

SOMMAIRE

I INTRODUCTION : UN SERVICE PUBLIC RÉNOVÉ, DES ENJEUX ÉCONOMIQUES ET FINANCIERS CONSIDÉRABLES	3
I.A LES ENJEUX FINANCIERS	4
I.B LES ENJEUX ÉCONOMIQUES.....	5
I.C PRÉSENTATION DU PRÉSENT RAPPORT	6
II LE CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE : APERÇU HISTORIQUE ET TRAITS CARACTÉRISTIQUES ...7	
II.A LA PÉRIODE DE RECONSTRUCTION APRÈS LA DEUXIÈME GUERRE MONDIALE : MONOPOLES ET SERVICE PUBLIC.....	7
II.B LES CHOCS PÉTROLIERS : INVESTISSEMENTS LOURDS ET MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE.....	8
II.C LA PÉRIODE RÉCENTE : LIBÉRALISATION ET INTERNATIONALISATION.....	10
II.D LA SITUATION ACTUELLE : UN MARCHÉ EUROPÉEN.....	12
III LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE LA DISTRIBUTION..... 14	
III.A LA MUTUALISATION DES COÛTS LOCAUX DE DISTRIBUTION.....	14
III.A.1 <i>Le dispositif antérieur à la loi</i>	14
III.A.1.1 Le FPE.....	14
III.A.1.2 Les dispositions tarifaires d'EDF en faveur des DNN.....	15
III.A.1.3 Coût du dispositif existant.....	16
III.A.1.4 Le fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE).....	16
III.A.2 <i>Comparaisons internationales</i> :.....	17
III.A.3 <i>Dispositions de la loi et enjeux financiers</i>	17
III.A.4 <i>Propositions</i>	18
III.B L'AIDE AUX PERSONNES EN SITUATION DE PAUVRETÉ OU DE PRÉCARITÉ.....	19
III.B.1 <i>Le dispositif actuel</i>	19
III.B.2 <i>Coût du dispositif actuel</i>	20
III.B.3 <i>Comparaisons internationales</i>	21
III.B.4 <i>Dispositions de la loi</i>	21
III.B.5 <i>Propositions et enjeux financiers</i>	22
III.B.5.1 Dispositif de la loi du 1 ^{er} décembre 1988.....	22
III.B.5.2 Tarif "électricité produit de première nécessité".....	23
III.B.5.3 Coût total du dispositif prévu par la loi et financement.....	24
IV LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE PRODUCTION..... 26	
IV.A LES ZONES NON INTERCONNECTÉES AU RÉSEAU MÉTROPOLITAIN CONTINENTAL.....	26
IV.A.1 <i>La situation actuelle</i>	26
IV.A.1.1 Une forte croissance de la consommation.....	27
IV.A.1.2 Des déficits en augmentation rapide.....	27
IV.A.1.3 Des surcoûts de production élevés.....	27
IV.A.1.4 Des incitations à l'accroissement de la consommation d'électricité.....	28
IV.A.2 <i>Comparaisons internationales (pour mémoire)</i>	29
IV.A.3 <i>Les dispositions de la loi</i>	29
IV.A.4 <i>Effets socio-économiques</i>	30
IV.A.5 <i>Propositions</i>	30
IV.A.5.1 Mise en place d'une "comptabilité appropriée" et contrôle.....	31
IV.A.5.2 Mode de calcul et de répartition des surcoûts de production.....	31
IV.A.5.3 Optimiser les investissements de production.....	32
IV.A.5.4 Maîtriser la consommation d'électricité.....	33
IV.B LES OBLIGATIONS D'ACHAT.....	34
IV.B.1 <i>La situation actuelle</i>	34
IV.B.1.1 L'obligation d'achat proprement dite.....	34
IV.B.1.2 Effets de l'obligation d'achat.....	36
IV.B.1.3 Les aides à la cogénération.....	37
IV.B.1.4 Les appels d'offres pour la production éolienne.....	38

<i>IV.B.2</i>	<i>Les dispositions de la loi</i>	39
IV.B.2.1	Les obligations d'achat à caractère général.....	39
IV.B.2.2	Les appels d'offres	39
IV.B.2.3	Calcul et répartition des charges de service public	40
IV.B.2.4	Les coûts échoués	40
<i>IV.B.3</i>	<i>Aspects économiques</i>	41
<i>IV.B.4</i>	<i>Propositions</i>	41
IV.B.4.1	Promotion de solutions énergétiques performantes par les appels d'offres de l'article 8.....	41
IV.B.4.2	Eligibilité aux obligations d'achat de l'article 10 :	43
IV.B.4.3	Fixation des tarifs d'achat et calcul des coûts évités	45
	a) Analyse de la position d'EDF.....	45
	aa) Cas du monopole	45
	bb) Cas de la concurrence pour les consommateurs éligibles	47
	b) Les dispositions de la loi.....	47
	c) Propositions	48
V	CONCLUSION	50

EVALUATION DES MISSIONS DE SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITE

I Introduction : un service public rénové, des enjeux économiques et financiers considérables

La loi sur "la modernisation et le développement du service public de l'électricité", tout en transposant en droit français la directive européenne sur le "marché intérieur de l'électricité", fait évoluer de manière très significative les dispositions de service public applicables en France à cette énergie. Il s'agit sans nul doute de l'évolution la plus importante depuis la loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.

La loi précise, formalise et, dans un certain nombre de cas, crée de nouvelles missions de service public. Afin de ne pas désavantager les opérateurs électriques en charge de ces missions et ne pas créer de distorsion de concurrence à leur détriment sur un marché électrique européen désormais concurrentiel et intégré, elle prévoit explicitement des mécanismes de compensation pour les coûts liés à ces responsabilités qui ne seraient pas couverts en totalité par les recettes correspondantes. Cette compensation s'effectuera par l'intermédiaire de deux fonds :

- Dans le domaine de la **distribution**, les charges seront mutualisées entre l'ensemble des distributeurs par l'intermédiaire du "Fonds de péréquation de l'électricité" (FPE) créé par la loi de nationalisation de 1946. Aujourd'hui, ce fonds a pour objet de **compenser les effets de la structure des réseaux** sur les résultats des distributeurs non nationalisés (DNN), qui assurent environ 5% de cette activité. Il s'agit principalement de prendre en compte la situation des distributeurs situés en zone rurale, qui doivent desservir un habitat dispersé, avec des lignes de longueur importante comportant un faible nombre de clients. La loi confirme cette fonction, et élargit les attributions du fonds au **dispositif institué en faveur des personnes en situation de pauvreté ou de précarité**.
- Dans le domaine de la **production**, la loi institue un "fonds du service public de la production d'électricité" alimenté par un prélèvement sur les opérateurs d'une taille suffisante, pour la partie de leurs livraisons assurée à des clients finals installés en France, et sur ceux qui importent ou produisent pour leur propre usage. Ce fonds a vocation à compenser trois types de charges :
 - . **les surcoûts de production dans les zones non interconnectées** au réseau métropolitain continental (DOM et Corse pour l'essentiel), où la loi prévoit des tarifs identiques à ceux pratiqués sur le reste du territoire national ;
 - . **les surcoûts résultant, le cas échéant, de l'obligation d'achat** de l'électricité produite en France par la valorisation des déchets ménagers ou, dans certaines limites de puissance, par des installations utilisant des énergies renouvelables ou des techniques performantes telles que la cogénération. A ces surcoûts peuvent s'ajouter, le cas échéant, ceux liés aux contrats d'achat consécutifs aux appels d'offres que le

Gouvernement a la possibilité de lancer, s'il prévoit que les capacités de production ne correspondront pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements ;

. **les charges dites de "coûts échoués"**, pour lesquelles la loi ne prévoit qu'une seule catégorie : les charges **liées aux contrats de type "appel modulable"** passés il y a quelques années par EDF avec des producteurs autonomes de pointe.

I.A Les enjeux financiers

L'évaluation précise de certaines charges à compenser par les deux fonds n'est pas aisée. Ainsi, en ce qui concerne le dispositif en faveur des personnes en situation de pauvreté ou de précarité, la loi n'en précise pas toutes les modalités. Suivant les hypothèses retenues, les coûts correspondants peuvent varier dans des proportions importantes, ainsi qu'on le verra dans la suite de ce rapport. Pour les charges liées aux obligations d'achat d'électricité (cogénération notamment), de fortes divergences d'appréciation existent sur le montant des surcoûts pour EDF, entre cette entreprise, l'Administration (DIGEC) et les producteurs concernés.

