant plus bas que la taille de l'installation est grande, et que son utilisation est longue ; pour les équipements d'une taille suffisante, l'électricité produite est compétitive. C'est pourquoi elles se sont développées dans la plupart des pays industriels sans bénéficier d'aide.

Ces installations présentent donc des avantages parce qu'elles ont un bon rendement et qu'elles polluent moins, tout au moins quand la production électrique se substitue à une production à partir de combustibles fossiles (cf. plus haut). Elles ne sont pas pour autant la panacée parce que leur développement est limité par le besoin en vapeur qui est réservé à quelques secteurs de la vie économique.

C.4 Les dispositions réglementaires antérieures

La loi de nationalisation de l'électricité de 1946 et un décret de 1955 ont institué une obligation pour EDF et les DNN de passer des contrats d'achat pour l'électricité produite par les installations de cogénération de moins de 8 MW et sans limitation de puissance pour celles qui utilisent des déchets ménagers ou alimentent des réseaux de chaleur.

Entre 1946 et le début des années 90, la production par cogénération était principalement le fait d'auto-consommateurs qui revendaient éventuellement leur surplus de production à EDF pour des quantités inférieures à 8 MW. EDF rachetait cette électricité à son tarif d'achat pour fournitures partiellement garanties.

Considérant les avantages de la production combinée d'électricité et de chaleur et le retard de la France par rapport aux autres pays européens dans le développement de cette filière, les pouvoirs publics ont pris un certain nombre de mesures pour favoriser son développement.

En 1993, un dispositif fiscal favorable a été mis en place : amortissement accéléré sur un an, possibilité d'exonération de la taxe professionnelle, exonération de la TICGN³⁴ et de la TIFP³⁵ pendant 5 ans à partir de la mise en service de l'installation de cogénération. Cette disposition a été reconduite en 1996 pour toute mise en service avant le 31 décembre 2000. En 1999, la TICGN est de l'ordre de 0.74 cF/kWh et la TIFP de l'ordre de 0.4 cF/kWh. Compte tenu du fonctionnement des installations de cogénération, ce dispositif permet un gain de l'ordre de 3 centimes par kWh.

Le décret n° 94-110³⁶ du 20 décembre 1994 a supprimé la possibilité de suspendre l'obligation de passer des contrats d'achat avec des producteurs autonomes en cas de surcapacité de production. L'obligation d'achat par EDF de l'électricité produite par cogénération est donc désormais permanente.

L'arrêté du 23 janvier 1995 a précisé les conditions d'application :

Pour pouvoir bénéficier de l'obligation d'achat, une installation de cogénération doit obtenir un « certificat de conformité » établi par la DRIRE (Direction Régionale de l'Industrie de la Recherche et de l'Environnement). Celui-ci est délivré après vérification de certains critères :

- le rendement énergétique global doit être supérieur à 65 % ;
- l'énergie électrique produite ne doit pas être plus de 2 fois supérieure à l'énergie thermique produite ;
- l'énergie thermique produite doit avoir une utilisation effective.

En mars 1997, un nouveau modèle de contrat d'achat³⁷ de l'électricité par EDF aux cogénérateurs a été approuvé. Il fixe les conditions de rémunération sur 12 ans, durée cohérente avec la durée d'amortissement des installations. Cette durée court à partir de la mise en service de l'installation qui doit intervenir moins de 24 mois après la signature du contrat. La durée du contrat est un élément important du dispositif qui donne aux producteurs un cadre parfaitement lisible pendant toute la durée d'amortissement de l'installation.

Les conditions d'achat ont été fondées sur le coût moyen de production d'électricité d'un cycle combiné au gaz de 650 MW et sont partiellement indexées sur le prix du gaz.

A partir d'un fonctionnement supérieur à 1500-2000 heures par an, le cycle combiné au gaz devient aux prix actuels du gaz l'équipement le plus compétitif pour produire de l'électricité avec des moyens centralisés. Il est ensuite devancé par le nucléaire à partir de durée de fonctionnement plus importante. La durée de fonctionnement à partir duquel le nucléaire devient plus rentable dépend en particulier des hypothèses d'évolution du cours du

³⁴ La TICGN (Taxe Intérieure sur les Consommations de Gaz Naturel) a été instauré par la loi de finances pour 1986.