En ajoutant les estimations des autres postes, pour lesquels il n'y a guère de contestation, l'ordre de grandeur des charges annuelles à compenser visées par la loi se présente comme indiqué ci-dessous :

Production :	
-DOM/Corse :	2000 MF
-Obligations d'achat :	400 à 2035MF (1)
-Contrats "appel modulable" :	74MF
Total :	2474 à 4109MF

(1) Suivant mode d'évaluation par EDF et la DIGEC

Distribution :	
-Ecart de structure des réseaux	> 381 MF
-Dispositif pauvreté/précarité :	213 à 2550 MF (2)
Total :	> 594 à 2931 MF

(2) Système préconisé, ou dispositif automatique "à l'italienne"

Total général :	3068 à 7040 MF
------------------------	----------------

Ce total de **3 à 7 milliards de francs par an** représente 0,8 à 1,8 centimes par kWh livré en France, ou encore 2,2 à 5,1% du prix de vente moyen d'EDF. Pour les seules charges liées à la production, si leur montant était réparti uniformément sur tous les kWh, la fourchette serait de 0,6 à 1,1 centimes ce qui représenterait 4,3 à 7,2% du prix d'achat que peut obtenir aujourd'hui un client éligible sur le marché européen. En outre le montant des charges est susceptible de s'accroître fortement dans les prochaines années pour dépasser 10 milliards de francs en 2001, selon certaines estimations d'EDF sur lesquelles nous reviendrons.

Tous ces chiffres témoignent s'il en était besoin, de l'importance des montants financiers en cause. Ils démontrent également l'importance qu'il y a à définir des principes clairs permettant une évaluation rigoureuse des charges, à estimer avec précision les sommes en jeu lorsque des décisions restent à prendre par la puissance publique, et à répartir avec équité les

montants entre les parties concernées tout en veillant à l'efficacité économique, à l'emploi, à l'intérêt des consommateurs domestiques et industriels ainsi qu'à celui des opérateurs énergétiques dans un contexte international concurrentiel.

Si l'on voulait avoir une idée plus complète des compensations effectivement pratiquées, au delà de celles prévues dans la loi, il faudrait ajouter d'autres péréquations ou charges qui représentent au total, en ordre de grandeur, plus du double de celles qui sont étudiées dans le présent rapport : ainsi celles qui sont pratiquées entre centres de distribution d'EDF-GDF services, les tarifs au personnel et aux retraités des deux établissements, l'effet des distorsions pratiquées par EDF à travers ses tarifs pour favoriser certaines utilisations soumises à concurrence (chauffage électrique) ainsi que les sommes gérées par le FACE (fonds d'amortissement des charges d'électrification). Ce fonds, qui joue un rôle important pour le financement des investissements en réseaux de distribution (cf. III.A.1.4 ci-après), est alimenté par un prélèvement sur les ventes d'électricité en basse tension pour un montant de 1923 MF en 1998. Les exigences de transparence qui vont désormais s'imposer, en matière de régulation des systèmes nationaux dans le cadre d'un marché électrique européen intégré, impliqueront, sans aucun doute, un réexamen approfondi de certains de ces transferts et de leurs modalités de mise en œuvre.

1.B Les enjeux économiques

L'évaluation des missions de service public ne saurait évidemment se limiter à la stricte mesure d'un coût financier, qui serait celui supporté par un ou plusieurs opérateurs pour assurer la réalisation de ces missions. La lettre de mission demande justement qu'une attention particulière soit accordée « à la rationalité et à l'efficacité économique, à l'investissement, à l'intérêt des consommateurs, aux effets sur l'emploi ainsi qu'aux implications sur les opérateurs dans un contexte international concurrentiel ».

A la notion de coût financier se superpose sans se confondre celle plus générale de *coût économique*, auquel peut se comparer *l'avantage ou le bénéfice* attendu, dans une étude coût-bénéfice.

Certains des coûts ou « surcoûts » examinés dans le rapport ont la nature d'un transfert entre opérateurs ou entre catégories de consommateurs : c'est le cas notamment de ceux liés aux dispositions visant à assurer la péréquation des tarifs pour les consommateurs non éligibles, et qui concernent à la fois la distribution (pour la métropole continentale) et la production (pour les zones non interconnectées au réseau continental). Leur coût financier consolidé est nul¹ puisque l'avantage des bénéficiaires est exactement égal au supplément de prix payé par les autres catégories d'usagers. Un tel dispositif a néanmoins un « coût d'efficacité économique », correspondant à la perte d'efficacité entraînée par la distorsion des mécanismes de marché. En contrepartie, il a un effet qui est celui recherché par la mesure considérée : solidarité nationale ou redistribution entre catégories de citoyens ou de ménages. Cet effet peut être quantifié, sous certaines hypothèses, ou éventuellement être comparé en termes d'efficacité avec d'autres mesures ayant le même objectif.

En ce qui concerne les autres missions de service public et notamment celles relatives aux obligations d'achat, il existe un surcoût économique marchand, égal au surcoût financier tel qu'il est évalué dans le rapport. L'avantage attendu a en général un caractère non

¹ Aux frais de gestion près.

marchand, par exemple une réduction des dommages à l'environnement, que l'on ne sait pas quantifier de manière indiscutable.

C'est la comparaison des coûts économiques et des bénéfices attendus qui permet d'apprécier la rationalité et l'efficacité économique, mais la complexité des mécanismes en jeu, et notamment de leurs effets macro-économiques rend ce genre d'évaluation particulièrement difficile².

Par ailleurs, l'ouverture à la concurrence du secteur de l'électricité aura probablement des effets incitatifs sur le comportement des opérateurs, ainsi qu'on a pu l'observer pour les télécommunications : innovation, efficacité accrue et retrocession des gains de productivité aux consommateurs par la baisse des tarifs. C'est à l'évidence un des enjeux essentiels de la directive européenne et de la loi la transposant en droit français. Dans la situation actuelle, les exemples étrangers sont trop peu nombreux et trop divers pour que des évaluations précises soient effectuées. L'expérience à venir sera riche d'enseignements et devrait permettre d'améliorer les outils d'évaluation.

1.C Présentation du présent rapport

Le présent rapport présente le résultat des réflexions d'un groupe de travail (liste en annexe 2) qui a examiné ces sujets de septembre 1999 à février 2000, répondant ainsi à la demande formulée par les ministres chargés de l'économie, du budget et de l'industrie (lettre de mission en annexe 1). Les membres du groupe ont effectué une large consultation des parties concernées en rencontrant des représentants des producteurs d'électricité, des distributeurs, des entreprises consommatrices, des collectivités concédantes, de l'administration ainsi que différents experts (liste en annexe 3). Qu'ils soient ici remerciés pour leur disponibilité. En ce qui concerne les références étrangères, le groupe a utilisé le rapport récemment établi par le Conseil général des mines et l'Inspection générale des finances, comparant les pratiques de régulation du secteur énergétique dans différents pays d'Europe et d'Amérique du Nord. Il s'est également appuyé sur les travaux du groupe de travail "services publics en réseaux" réuni dans le cadre du Commissariat général au Plan sous la présidence de M.Bergougnoux, ainsi que sur ceux du groupe d'expertise économique présidé par M.Champsaur, relatifs à la tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité, et à celle de la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles.

Il apparaît difficile d'étudier le service public de l'électricité indépendamment de la situation générale du secteur de l'énergie. Dans une première partie est esquissée brièvement l'évolution du contexte énergétique depuis l'immédiat après-guerre, époque où ont été mises en place les principales dispositions concernant l'électricité, jusqu'à la loi qui vient d'être votée. Les deux parties suivantes analysent les systèmes prévus en matière de distribution et de production. Pour chaque catégorie de charges seront examinées successivement les dispositions existant préalablement, celles introduites par la loi votée en dernière lecture le 1^{er} février 2000, ainsi que, le cas échéant, les dispositifs comparables existant dans d'autres pays. Sont ensuite proposés des critères d'évaluation des charges et des clés de répartition. Malgré les difficultés de l'exercice, on s'est efforcé de présenter des évaluations des montants en jeu, éventuellement sous forme de fourchettes.

² Les analyses correspondantes sont plus particulièrement développées dans les annexes 5 et 7 qui traitent des externalités et de la péréquation tarifaire.

II Le contexte énergétique : aperçu historique et traits caractéristiques

Le secteur de l'énergie, et l'électricité en particulier, a connu, au cours des 50 dernières années, de profondes mutations, dont les conséquences modèlent encore le contexte actuel. On peut schématiquement distinguer trois périodes :

II.A La période de reconstruction après la deuxième guerre mondiale : monopoles et service public

La priorité était alors claire : il s'agissait de mettre le plus rapidement possible à la disposition de l'économie nationale les infrastructures énergétiques (et de transport, de télécommunications etc.) dont elle avait besoin.

La filière électrique dans son ensemble était alors vue par les économistes comme un "monopole naturel", du fait de deux types de considérations en partie liées :

- La première tient à l'existence "**d'infrastructures essentielles**" : les réseaux électriques sont, en effet, une activité à "rendements fortement croissants", en ce sens que dans une zone déterminée, il n'est pas souhaitable, du point de vue de l'intérêt public, qu'il existe plusieurs réseaux de distribution ou de transport d'électricité concurrents fonctionnant en parallèle. Cela entraînerait des coûts exorbitants, sans avantage évident pour la collectivité. Dans ces conditions, les réseaux électriques constituent des **monopoles naturels** locaux.
- La seconde est que la **production** d'électricité est également, dans certaines limites, une industrie à "rendements croissants". A l'époque les économies d'échelle étaient importantes pour la production thermique, ce qui a conduit à un fort accroissement des tailles unitaires des centrales au charbon et au fioul, puis, plus tard, des centrales nucléaires³. L'effet de taille est encore plus significatif au niveau de chaque producteur d'électricité, du fait de la **marge de sécurité** dont il doit disposer, tout au moins s'il fonctionne en autarcie. L'électricité étant une énergie peu stockable, le producteur doit en effet disposer d'une réserve de puissance pour pouvoir continuer à alimenter ses clients en cas d'aléas : incident sur une ou plusieurs centrales, défaillance de certains fournisseurs, aléas climatiques...⁴ On conçoit aisément **qu'en valeur relative**, le montant de cette marge de sécurité baisse tout d'abord fortement avec le nombre de centrales : il y a beaucoup plus de risque pour un producteur disposant de 2 centrales d'avoir 50% de son parc à l'arrêt du fait d'incidents, que pour un producteur disposant de 20 centrales. Ce facteur de coût important a conduit à la mise en place de réseaux d'interconnexion reliant des centrales se portant mutuellement secours, en pratique confondus avec les réseaux de transport.

³ Aujourd'hui le développement des centrales à cycle combiné à gaz a réduit significativement le seuil de puissance au delà duquel l'effet de taille devient faible.

⁴ La notion de marge de sécurité s'applique de la même manière aux réseaux, et a conduit notamment à leur **maillage**, de manière à ce que chaque nœud important soit desservi par plusieurs lignes.

Les économistes de l'époque, qui appréhendaient la filière électrique globalement, en concluèrent que l'avantage dont disposait le producteur détenteur du réseau d'interconnexion dans une zone donnée était tel qu'il rendait pratiquement impossible l'arrivée de nouveaux entrants. Ils concluèrent donc à un monopole naturel de la production-transport d'électricité (comme on le verra plus loin, on considère aujourd'hui que ce monopole se limite à la gestion technique des réseaux). En outre la situation de "rendements croissants" devait conduire à une rapide concentration du secteur, et, dans la pratique, on observait un petit nombre de monopoles intégrés de production-transport dans chaque pays. Jusqu'à une date récente, en Europe comme en Amérique du Nord, ceux-ci étaient toujours nationaux ou locaux, ne franchissant pas les frontières des états. Cela s'explique certainement par des réglementations techniques hétérogènes, et plus encore par la forte implication des pouvoirs publics occidentaux dans la reconstruction des infrastructures énergétiques.

En France comme dans beaucoup d'autres pays européens existait un opérateur national largement dominant. Le Canada comportait un monopole par province. En Allemagne coexistaient neuf monopoles se partageant le pays, et au Japon dix. La situation était encore plus complexe aux Etats-Unis, où la loi interdisait, sauf autorisation spéciale, à une société holding de disposer d'un monopole dans plusieurs états.

En contrepartie de la reconnaissance de ces situations de monopole, globales ou locales, considérées comme inévitables, les Pouvoirs publics avaient mis en place dans la plupart des pays, des dispositions visant à protéger les intérêts des consommateurs en imposant en général aux entreprises en monopole une obligation de desserte de la totalité du territoire et des consommateurs ("service universel") et un encadrement des prix voire des investissements.

Un tel mode d'organisation associant **monopoles nationaux ou locaux**, privés ou publics, et **obligations de service public** a été appliqué de manière quasi générale, y compris dans les pays réputés les plus libéraux. Bien que la situation soit en évolution rapide, une grande partie des Etats-Unis est encore aujourd'hui desservie par des « investor owned utilities » (IOU), sociétés qui intègrent les fonctions de production, de transport et de vente de l'électricité, avec un monopole pour une zone géographique. En contrepartie, une IOU est dans l'obligation de servir toute clientèle potentielle sur son territoire, selon des tarifs fixés par les autorités de l'Etat concerné.

Ce système s'est maintenu, à peu près inchangé dans ses principes, dans la plupart des pays de l'Union européenne jusqu'à la mise en œuvre de la récente directive électricité (les exceptions étant le Royaume-Uni, la Suède et, dans une certaine mesure, l'Italie).

Il apparaît caractéristique d'une époque où la priorité allait à la planification centralisée et à la concentration des moyens, en vue de réaliser au plus vite les outils nécessaires pour satisfaire une demande d'électricité en croissance forte et régulière, et non, comme aujourd'hui, à l'optimisation du prix d'un bien devenu abondant et partout disponible.

II.B Les chocs pétroliers : investissements lourds et maîtrise de l'énergie

Avec la baisse au cours des ans du prix du pétrole, et la perspective annoncée de poursuite de cette tendance, de nombreuses centrales au fuel avaient été construites en France comme dans beaucoup d'autres pays, à la fin des années 60 et au début des années 70. Les

hausse brutales du prix du pétrole lors des deux chocs de 1974 et 1978 ont de ce fait entraîné une **forte augmentation du coût de l'électricité**, et plus encore de ses **coûts marginaux**.

Les principes de gestion rationnelle de la production d'électricité sont fondés sur le recours à plusieurs types de moyens de production : certains dits "de base" sont utilisés pour satisfaire la part de la production nécessaire pendant toute l'année. Il s'agit des outils présentant les coûts proportionnels de fonctionnement les plus bas, des coûts d'investissement élevés pouvant être justifiés par leur amortissement sur toute la durée de l'année. Pour satisfaire les demandes les plus importantes, qui n'apparaissent que pendant certaines périodes, on a recours à des équipements dits "de pointe" caractérisés par des coûts d'investissements plus réduits que ceux des moyens de base, et par des coûts proportionnels plus élevés, mais acceptables dans la mesure où ces équipements ne doivent fonctionner que pendant une partie de l'année. Bien entendu, il peut également exister des outils intermédiaires entre moyens de base et moyens de pointe et présentant des coûts d'investissements et de fonctionnement également intermédiaires.

Dans les années précédant les chocs pétroliers, les centrales au fuel cumulaient l'avantage du faible prix de ce combustible ainsi que de coûts d'investissement plus bas que pour les outils concurrents de l'époque (centrales au charbon, premières centrales nucléaires, hydraulique). Il avait donc été fait systématiquement appel à elles pour faire face à l'accroissement des besoins de puissance, pratiquement de la pointe à la base, et des centrales charbon existantes avaient même été modifiées pour fonctionner au fuel.