³⁵ La TIFP (Taxe pour l'Institut Français du Pétrole) a été instituée le 11 janvier 1993 par le décret n°93-28 du 8 janvier 1993. La TICGN et la TIFP, calculées sur les quantités de gaz livrées, sont facturées au clients dont les consommations annuelles dépassent 5 Gwh.

³⁶ Le décret n° 94-110 du 20 décembre 1994 a modifié le décret n° 55-622 du 20 mai 1955 réglant les rapports entre les établissements visés par les articles 2 et 23 de la loi du 8 avril 1946 et les producteurs autonomes d'énergie électrique.

³⁷ contrat d'achat dit « 97-01 »

gaz, des taux d'actualisation utilisés et du cours du dollar³⁸. La référence au cycle combiné au gaz est donc logique pour les installations de cogénération fonctionnant en semi-base.

La rémunération de ce contrat comporte une prime fixe comportant l'annuité d'amortissement, les charges fixes annuelles et une part fixe des économies de réseaux, un prix proportionnel comportant les charges de combustible, les charges proportionnelles d'exploitation et la part proportionnelle des économies de réseau, ainsi qu'une éventuelle incitation versée en fonction de l'efficacité énergétique globale de l'installation (de 0 à 2 cF/kWh).

Pour une disponibilité de 95%, les rémunérations vont de 25 cF/kWh (pour une puissance de 40 MW, un fonctionnement de 8 000 heures et une tension de livraison de 225 kV) à près de 47 cF/kWh (avec 1 MW sur 3 924 heures au tarif d'hiver, avec une tension de 20 kV).

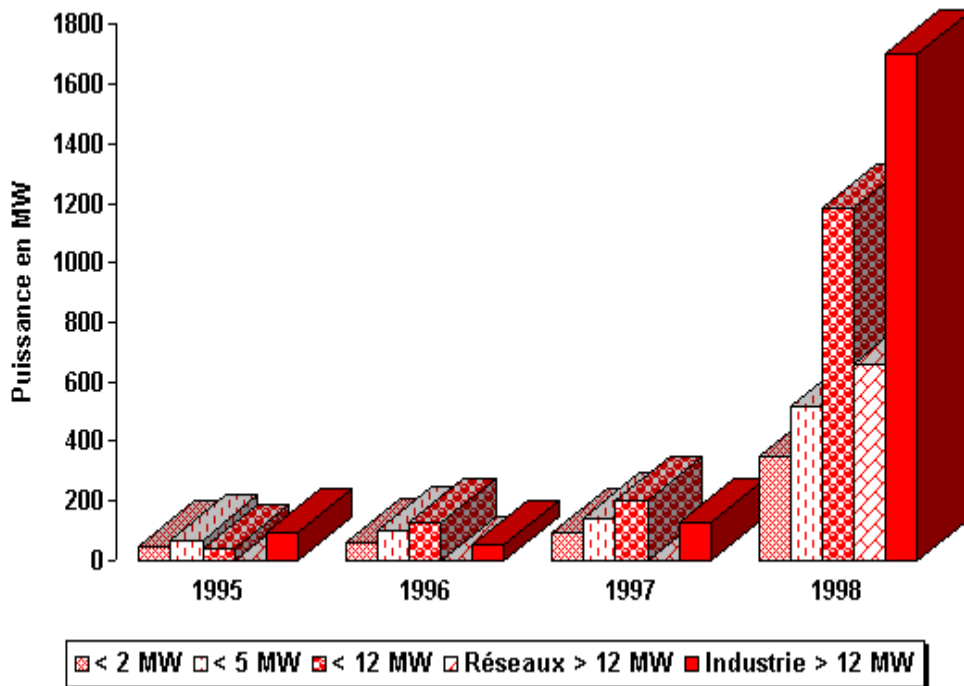
Ce contrat 97-01 s'applique également aux installations de plus 8 MW qui ne bénéficient a priori pas de l'obligation d'achat. De plus, les installations préexistantes avaient la possibilité d'adopter ce nouveau contrat jusqu'au 30 septembre 1998.

C.5 Les effets

Globalement la politique d'incitation a porté ses fruits et a permis un développement rapide des projets de production par cogénération. Alors que le contexte antérieur conduisait à freiner le développement de cette filière, le dispositif 97-01 a conduit à sur-corriger la situation passée en subventionnant de manière importante les projets de cogénération, sans doute au-delà de ce qui était nécessaire.

Avant la mise en place de ces contrats 97-01, la puissance installée de production électrique par cogénération représentait environ 3 000 MW, soit 3 % de la capacité totale du parc de production national (contre 13 % en moyenne en Europe et plus de 30 % aux Pays-Bas, au Danemark et en Finlande). Le parc était en quasi-totalité destiné à alimenter de grandes industries pour leur besoin de chaleur. La mise en place de ces contrats a conduit à délivrer un nombre important de certificats de conformité pour une puissance totale de l'ordre de 5 500 MW début 99.

³⁸ cf. p52-53 de l'étude sur les coûts de référence de la production électrique établie par la DIGEC.



Nombre de projets³⁹ de cogénération et répartition selon la taille de l'installation

Au début de 1999, les installations réalisées représentaient déjà 2000 MW. Néanmoins, les objectifs en terme de réduction d'émissions de CO₂ et en terme d'amélioration des rendements énergétiques n'ont pas été atteints.

On peut en effet considérer qu'une installation de cogénération est énergiquement intéressante si elle utilise moins d'énergie que deux installations séparées de production de chaleur et d'électricité.

Cela donne donc la condition suivante :

$$Q < \frac{E}{h_e} + \frac{C}{h_c}$$

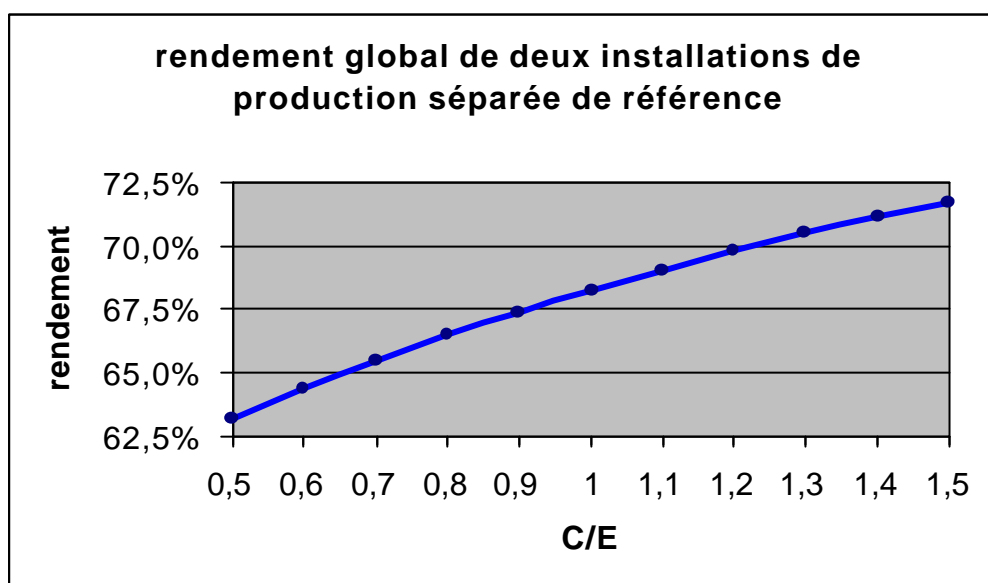
- avec
- Q = la quantité d'énergie consommée par l'installation de cogénération,
 - E = la quantité d'électricité produite par l'installation de cogénération,
 - C = la quantité de chaleur utile produite par l'installation de cogénération,
 - h_e = le rendement de l'installation de référence ne produisant que de l'électricité,
 - h_c = le rendement de l'installation de référence ne produisant que de la chaleur

³⁹ Nombre de projet évalué à partir du nombre de certificat de conformité délivré par les DRIRE.

Le rendement de l'installation de cogénération doit donc être suffisamment élevé pour que la condition précédente soit vérifiée :

$$h = \frac{E + C}{Q} > \frac{E + C}{\frac{E}{h_e} + \frac{C}{h_c}} = \frac{1 + \frac{C}{E}}{\frac{1}{h_e} + \frac{C}{E} \cdot \frac{1}{h_c}} = h_{\min}$$

En prenant comme référence pour la production séparée les caractéristiques des équipements disponibles actuellement sur le marché, soit des cycles combinés ayant un rendement de 55% pour l'électricité et des chaudières ayant un rendement de 90 % pour la chaleur, le seuil minimum à imposer au rendement global est le suivant :



Il apparaît donc que le seuil de 65 % imposé dans les contrats 97-01 est insuffisant pour garantir des gains d'énergie dès que la quantité d'électricité produite devient importante par rapport à celle de chaleur (C/E plus petit que 0.65)

De plus, la rémunération attractive de l'électricité incite les producteurs à produire de l'électricité avec des turbines à condensation, ce qui conduit à une dégradation du rendement énergétique global. On peut en effet constater que l'électricité représente la majeure partie des recettes des cogénérations, le plus souvent plus de 75 %.