Avec l'augmentation du prix du pétrole, les centrales au fuel n'ont plus été utilisées qu'en dernier lieu, après tous les autres types d'outils de production, et leur place a régressé progressivement, au fur et à mesure de la construction d'autres équipements. Toutefois, en début de période, leur importance dans la composition du parc était telle qu'il fallait faire appel au moins à certaines d'entre elles, pendant presque toutes les périodes de l'année. Dans ces conditions, tout accroissement de la demande d'électricité se traduisait directement par une augmentation corrélative de la consommation d'hydrocarbures, à l'encontre des actions menées par les gouvernements européens pour réduire leur dépendance vis-à-vis du pétrole importé.

La situation était aggravée en France par une forte croissance de la saisonnalité de la demande et des phénomènes de pointe, eux-mêmes liés à l'essor du chauffage électrique. Cet usage, dont EDF avait engagé la promotion quelques années auparavant, connaissait un fort développement, encouragé par des tarifs ne traduisant pas la réalité des coûts, et conduisant, de fait, à une subvention du chauffage électrique par d'autres catégories d'usagers.

Aussitôt après le premier choc pétrolier, les pouvoirs publics occidentaux ont mis en œuvre deux types de politique :

- des actions visant à **diversifier les sources d'énergie primaire**. Pour l'électricité, celles-ci se sont traduites par **des investissements en moyens de production lourds** (nucléaire et charbon principalement) destinés à satisfaire la croissance des besoins de base et à remplacer les centrales au fuel en milieu de courbe de charge. C'est également à cette époque qu'ont commencé à être développées de manière industrielle les techniques de production à partir d'énergies renouvelables : solaire, éolien, valorisation thermique des déchets ;
- des politiques de **maîtrise de l'énergie**, visant à en promouvoir une utilisation plus économe et plus rationnelle. Dans le domaine électrique, celles-ci se sont traduites, en

particulier, par une différenciation accrue des tarifs suivant les périodes de l'année, tout au moins pour les usagers industriels, par la mise en place de réglementations limitant les déperditions thermiques des bâtiments tertiaires ou d'habitation nouveaux et par la promotion de techniques performantes notamment en matière d'isolation. Rétrospectivement, ces politiques se sont avérées efficaces, et ont permis une forte réduction du couplage entre croissance économique et croissance de la consommation d'énergie.

Les programmes d'investissement en production d'électricité mentionnés plus haut ont été menés de façon très variable suivant les pays, qualitativement et quantitativement. Toutefois, on peut globalement considérer qu'ils ont été surdimensionnés, leur volume ayant été déterminé en continuité avec les tendances de consommation du passé, sans intégrer, pendant plusieurs années après le premier choc pétrolier, l'impact des politiques de maîtrise de l'énergie, voire tout simplement de l'augmentation de son prix. Cela a été en particulier le cas en France, pour des investissements qui ont consisté, pour l'essentiel, en la construction de centrales nucléaires.

Ces politiques n'ont pas modifié à court terme l'organisation électrique héritée de la période précédente ; les monopoles ont été certainement confortés par le lancement de programmes d'investissement nécessitant la gestion centralisée de moyens importants. En revanche, la notion de service public de l'énergie s'est profondément modifiée dans l'opinion, la croissance de la consommation n'étant plus considérée comme un but en soi, et étant remplacée par le souci d'une utilisation plus rationnelle.

Enfin, cette époque a laissé en Europe une situation du parc électrique dont les conséquences restent importantes aujourd'hui et le resteront encore quelques années : **de fortes disparités de coûts de production suivant les pays**, certains comme la France disposant de capacités disponibles à coût proportionnel réduit pendant une grande partie de l'année (cf. sur ce point le paragraphe IV.B.4.3 ci-après) alors que d'autres (Italie, Espagne) présentent en général des coûts marginaux de production élevés, voire se trouvent en sous-capacité pendant certaines périodes.

II.C La période récente : libéralisation et internationalisation

Depuis de nombreuses années, les grands électriciens européens avaient développé l'interconnexion de leurs réseaux en vue de réduire leurs coûts et d'en améliorer la fiabilité et la sécurité. Progressivement, la normalisation des équipements, le développement d'automatismes spécifiques et la définition de procédures d'exploitation unifiées ont permis la mise en place d'un vaste système interconnecté synchrone. Celui-ci couvre aujourd'hui la partie continentale de l'Union européenne, avec des liens en expansion avec les pays nordiques et la Grande-Bretagne, et d'autres liaisons avec les pays de l'Est et le Maghreb.

Les progrès de l'interconnexion ont permis de réduire les marges de sécurité nécessaires, et ont ainsi libéré des capacités de production de type, et donc de coût marginal, variable suivant les producteurs. Dans le contexte décrit plus haut de fortes disparités des coûts de production entre pays, les échanges internationaux entre compagnies d'électricité se sont développés, pour l'essentiel à court terme. Ceux-ci ont symétriquement constitué une puissante incitation au renforcement et à l'extension de l'interconnexion.

Ainsi, quand il est devenu évident que le rythme d'augmentation de la consommation française resterait durablement plus faible que dans les années antérieures, EDF a tiré parti de la compétitivité de son outil de production pour vendre à d'autres producteurs d'électricité, en améliorant si nécessaire l'interconnexion avec eux. Les échanges ont ainsi atteint rapidement un volume substantiel : partant de zéro au début des années 80, les exportations françaises ont atteint, une dizaine d'années plus tard, 70 TWh soit 15% de la production d'EDF. Ce chiffre, sans égal en Europe par son importance, s'est à peu près maintenu jusqu'aujourd'hui.

L'**internationalisation du marché de l'électricité** restait cependant encore limitée, car il s'agissait seulement d'échanges entre opérateurs nationaux, chacun restant maître sur son territoire. Ce développement des échanges a certes permis une utilisation plus rationnelle des équipements de production existant. On restait cependant très loin de la mise sous pression concurrentielle des opérateurs dans le cadre de marchés bien structurés, qui allait bientôt être considérée, dans un certain nombre de pays, comme la forme la plus efficace d'organisation pour les systèmes électriques.

Dès les années 60 aux Etats-Unis, l'organisation traditionnelle basée sur des monopoles régionaux ou locaux réputés "naturels" a commencé à être critiquée, à cause de sa médiocre efficacité. Ces critiques ont été prolongées au niveau de l'analyse économique. Il a été mis en évidence que le monopole naturel se limitait à la seule gestion technique des infrastructures (réseaux de transport et de distribution pour l'électricité). Il y avait donc lieu **d'ouvrir à la concurrence** la production et l'activité d'import-export de cette énergie. S'agissant des réseaux, il était possible de distinguer l'activité physique de transport-distribution, qui demeurait un monopole naturel, de l'activité commerciale consistant à acheter ou à vendre des kWh d'électricité ou des m³ de gaz en fournissant des services associés. La distribution, au sens français du terme, pouvait donc être dissociée en une activité d'acheminement (en anglais : "distribution") et une activité de fourniture (en anglais : "supply"). Après cette réorganisation, le système pouvait être "**régulé**" par une "**autorité spécifique**", chargée de veiller à un accès équitable et transparent aux infrastructures restant en situation de monopole (réseau de transport) et à l'instauration de pratiques concurrentielles sur les secteurs ouverts à la concurrence.

L'approche conceptuelle qui vient d'être décrite a été mise en œuvre, à partir des années 1980, au Royaume-Uni (Angleterre et Pays de Galles) et dans les pays scandinaves (Norvège d'abord puis Suède). Elle a, depuis, été appliquée aux Etats-Unis par différents états ainsi que dans plusieurs pays du Commonwealth (Canada, Australie, Nouvelle-Zélande). La directive électricité a été très largement inspirée par les expériences menées au Royaume-Uni et en Suède et se fonde sur les principes généraux exposés ci-dessus. Elle a maintenant été transposée dans la plupart des pays de l'Union européenne, ouvrant à la concurrence le marché des plus gros clients dits "**éligibles**" (une analyse de cette notion nouvelle introduite par la loi est donnée en annexe 4).

La **libéralisation** s'est conjuguée avec une accélération et une intensification de l'**internationalisation** mentionnée plus haut : les entreprises interviennent de plus en plus couramment en dehors de leur territoire national, ce qui pousse réciproquement à la libéralisation dans leur propre pays.

Cette évolution conduit inéluctablement à une **restructuration profonde et rapide du secteur** ; les opérations de concentration ainsi que les acquisitions à l'étranger se multiplient : ainsi, depuis moins d'un an, EDF s'est constitué une importante base de clientèle au

Royaume-Uni ; trois des quatre producteurs hollandais d'électricité sont passés sous contrôle étranger ; et deux des trois plus grosses compagnies d'électricité allemandes ont fusionné, créant ainsi la troisième entreprise européenne du secteur.

II.D La situation actuelle : un marché européen

Les principales caractéristiques du marché européen résultent de l'évolution historique décrite ci-dessus :

- La consommation totale d'électricité en Europe croît à un rythme relativement faible (moins de 3% par an, en moyenne).
- Les marchés de l'Union européenne sont aujourd'hui largement ouverts à la concurrence, dans un premier temps pour les gros consommateurs (les clients "éligibles"). Comme le prévoit la "directive électricité" adoptée par les pays membres de l'Union Européenne, cette ouverture ira croissant. D'ores et déjà, certains pays ont devancé les dispositions de la directive en ouvrant, au moins en théorie, totalement leur marché (Royaume-Uni, Suède, Allemagne).
- L'existence d'un vaste réseau synchrone géré de manière coordonnée (cf. § II-C ci-dessus) rend physiquement possibles des échanges importants entre pays. Ce réseau, qui couvre aujourd'hui la plus grande partie de l'Europe continentale va prochainement être élargi à la Scandinavie et à la Grande-Bretagne. Concernant son prix d'utilisation, les experts s'orientent assez unanimement vers un tarif de type "**timbre-poste**", c'est-à-dire **ne dépendant pas de la distance, pouvant se décomposer en un tarif d'injection et un tarif d'extraction, tenant compte le cas échéant des situations de congestion**. Telle est la recommandation du récent groupe de travail animé par M.Champsaur, et le souhait de la Commission européenne. La conséquence fondamentale de ce choix est l'émergence d'un **véritable marché européen**, chaque producteur se trouvant dans la même situation vis à vis de chaque client éligible, quelle que soit son implantation, à l'exception près des situations de congestion éventuelles.
- Dans ce contexte d'un marché européen intégré, la notion de surcapacités nationales perd son sens. Il y a des équipements qu'il est judicieux de maintenir en service parce que les kWh qu'ils sont susceptibles de produire, valorisés au prix du marché européen, couvrent les charges qu'entraîne leur maintien en service (coûts de combustible et charges fixes d'exploitation hors charges de capital), et d'autres qu'il faut déclasser parce que tel n'est pas le cas.

Les tendances prévisibles de ce marché sont les suivantes :

- Avec l'intensification de la concurrence liée à la libéralisation des marchés, il faut s'attendre à une forte baisse des prix aux clients éligibles. En Allemagne, ces prix ont baissé de plus de 30% depuis un an, partant, il est vrai, d'un niveau sensiblement plus élevé qu'en France. Il est vraisemblable que, pendant quelques années, les prix de marché pourront se situer en dessous des prix de revient y compris amortissement des outils de production les plus performants.

- Tant que ne se pose pas la question de remplacer des centrales trop anciennes, la plupart des investissements de production nouveaux ne sont pas économiquement rentables. Ainsi, le moyen de production le moins coûteux aujourd'hui pour la plupart des types d'utilisation est la turbine à gaz à cycle combiné. Dans les hypothèses les plus favorables retenues par la DIGEC dans son rapport sur les coûts de référence de l'électricité, le coût complet (c'est-à-dire y compris amortissements) de cet outil s'élève à 18.2c/kWh. Or une centrale au charbon même ancienne, même fonctionnant seulement la moitié de l'année, aura des coûts proportionnels inférieurs à 12c/kWh. Dans ces conditions, on ne l'arrêtera pas pour la remplacer par un outil plus moderne, tout au moins tant que des investissements trop importants de maintien en état, ou pour réduire la pollution atmosphérique, ne deviendront pas indispensables. Ce raisonnement s'applique à tous les investissements de production à l'exception de quelques créneaux particuliers, permettant d'utiliser des énergies qui seraient autrement mal valorisées :
 - . valorisation de sous-produits fatals (gaz de la sidérurgie, de raffineries...).
 - . production d'électricité associée à une production importante de chaleur (cogénération) ou de chaleur et de froid (trigénération);
 - . consommation d'énergies économiquement fatales (contrats "take or pay").

- Les entreprises souhaitant entrer sur le marché européen de l'électricité devront, pour y occuper une place significative, acheter des sociétés ou des capacités de production existantes. Par ailleurs, l'électricité va ressembler de plus en plus à une matière première comme les autres, ce qui va inciter les producteurs à rechercher des marges sur des prestations de service associées à la fourniture de « commodités » qui ne seraient pas limitées à l'électricité ; cette stratégie est d'autant plus attrayante que nombreux sont les gros consommateurs d'énergie qui souhaitent se replier sur leur cœur de métier et externaliser les autres prestations ; il en résultera, entre autres, une évolution des entreprises du secteur de l'installation de l'équipement et de l'entretien électrique.

- Pour orienter la production d'énergie vers des sources jugées particulièrement intéressantes pour la protection de l'environnement, il est indispensable de mettre en place des dispositions incitatives. Il en irait différemment si un dispositif économique était institué pour internaliser les effets externes, en particulier pour les émissions de gaz à effet de serre, **à condition que ce dispositif soit européen.** Ce point important est analysé dans l'annexe 5.

III Les charges de service public de la distribution

D'une manière générale, les différentes missions du service public sont définies dans l'article 1 de la loi et détaillées dans son article 2, l'article 5 précisant les mécanismes de compensation des charges correspondantes.

Dans le domaine de la distribution, les charges imputables aux missions de service public sont les suivantes :

- les surcoûts supportés par les organismes de distribution pour desservir certaines zones particulières (par exemple zones rurales à habitat dispersé).
- la participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de pauvreté ou de précarité.

Il est prévu que ces charges seront compensées par le biais du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) institué par la loi de 1946, dont le champ d'application sera élargi.

III.A La mutualisation des coûts locaux de distribution

III.A.1 Le dispositif antérieur à la loi

Initialement basé sur le FPE, le dispositif a été ultérieurement complété par des dispositions de nature tarifaire, qui rendent l'ensemble complexe, opaque et peu lisible.

Dans un souci d'exhaustivité, et bien qu'il ne soit pas visé par la loi, on présentera aussi brièvement le FACE (fonds d'amortissement des charges d'électrification), qui gère des sommes très supérieures à celles du FPE tout en concourant à un but analogue, mais par le biais de l'investissement.

III.A.1.1 Le FPE

L'article 33 de la loi du 8 avril 1946 a créé un fonds commun au gaz et à l'électricité, devenu le "fonds de péréquation de l'électricité" (FPE) lors de la modification de cet article par le décret du 18 septembre 1956. Ce texte, assez peu explicite, indique que l'objet du fonds est de compenser la disparition de rabais accordés précédemment par EDF à certains distributeurs non nationalisés (DNN), du fait de leur faible consommation spécifique. En fait, il s'agissait principalement de prendre en compte la situation des distributeurs situés en zone rurale, qui doivent desservir un habitat dispersé, avec des lignes de longueur importante alimentant un faible nombre de clients.

Le fonds est abondé par des prélèvements sur les recettes des organismes de distribution d'électricité réputés bénéficiaires en exploitation, et verse des dotations aux organismes réputés déficitaires, en application d'une formule complexe dont les paramètres sont fixés annuellement par arrêté interministériel. Cette formule prend en compte notamment la longueur des lignes électriques, le nombre et la nature des postes de transformation, le nombre de contrats par catégorie pondérés par un coefficient de "ruralité", le montant pondéré des recettes etc.

Les sommes gérées par le FPE sont globalement modestes : Elles se sont élevées à environ 23 MF en 1997 comme en 1998, et le montant a été vraisemblablement comparable en 1999.

En 1998, 71 distributeurs non nationalisés sur 172 ont alimenté le fonds pour un total de 13.3 MF, soit en moyenne 0,2% de leur chiffre d'affaire. Ce montant est très inégalement réparti : Les 4 plus gros contributeurs (Electricité de Strasbourg, régies de Grenoble, de Metz et de Colmar) ont apporté 10.3 MF, soit 77%.