Alors que des rendements énergétiques de 80 % sont fréquemment évoqués pour cogénération, la majorité des projets dans le cadre des contrats 97-01 ont des rendements proches de 65 % et un nombre extrêmement limité atteignent des rendements de 75 %.

Sur le plan des émissions évitées de CO₂, on évalue souvent les avantages de la cogénération en la comparant aux émissions d'installations séparées de production d'électricité et de chaleur fonctionnant au charbon, ce qui est aujourd'hui majoritairement le cas en Europe. Or cet avantage résulte en grande partie de la substitution du charbon par du gaz et non pas du procédé de cogénération lui-même (sans oublier que ces calculs font

abstraction des fuites de gaz dans les réseaux, qui compensent largement, du point de vue de l'effet de serre, les gains obtenus au niveau du brûleur).

Dans le cas d'une production équilibrée entre la chaleur et l'électricité ($C = E$), ce qui correspond en moyenne aux cogénérations installées, la substitution du charbon par du gaz permet de réduire de l'ordre de 60 % les émissions de CO_2 . La cogénération peut ensuite améliorer ce taux de quelques points (environ 3 %) sous réserve d'avoir des performances énergétiques élevées (c'est à dire supérieures à 75 %).

En France, on constate donc que les rendements énergétiques sont trop faibles pour permettre une diminution des émissions de CO_2 par rapport à des installations séparées fonctionnant au gaz. De plus, la comparaison par rapport à des installations au charbon n'est pas toujours légitime en France. Etant donné les contrats liant EDF avec Charbonnages de France et la SNET et l'absence de projets nouveaux au charbon économiquement justifiés, l'électricité produite par cogénération se substitue en partie à de l'électricité produite par des installations nucléaires. Le développement de la cogénération se traduit donc, en France, par un accroissement des rejets de CO_2 . Des gains significatifs ne pourront être réalisés qu'à partir du moment où la cogénération utilisant du gaz se substituera réellement à des installations fonctionnant au charbon.

C.6 Les dispositions européennes

Dans le cadre de la lutte contre l'effet de serre, le Conseil de la commission européenne a adopté, en 1997, une position, qui prévoit pour les pays industrialisés une réduction de 15% de leurs émissions des principaux gaz à effet de serre d'ici l'an 2000 et d'au moins 7.5% d'ici l'an 2005 (par rapport au niveau de 1990). Compte tenu de la conjoncture et des politiques en vigueur, il était prévu que les émissions de CO_2 augmentent encore de 8% d'ici 2010. L'objectif affiché était donc en réalité de 23%. Les efforts demandés se traduisent dans différents domaines dont la production et l'utilisation d'énergie et en particulier par le souhait de développer la production combinée de chaleur et d'électricité.

Différentes études ont estimé le potentiel de production électrique par cogénération à 900-1000 TWh dans l'Europe des 15, soit 40% de la production en 1994 (sachant qu'à cette même période, la cogénération représentait 10% de la production). Un quadruplement de la cogénération pour atteindre le potentiel maximum permettrait a priori de réduire de 9% les émissions de CO_2 .

Dans ce contexte, la Commission européenne vise un objectif au niveau européen de doublement de la production d'électricité par cogénération entre 1994 (9%) et 2010 (18%).

C.7 L'actualisation récente des conditions d'achat (mars 99)

En l'attente du dispositif qui résultera de la prochaine loi de modernisation et de développement du service public de l'électricité, le modèle des contrats 97-01 a été réactualisé pour une période transitoire et son application a été plafonnée à 500 MW supplémentaires, ce qui devrait être atteint en fin d'année 1999.

Les principales modifications sont les suivantes :

- le rendement du cycle combiné à gaz de référence est passé de 51 % à 52,5 % ;
- la prime fixe de production qui représente l'amortissement des charges fixes d'exploitation du cycle combiné à gaz de référence a été diminuée de 25,2 % ;
- la rémunération complémentaire versée aux installations ayant les meilleurs rendements énergétiques ne dépendra plus du rendement énergétique mais du coefficient d'efficacité énergétique :

$$E_p = 1 - \frac{Q}{\frac{E}{52.5\%} + \frac{C}{90\%}}$$

Ce contrat ne s'applique plus aux installations de plus 8 MW.