La contribution d'EDF s'est élevée à 9.5 MF, mais cette somme recouvre des différences très importantes entre centres de distribution, qui se trouvent péréquées au sein de l'établissement. Il n'a pas été possible d'obtenir d'informations plus détaillées sur ces montants.

101 DNN ont bénéficié du fonds, mais 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 les 10 entreprises qui viennent d'être citées, 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 modestes en valeur absolue : le taux de cotisation le plus élevé est atteint par la régie de Moyeuve-Petite en Moselle avec 1.5% du chiffre d'affaires (mais seulement 7607 F), la régie de Montsapey en Savoie ayant le plus fort taux de subvention avec plus de 5% du CA pour 7251 F. Dans la majeure partie des cas, l'impact du FPE sur le chiffre d'affaires des distributeurs est très limité.

Les frais de fonctionnement du fonds ont été de l'ordre de 365 kF soit 1,6% du montant des sommes faisant l'objet de la péréquation.

III.A.1.2 Les dispositions tarifaires d'EDF en faveur des DNN

Alors même que le FPE avait été créé pour se substituer aux rabais consentis à certains distributeurs pour tenir compte de leur situation particulière, EDF a réintroduit au cours du temps divers dispositifs spécifiques qui viennent infléchir très sensiblement les modalités du "tarif vert" sur lequel est théoriquement fondée la facturation.

On peut citer en particulier la possibilité pour un DNN de regrouper "tarifairement" ses points de livraison tout en conservant une alimentation physique en plusieurs points, une ristourne liée à la tension d'exploitation du réseau, une facturation particulière des dépassements de puissance, un rabais lié à la durée du contrat (pour plus de détail, voir l'annexe 6). Le coût annuel de ces mesures n'a pu nous être indiqué par EDF, mais il est certainement très supérieur au montant géré par le FPE.

En outre, des mesures supplémentaires ont été mises en place au milieu de l'année 1997, pour prendre en compte les dispositions du contrat de plan d'EDF qui aurait conduit à une baisse des écarts de prix entre niveaux de tension, sur lesquels est fondée la marge des distributeurs. Ces mesures, réputées transitoires jusqu'à la transposition de la directive électricité, comportent principalement deux volets :

- une remise uniforme sur le prix de vente de l'électricité, égale en 1999 à 6.7% soit environ 318 MF

- un fonds spécial, visant à prendre en compte des situations particulières, dont la répartition a été confiée aux organisations représentatives des DNN. Son montant s'est élevé à 45 MF pour la période séparant les mouvements tarifaires de 1997 et 1998 et à 40 MF pour la période comprise entre la date du mouvement tarifaire de 1998 et aujourd'hui.

A ce jour, nous n'avons pas pu obtenir de description précise des critères de répartition de ces sommes. Les montants sont là encore beaucoup plus importants que ceux du FPE.

III.A.1.3 Coût du dispositif existant

On peut donner les estimations suivantes pour l'année 1998 :

-FPE actuel :	23 MF
-Tarifs de cession aux DNN :	> 358 MF
dont : - aménagements tarifaires :	??
- rabais 6.7% :	318 MF
- enveloppe spéciale 1999 :	40 MF
<u>Total :</u>	> 381 MF

III.A.1.4 Le fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE)

Ce fonds crée indirectement une autre péréquation des coûts de la distribution, en intervenant sur **les investissements**. Créé par l'article 108 de la loi de finances du 31 décembre 1936, le FACE avait pour but d'alléger les charges financières des collectivités communales et départementales ayant souscrit des prêts pour financer le développement et le renforcement des réseaux ruraux. La loi de nationalisation de 1946 a maintenu ces dispositions, tout en confiant la gestion du fonds à EDF.

Ces dernières années, les sommes gérées ont crû régulièrement, de 1.4 à 1.9 milliard de francs de 1991 à 1998. Le fonds est alimenté par un prélèvement sur les ventes d'électricité en basse tension des distributeurs (EDF et DNN), dont le taux fixé annuellement est 5 fois plus élevé pour les ventes effectuées sur le territoire des communes de plus de 2000 habitants (en 1998, 2.2 contre 0.44%). Il conduit donc à une redistribution importante au profit des zones rurales.

Le FACE représente aujourd'hui, avec la taxe communale, la principale source de financement des travaux d'électrification rurale et consacre toujours l'essentiel de ses moyens à cette activité (en 1998, 1540 MF sur un total de 1923 MF) . Ses missions ont été élargies, notamment en 1986 (renforcement anticipé d'ouvrages de distribution endommagés par les intempéries), en 1991 (amélioration esthétique des réseaux de distribution) et en 1995 (maîtrise de la consommation électrique et production à partir d'énergies renouvelables).

Le FACE attribue des aides d'un montant égal 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 fonds est réduit à 50% du montant des travaux. Une présentation plus détaillée du FACE est donnée en annexe 7.

III.A.2 Comparaisons internationales :

Parmi les huit pays récemment étudiés par une mission conjointe du Conseil général des mines et de 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 assez 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.

Jusqu'à ces derniers mois, la situation était analogue en Allemagne, où la distribution est assurée par plus de 900 « Stadtwerke ». 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, plus élevés en cas de garantie d'un fort contenu en énergies renouvelables.

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.

III.A.3 Dispositions de la loi et enjeux financiers

La loi introduit dans son article 2 III 1° une **péréquation géographique des tarifs aux clients non éligibles**, sur tout le territoire national. Cette disposition, pratiquée depuis de nombreuses années n'était pas jusqu'ici prescrite par la loi.

En outre, le nouveau texte introduit une clarification appréciable par rapport aux dispositions antérieures en précisant :

- dans son article 4 les conditions de fixation des tarifs de cession de l'électricité aux DNN : ceux-ci seront décidés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie après avis de la CRE ;
- dans l'article 5 II les principes de calcul des charges de service public liées aux écarts géographiques de coût de distribution : Il s'agit de *"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".

Les montants en jeu seront à priori les mêmes que dans le dispositif actuel, soit plus de 381 MF hors FACE.

III.A.4 Propositions

La mise en œuvre de ces principes nécessite des études approfondies en liaison étroite avec les parties concernées. Les objectifs suivants sont proposés :

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. En outre un examen individuel de la situation de chaque DNN devrait être effectuée, en vue 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. D'autre part, du fait de la péréquation des tarifs de vente, ils n'ont pas la possibilité de baisser leurs prix pour faire bénéficier leurs clients de leurs gains de productivité, et a contrario n'ont pas non plus la possibilité d'augmenter leurs tarifs pour compenser des pertes.

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.⁵

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.

Pour le calcul des charges de service public, la loi fait état de "la part relative à l'**utilisation** de ces réseaux". Ce terme peut signifier soit les seuls coûts **d'exploitation** des lignes, soit les coûts complets y compris les coûts de **développement**. Si cette dernière interprétation était la bonne, compte tenu des montants concernés, il serait utile dans un souci de cohérence d'intégrer dans la réflexion les sommes gérées par le FACE, bien qu'il ne soit pas directement visé par la loi.

III.B L'aide aux personnes en situation de pauvreté ou de précarité

Depuis plus de quinze ans, EDF s'est engagé, à la demande de l'Etat, dans une politique active de solidarité dont le cadre a été progressivement élargi et précisé. La loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité intègre cette politique parmi les missions de service public.

III.B.1 Le dispositif actuel

Il a été mis en place par la loi 92-722 du 29 juillet 1992, modifiant la loi n° 88-1088 du 1^{er} décembre 1988 relative au revenu minimum d'insertion et à la lutte contre la pauvreté et l'exclusion sociale et professionnelle.

Le chapitre 3 de cette loi, concernant **l'accès à une fourniture minimum d'eau et d'énergie**, précise dans son article 43-5 que "*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*".

En cas de non-paiement des factures, le maintien de la fourniture d'énergie et d'eau est garanti jusqu'à l'intervention du dispositif fixé par l'article 43-6. Celui-ci est fondé sur des conventions nationales à passer entre l'Etat, et les distributeurs d'eau et d'énergie, définissant le montant et les modalités de leurs concours financiers respectifs.