Cette rémunération est plafonnée à 3 cts/kWh lorsque le coefficient d'efficacité E_p dépasse 15 %

Au global, ces nouvelles dispositions conduisent :

- pour les installations fonctionnant en semi-base à une variation de la rémunération du kWh entre - 4.8 % (installations peu performantes) et 0.6 % (petite installation performante) ;
- et pour les installations fonctionnant en base, à des variations entre - 4 % et + 1.8 % .

C.8 Les dispositions de la loi spécifiques à la cogénération

Outre les dispositions générales relatives à l'obligation d'achat, **il est à signaler que l'article 50, traitant de la révision des contrats passés, a été rédigé en référence aux contrats de cogénération, déjà signés ou en cours de négociation :**

« Les contrats d'achat d'électricité conclus ou négociés avant la publication de la présente loi, entre Electricité de France ou les distributeurs non nationalisés [...], d'une part, et les producteurs d'électricité, d'autre part, peuvent être dénoncés par les producteurs d'électricité moyennant un préavis de trois mois, sans que puissent être opposées les clauses d'exclusivité que peuvent comporter ces contrats.

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 EDF et les DNN [...] 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. [...] »

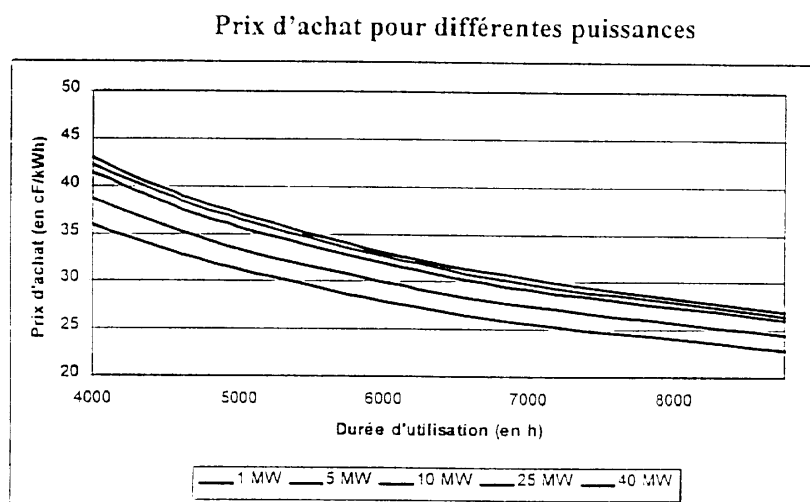
C.9 Les perspectives de développement de la cogénération

Les certificats de conformité délivrés représentent 5 500 MW ; si toutes les installations prévues sont réalisées , le fonctionnement prévisionnel des installations d'ici 2001 serait :

- pour les deux tiers de la puissance (3500 MW), un fonctionnement « saisonnalisé » centré sur l'hiver sur des durées comprises entre 3600 et 6000 heures. (Ceci correspond principalement à des réseaux de chaleur destinés à du chauffage)
- pour l'autre tiers (2000 MW) un fonctionnement en base sur des durées supérieures à 7000 heures. (Ceci correspond principalement à des installations industrielles ayant un besoin important en électricité, par exemple : sucrerie, papeterie, industries agroalimentaires, industries chimiques...)

Cela représenterait en régime stabilisé une production annuelle d'environ 33 TWh, soit 8% de la consommation française et l'ensemble des projets fait ressortir un prix moyen d'achat de 34 c/kWh, compte tenu des prix actuel du gaz (soit une facture annuelle de **10,2 MdF**).

Le prix d'achat fixé par les contrats 97-01 dépend de la durée de fonctionnement de l'installation, de sa puissance et de sa saisonnalité :



C.10 Propositions

L'objectif des contrats mis en place était double :

- favoriser le développement de la filière cogénération qui est considéré comme devant être rentable à terme et qui n'avait pas une place suffisante à court terme ;
- et garantir aux producteurs de pouvoir vendre leur production.

Dans la mesure où la cogénération doit être considérée comme rentable et que l'ouverture à la concurrence va permettre aux producteurs de vendre directement leur production à des clients éligibles, il n'y a pas lieu de maintenir à terme un dispositif spécifique d'achat de l'électricité produite par cogénération. Il est souhaitable que l'électricité ainsi produite soit soumise aux règles de la concurrence et soit achetée au même prix que l'électricité produite par les autres moyens de production ; jusqu'à ce que l'ouverture du marché à la concurrence soit suffisante, il faut maintenir l'obligation d'achat par EDF.

Les contrats passés

La loi a explicitement prévu que les contrats déjà conclus ne pourraient pas être remis en cause par EDF (cf. § C.8). Dans ce cas, EDF continuera d'acheter l'électricité selon les modalités prévues par les contrats et sera compensé par la péréquation de l'écart de prix existant par rapport au coût évité.

Il convient également de préciser que les contrats 97-01 prévoient un tarif d'achat de l'électricité indexé en fonction des tarifs du gaz selon les modalités suivantes :

Extrait du contrat pour l'achat par EDF d'énergie électrique produite par une installation de cogénération :

« Article 6 : Modalités de Rémunération

[...]

2.3 Indexation du prix proportionnel :

Les prix (hiver, été) du gaz sont indexés sur l'évolution du meilleur tarif gaz auquel pourrait avoir accès un producteur pour alimenter le cycle combiné de référence : actuellement, le tarif STS de Gaz de France.

La date d'application des nouveaux prix (hiver, été) du gaz dans le calcul des prix proportionnels (hiver, été) sera identique à celle de Gaz de France.

En cas de disparition du tarif STS ou de déconnexion entre ce tarif et les prix effectivement pratiqués pour des livraisons de gaz de durée et de caractéristiques identiques à celles du cycle combiné de référence, un nouveau paramètre d'indexation du prix du gaz sera défini en accord avec le ministère chargé de l'électricité. »

La dérégulation du marché du gaz va conduire à une déconnexion entre le tarif STS qui s'appliquera aux clients « gaz » non éligibles et le tarif payé par les clients éligibles. Comme nous l'avons vu précédemment, il est prévu que les installations de cogénération bénéficiant de l'obligation d'achat ne seraient pas éligibles sur le marché du gaz. Néanmoins, dans la mesure où les seuils d'éligibilité pour le gaz de 25, 15 et 5 millions de mètres cubes sont fixés directement par la directive européenne, une installation de cogénération ayant une consommation supérieure à ces seuils sera automatiquement éligible même si elle bénéficie de l'obligation d'achat. (On peut, en première approximation, considérer qu'une installation de cogénération de 15 MW consomme environ 15 millions de mètres cubes de gaz). Par conséquent, **si les versions finales des lois relatives au marché de l'électricité ou du gaz ne prévoient pas de résiliation ou de modification des contrats en cours, il sera proposé de**

tenir compte de la clause d'indexation pour les installations de cogénération bénéficiant des tarifs gaz plus avantageux.

En première estimation, on peut considérer que la libéralisation du marché du gaz permettra aux clients éligibles de gagner de l'ordre de 1.5 cF/kWh sur les tarifs d'achat de gaz. Compte tenu des rendements de production électrique des installations de cogénérations, le gain ramené entièrement au kWh électrique serait de l'ordre de 5 centimes (en conservant donc le même coût de revient de la production de chaleur). En pratique, il conviendrait de ventiler ce gain pour environ 3 centimes pour la production d'électricité et de 2 centimes pour la production de vapeur. Dans la mesure où l'installation de référence dans le contrat 97-01 est un cycle combiné au gaz de rendement 51% ou 52.5%, un gain de 1.5 cF/kWh sur les tarifs d'achat de gaz se traduirait par une baisse du tarif de rachat par EDF de l'ordre de 3 cF/kWh.

En conclusion, la révision des contrats de cogénération pour prendre en compte la baisse du prix d'achat du gaz permet de compenser les bénéfices supplémentaires induits sur la production d'électricité tout en permettant aux producteurs de profiter de cette baisse pour leur production de chaleur.

Les dispositions des contrats futurs (un dispositif transitoire)

Concernant les futurs contrats d'achat d'électricité produite par des installations de cogénération, il convient de fixer un dispositif transitoire avant que la libéralisation du marché ne soit suffisante pour permettre aux producteurs d'avoir accès à un nombre suffisant de clients éligibles. Afin de préparer la transition vers une situation de marché, il est proposé de faire évoluer les futurs contrats de la façon suivante (les contrats passés n'étant pas remis en cause) :

Tout d'abord, il est proposé de revoir la définition de la cogénération pour s'assurer que les installations créées soient effectivement intéressantes sur le plan énergétique. Cela nécessiterait de prendre en compte le coefficient d'efficacité énergétique à la place du rendement. De plus, une installation de cogénération est d'autant plus intéressante en terme de rejets dans l'environnement qu'elle se substitue à une production à base de charbon. Dans l'état actuel du parc de production excédentaire en nucléaire pour la base, il conviendrait de favoriser les installations de cogénération fonctionnant en semi-base.