L'annexe 8 présente une copie de la convention signée en avril 1997 par EDF, GDF et le ministère des affaires sociales en application de cette disposition. Cette convention nationale est relayée à l'échelon local par des conventions départementales signées par les Préfets,

⁵ Sur la distinction entre acheminement et fourniture, voir le paragraphe II C ci-dessus.

associant aux deux établissements publics d'autres partenaires intéressés (communes, départements, caisses d'allocations familiales, associations...).

Dans la pratique, le système fonctionne de la manière suivante : en cas de défaut de paiement d'une facture d'EDF-GDF, les chargés de clientèle de l'agence dont relève l'utilisateur prennent obligatoirement son attache. Tout client qui se déclare en situation de précarité est invité à contacter les services sociaux pour établir un dossier, qui sera examiné par une commission départementale ad hoc. Celle-ci, à laquelle ne participent pas EDF et GDF, est seule habilitée à se prononcer sur la situation de précarité des personnes sollicitant une aide, et à accorder une prise en charge totale ou partielle des factures d'énergie.

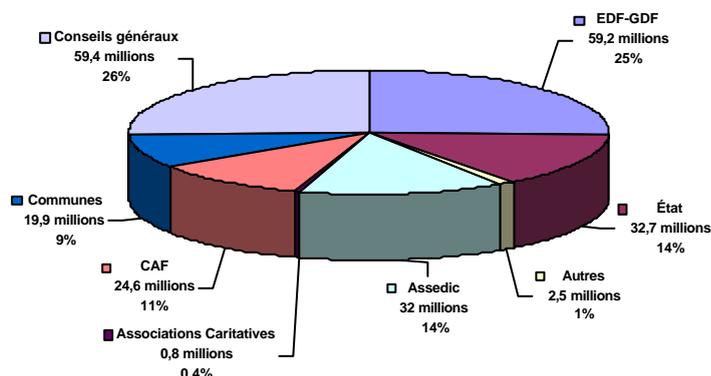
Dans l'attente de l'examen par la commission, aucune interruption de fourniture ne peut avoir lieu, EDF s'engageant au maintien d'une puissance minimale de 3 kW.

Par ailleurs, diverses actions préventives sont menées : conseil aux clients en difficulté pour une meilleure maîtrise de l'énergie, réalisation de bilans tarifaires et optimisation du tarif au vu de l'équipement, amélioration des performances de chauffage dans les HLM.

III.B.2 Coût du dispositif actuel

Le montant des aides allouées a quadruplé de 1993 à 1998, passant de 51 MF à 196 MF. Le nombre de foyers aidés a cru dans les mêmes proportions, de 52 000 à 199 000.

La convention nationale prévoit une participation financière d'EDF et GDF égale à celle du ministère des affaires sociales, avec la possibilité pour les centres d'EDF-GDF Services et les autres partenaires associés, d'abonder ces sommes dans chaque département. En 1998, la participation totale d'EDF et GDF s'est élevée à 59.2 MF, soit environ le quart de la dotation brute du fonds. La répartition détaillée des financements est donnée dans la figure ci-dessous :



Il faut noter que les sommes distribuées en 1998 ont été inférieures à la dotation globale (196 MF sur 232 MF), car certaines commissions départementales n'ont pas utilisé tous leurs crédits, alors que d'autres ont dû refuser des aides après avoir épuisé leurs fonds

On peut enfin 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.

III.B.3 Comparaisons internationales

L'Italie fait à nouveau figure d'exception parmi les huit pays d'Europe et d'Amérique du Nord étudiés par la mission CGM/IGF déjà citée. C'est en effet le seul pays à disposer d'un tarif social (*fascia sociale*) pour la consommation domestique d'électricité. Celui-ci est fondé 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 (14% en France) et bénéficient donc du système. 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 6 kW. L'autorité de régulation a repris ces différentes critiques, et envisage de revoir le système.

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 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 d'engager des consultations pour mettre en place un programme social en matière d'électricité et de gaz. Ces réflexions sont actuellement en cours.

Il n'existe pas semble-t-il de dispositif social spécifique à l'électricité en Suède et en Amérique du Nord.

III.B.4 Dispositions de la loi

En matière d'aide aux personnes en situation de précarité, la loi introduit trois dispositions principales :

- Elle conforte le système existant, fondé sur la loi du 1^{er} décembre 1988, en en faisant une composante du service public de l'électricité. L'article 2 § III précise : "*La mission de fourniture d'électricité consiste à assurer 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 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".

L'article 2 indique que la mission du fonds sera "*élargie*" et qu'un décret définira les modalités des aides, 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. Ce point répond à la nécessité d'harmonisation relevée plus haut. Il ne remet pas en cause le rôle d'appréciation des commissions, étant précisé que les aides seront attribuées aux personnes en situation de précarité "*en fonction de leur situation particulière et pour une durée adaptée*".

- L'article 4 introduit au profit des personnes à faibles revenus une tarification spéciale "*produit de première nécessité*" pour une tranche de leur consommation. Rappelons que le dispositif de la loi du 1^{er} décembre 1998 ne vise que les factures impayées. Il s'agit cette fois d'une mesure préventive, destinée à éviter aux clients "fragiles" de ne pouvoir payer leurs factures d'énergie. Pour la définition des bénéficiaires, le texte voté par l'Assemblée Nationale fait état des foyers dont les revenus sont, "*au regard de la composition familiale, inférieurs à un plafond*".

- L'article 5 fixe les conditions de financement des charges de service public liées au dispositif en faveur des personnes en situation de pauvreté ou de précarité. Il est simplement indiqué que celles-ci seront réparties entre les organismes de distribution par le fonds de péréquation de l'électricité, présenté au III.A.1 ci-dessus. Aucune clé de répartition n'est mentionnée. Par ailleurs, le texte ne mentionne que les dispositions de l'article 2 III, sans citer explicitement 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 cependant pas l'hypothèse retenue dans la suite de ce texte, en attendant des éclaircissements sur ce point.

III.B.5 Propositions et enjeux financiers

Comme il vient d'être vu, plusieurs modalités importantes du dispositif social restent encore à préciser. Son coût dépendra pour une large part des options qui seront retenues.

III.B.5.1 Dispositif de la loi du 1^{er} décembre 1988

La loi conforte le dispositif actuel qui, d'une manière générale, semble donner satisfaction. Elle introduit pour l'essentiel une harmonisation des critères d'intervention des fonds départementaux dans un souci d'équité. Ces critères devront être fixés par un décret.

Nous préconisons de retenir une règle suffisamment précise de recevabilité des dossiers, pour que les commissions départementales ne soient pas submergées de demandes trop éloignées des critères d'attribution, mais néanmoins assez souple pour que ces commissions 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.).

Le coût total du dispositif devrait être de l'ordre de 250 MF cette année. Il pourrait atteindre environ 300 MF l'an prochain, puis diminuer progressivement, grâce notamment aux mesures préventives décrites au paragraphe suivant.

La loi ne modifie pas les conditions de financement du système. Il apparaît en tout état de cause très souhaitable que les partenaires actuels continuent à le soutenir activement, y compris par leur participation financière. La part d'EDF-GDF sera en 1999 de 30%, dont 21% pour EDF seul. En cas de maintien de ce taux, la contribution d'EDF serait, l'an prochain, de 63 MF. Dans l'hypothèse où les deux établissements publics feraient face seuls à la croissance des dépenses, les autres partenaires maintenant leur participation en valeur absolue, le montant à payer par EDF s'élèverait alors à 90 MF.

III.B.5.2 Tarif "électricité produit de première nécessité"

La loi soumet à condition de ressources le bénéfice de ce tarif. Cette disposition permet d'éviter le renouvellement de l'expérience du tarif social italien (cf. III.B.3 ci-dessus), qui démontre que la simple création d'une première tranche de consommation à bas prix conduit à des effets pervers : effet d'aubaine pour des catégories d'usagers qui ne sont pas dans le besoin (célibataires aisés, résidences secondaires, minuteriers d'immeubles...) ; distorsion des choix des consommateurs ; coût très élevé entraînant des transferts financiers au détriment des utilisateurs moyens (PME).