Au fur et à mesure que le marché s'ouvrira à la concurrence et que le nombre de clients éligibles augmentera, il est proposé de diminuer progressivement le seuil en dessous duquel l'obligation d'achat de l'article 10 s'applique (cf. A.4 ci-dessus).

Pour permettre une bonne adaptation à ces évolutions, l'obligation d'achat pourrait faire l'objet de contrats de cinq ans renouvelables d'année en année par tacite reconduction. EDF et les DNN pourraient dénoncer les contrats dans un délai d'un an, après que la CRE aura constaté que le marché est suffisamment ouvert à la concurrence pour que les producteurs indépendants se voient offrir un prix de marché par plusieurs acheteurs. Les producteurs indépendants pourraient pour leur part dénoncer ces contrats quand ils le voudraient avec un préavis d'un mois.

D La production éolienne

D.1 Remarques générales

Le défaut principal de la production éolienne est de ne pas pouvoir garantir de puissance minimale, puisque à tout moment, il est possible de constater l'absence de vent. Néanmoins, dans le cadre d'un grand nombre d'aérogénérateurs installés sur différents sites, il est possible d'obtenir une garantie de puissance de l'ordre de 30% de la puissance nominale par mutualisation des aléas en terme de vitesse de vent selon les sites.

L'éolien présente néanmoins des avantages importants sur le plan de la pollution atmosphérique. De plus, pour les installations de puissance inférieure à 20kV, l'électricité produite est raccordée sur le réseau 20kV et peut permettre ainsi de limiter les pertes sur le réseau si l'électricité produite est consommée localement.

D.2 Le niveau de production actuel

Eoliennes connectées au réseau

Année	Nombre total de machines installées	Puissance (en MW)	Production (en GWh)
1983	10	0.1	0.3
1991	12	0.6	1.2
1992	18	0.9	1.9
1993	25	3.3	8.6
1996	49	6.3	15.3
1997	83	10.5	24.4
1998	103	18.9	48.1

Eoliennes connectées au réseau dans les DOM-TOM

Année	Nombre total de machines installées	Puissance (en MW)	Production (en GWh)
1992	6	0.336	0.7
1996	30	3.336	7.4
1997	55	4.836	12.2
1998	59	5.136	13.7

Nota : les éoliennes non connectées au réseau représentaient de l'ordre de 1.14 GWh en 1998 (dont 0.15 pour les DOM).

Selon le rapport de la DIGEC sur « les coûts de référence » de la production électrique, le prix de revient des installations actuelles ressort entre 34.5⁴⁰ et 39.6 cF/kWh (pour un équipement de 10*600 kW). Les progrès actuellement réalisés devraient permettre la mise en production en 2005 d'équipements plus performants (10*1500 kW) qui, selon certains, pourraient ramener le prix de revient entre 23.5 et 27 cF/kWh.

D.3 Le programme Eole 2005

Le programme Eole 2005 vise à doter la France, à l'horizon 2005, d'une capacité éolienne de 250 à 500 MW, à rendre la filière économiquement compétitive et à contribuer à l'émergence d'une industrie éolienne en France. Le mécanisme retenu est un appel à propositions. Les projets sont sélectionnés en fonction du prix d'achat proposé par le contractant. Cette méthode vise à faire émerger les projets les plus proches de la compétitivité. Les contractants disposent ensuite de 3 ans pour réaliser leur projet.

Un premier appel à propositions pour 50 MW s'est traduit en 1997 par la sélection de 20 projets d'une capacité totale de 77,5 MW.

La première tranche, réservée à la Corse et aux DOM, du deuxième appel à propositions a permis la sélection de 11 projets d'une capacité totale de 47,8 MW (pour 25 MW proposés).

EOLE 2005 conduira donc, si les projets sélectionnés sont réalisés, à installer 125,3 MW éoliens avant la fin de l'an 2000. Les prévisions de production pour 1999 sont de 0.1 TWh et pour 2000 de 0.25 TWh.

La deuxième tranche du deuxième appel à propositions, réservée à la France continentale, portait sur une capacité de 75 MW. EDF a reçu des propositions représentant une puissance bien supérieure. Une première liste de 21 projets de parcs éoliens représentant ensemble 200 MW de puissance a été retenue début octobre 99. Ces parcs seront installés sur l'ensemble du territoire : Bretagne (4 parcs), Normandie (2 parcs), Poitou-Charentes (1 parc), Rhône-Alpes (2 parcs), Midi-Pyrénées (2 parcs), Languedoc-Roussillon (9 parcs). En outre, un parc offshore sera implanté au large du Pas-de-Calais.

5 projets supplémentaires représentant 70 MW sont en cours d'examen chez EDF.

Au terme de ses deux premiers appels à propositions pour la fourniture d'électricité d'origine éolienne, EDF a déjà retenu des projets pour un potentiel de 325 MW.

La première éolienne de forte puissance (750 KW) de conception et de fabrication française (Jeumont Industrie) a été inaugurée le 6 octobre à WIDEHEM (Pas de Calais). Elle complète l'offre française qui comporte déjà les machines de petites et moyennes puissances de la Société VERGNET, adaptées aux conditions difficiles. Suite au premier Appel à Propositions EOLE 2005, celles-ci équipent les parcs de Petit-canal et de Petite-Place à la Guadeloupe.

Le Gouvernement a demandé à EDF de lancer avant la fin de l'année 1999 un nouvel appel à proposition EOLE 2005 pour un potentiel d'au moins 100 MW.

⁴⁰ Le prix de revient dépend de manière significative de la durée de vie des aérogénérateurs et de la vitesse moyenne du vent sur le site de production.

Le prix moyen d'achat proposé par les porteurs des 21 projets retenus est inférieur de 13% à celui du premier appel à proposition. Le prix de l'électricité d'origine éolienne poursuit donc sa décroissance (de 38 à 34 cF/kWh). Dans le cadre d'Eole 2005, les prévisions de production sont de 1.25 TWh en 2005 pour un prix moyen 31 cF/kWh.

D.4 Les commentaires et les propositions

Le programme Eole 2005 entre dans le cadre de l'article 8 de la loi relatif aux appels d'offre. C'est le moyen le plus efficace pour favoriser les projets les plus rentables et réduire au maximum le surcoût pour la collectivité tant que la concurrence s'exerce normalement. Il n'y a donc pas lieu de modifier la méthode : le prix de reprise de l'électricité par EDF résulte de l'appel d'offres, et l'écart entre ce prix et les coûts évités (tarif de vente d'EDF diminué du tarif d'injection) fait l'objet d'une compensation par le biais du fonds du service public de la production d'électricité.

L'article 10, pour sa part, oblige EDF à racheter l'électricité produite par les installations inférieures à une certaine puissance. Dans le cadre du plan Eole 2005, cet article n'a pas d'utilité puisqu'un contrat d'achat est signé à l'issue de l'appel d'offre. Il est néanmoins proposé, comme cela a été justifié dans la partie A, de maintenir l'obligation d'achat automatique de l'article 10 avec un prix de reprise n'incorporant pas de subvention (tarif de vente d'EDF diminué du tarif d'injection) pour ne pas empêcher le développement des installations économiquement rentables.

Dans le cadre de nos propositions générales, nous avons proposé que la prime fixe dans le tarif de rachat soit assise sur la puissance minimale garantie. Comme cela a été souligné précédemment (cf. D.1), la puissance garantie est nulle dans le cas des productions éoliennes individuelles. Mais, en regroupant différents sites de productions n'étant pas soumis aux mêmes conditions de vents, il est possible d'avoir une puissance garantie de 30% de la puissance nominale compte tenu du foisonnement des installations. Nous proposons dans le cas particulier des éoliennes de tenir compte de cette spécificité pour le calcul de la prime fixe en attribuant à chaque éolienne une puissance garantie égale à 30% de sa puissance nominale.

L'éolien apparaît, selon ses promoteurs, comme une source d'énergie susceptible de devenir rentable d'ici une dizaine d'années. Dès à présent, il peut être rentable dans des situations particulières, notamment pour les sites isolés ou les zones non interconnectées au réseau de transport. Néanmoins, la péréquation tarifaire ne favorise pas un développement spontané de ce type de production.