Une formule imaginable consisterait à se limiter à un ensemble de critères explicites, fixant des conditions de ressources dépendant de la situation de famille et accordant sous ces seules conditions une tranche de consommation à bas prix. Un tel dispositif aurait le mérite d'être d'un fonctionnement transparent et d'un coût de gestion modéré. Il présenterait en revanche deux graves inconvénients :

- Son coût serait très élevé pour une efficacité relativement faible. Supposons la mise en place d'une tranche de consommation à moitié prix de 2500 kWh par an, analogue à celle existant en Italie. En limitant son bénéfice aux seuls foyers bénéficiant de la couverture maladie universelle, son coût annuel serait de 2.25 milliards de F. Mais l'avantage par usager ne s'élèverait qu'à 50 francs par mois, ce qui est très insuffisant dans de nombreux cas. En effet, 70% des dossiers examinés par les commissions départementales concernent des familles chauffées à l'électricité avec des factures souvent très élevées, pouvant atteindre plus de 10 000 F par an. Les personnes en situation difficile occupent en effet souvent des habitations insalubres, chauffées sommairement avec des convecteurs électriques, bien entendu sans aucune isolation. Dans des cas de ce type, des quantités importantes d'électricité, bien au-delà de 2500 kWh, peuvent légitimement être considérées comme "de première nécessité", au moins transitoirement. La situation serait très différente pour la même famille habitant un logement chauffé de façon optimale. Par ailleurs, il y a un intérêt évident à améliorer concrètement les conditions de confort par des mesures pratiques de maîtrise de l'énergie, plutôt que d'encourager durablement le gaspillage.
- L'application de critères trop systématiques, par exemple un lien automatique entre le RMI et le bénéfice du tarif "première nécessité", renforcerait l'effet de trappe à chômage si

souvent dénoncé, en créant une incitation financière supplémentaire négative à la reprise d'un emploi. Pour répondre aux attentes des acteurs de l'action humanitaire (services sociaux et associations caritatives), l'objectif final doit être de responsabiliser les personnes en difficulté et de faciliter leur retour à l'autonomie, et non de les enfermer dans un système d'assistanat pérenne.

Ces deux points sont des arguments forts, militant en faveur d'un traitement personnalisé des interventions. Dans ces conditions, il est proposé de bâtir le nouveau dispositif sur les principes suivants :

- a)- **Définir une grille tarifaire nationale à prix réduit**, comportant plusieurs modalités, adaptées à la situation particulière des usagers concernés (équipement en chauffage électrique ou non, composition de la famille...).
- b)- **S'appuyer sur les commissions départementales pauvreté/ précarité**, qui ont une expérience de plusieurs années sur le sujet, et ont fait preuve de leur efficacité.
- c)- **Mettre en place un critère général d'éligibilité**, visant à modérer le nombre de dossiers devant être étudiés par les commissions. Ce critère pourrait être le même que celui proposé au paragraphe précédent pour les mesures curatives de la loi de 1988 (revenu par unité de consommation du foyer inférieur au RMI).
- d)- **Fixer au niveau national des critères spécifiques**, pour que les dossiers soient instruits de manière cohérente dans tous les départements. Un critère possible pourrait être que les dépenses d'énergie représentent une part du revenu net du foyer (après paiement du loyer) supérieure à la moyenne nationale. En effet, cela permettrait d'identifier à la fois les foyers aux revenus tellement modestes qu'une consommation modérée d'énergie en représente une part importante, et ceux disposant de ressources plus substantielles, avec une consommation d'énergie anormalement élevée (logements non isolés...). Ces critères devront être définis en concertation avec toutes les parties intéressées.
- e)- **Attribuer des enveloppes financières départementalisées**, sur le modèle de la loi de 1988. Outre une bonne maîtrise financière du dispositif, cela permettrait éventuellement d'associer de manière souple à son financement les collectivités territoriales et les autres partenaires intéressés.
- f)- **Décentraliser la prise de décision au niveau des commissions départementales**, qui accorderaient aux bénéficiaires un tarif réduit adapté à leur situation, en fonction de leurs ressources et de leurs besoins en électricité. Ce tarif s'appliquerait à leur consommation future, plafonnée selon la dimension de la famille et l'équipement du ménage. Il serait accordé pour une durée fixée, au maximum d'un an, afin de permettre un bon suivi de chaque dossier. En cas de consommation jugée excessive, un bilan énergétique du logement sera systématiquement effectué. Des mesures de réhabilitation seront proposées, qui pourront bénéficier des aides de droit, voire d'aides spécifiques accordées par les commissions sur leurs enveloppes.

Le coût global d'un tel système dépend bien sûr de ses modalités. Selon certaines estimations, il pourrait représenter un montant annuel de 700 MF.

III.B.5.3 Coût total du dispositif prévu par la loi et financement

La proposition faite consiste à étendre le dispositif préexistant pour venir en aide aux consommateurs d'électricité en situation de précarité, non seulement à titre curatif comme aujourd'hui, mais à titre préventif au moyen de tarifs appropriés.

Dans cette logique, qui comprend un examen au cas par cas au plan départemental, les modalités de financement préexistantes ont vocation à être étendues de façon homothétique.

Peut-être serait-il difficile pour les associations caritatives d'accentuer leur effort, mais il est indispensable que les collectivités territoriales et les bailleurs sociaux montrent leur attachement au système en gardant leur part dans son financement.

	Coût total (MF)	Coût pour les distributeurs d'électricité (MF)
Loi de 1988	300	63
Tarif "première nécessité"	700	150
Total	1 000	213

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.

En ce qui concerne la péréquation des charges du dispositif pauvreté/précarité entre les différents distributeurs, via le FPE, on a vu que seul le dispositif de la loi de 1988 était visé explicitement (cf. III.B.4 ci-dessus). Pourtant, l'esprit de la loi pourrait laisser penser que les charges reposant sur EDF et le DNN liées au tarif "première nécessité" devraient être aussi péréquées. En effet, la répartition géographique des ménages en situation de précarité est loin d'être homogène.

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 (tous types de tarifs ou seulement en tarif bleu pour que la solidarité dans cette matière joue entre les clients domestiques), 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.

IV Les charges de service public de production

Dans son article 5 I, la loi définit les deux catégories de charges à compenser, relevant du service public de la production. Il s'agit :

- Des surcoûts de production dans les **zones non interconnectées** au réseau métropolitain continental (Corse et DOM pour l'essentiel).
- Des charges résultant de certaines **obligations d'achat** (électricité produite par cogénération, à partir de déchets ménagers ou d'énergies renouvelables...).

Ces sommes seront péréquées entre les producteurs et importateurs d'électricité, par l'intermédiaire d'un fonds nouveau, géré par la Caisse de dépôts et consignations. Celui-ci sera alimenté, au prorata des kWh, par un prélèvement sur les opérateurs d'une taille suffisante, pour la partie de leurs livraisons assurée à des clients installés en France, et sur ceux qui produisent ou importent pour leur propre usage.

L'article 48 de la loi rattache au même dispositif les charges dites "de **coûts échoués**", résultant d'engagements pris par les entreprises électriques à la demande des Pouvoirs publics, avant l'entrée en vigueur de la directive européenne sur l'électricité, le 19 février 1997.

IV.A Les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

La loi confirme la péréquation des tarifs aux clients non éligibles sur l'ensemble du territoire national, qui est appliquée dans les faits depuis de nombreuses années. C'est en particulier le cas en Corse et dans les DOM, où les coûts de production sont environ **deux fois plus élevés** qu'en France continentale.

IV.A.1 La situation actuelle

Le prix de vente de l'électricité en Corse est le même qu'en France continentale depuis la loi de nationalisation de 1946.

Dans les DOM, la production et la distribution d'électricité ont été nationalisées en 1975, et les tarifs hors taxes ont été en 7 ans alignés à la baisse sur ceux pratiqués dans le reste du pays. Compte tenu du régime fiscal particulier de ces départements, les prix TTC sont aujourd'hui inférieurs à ceux de métropole.

Depuis 25 ans, la consommation électrique a crû à un rythme élevé, double de celui observé en France métropolitaine, et **les déficits se sont fortement accrus**.

IV.A.1.1 Une forte croissance de la consommation

Le taux de croissance de la consommation dans les DOM a été supérieur à 10% par an, en moyenne, sur la période 1974-1986, à comparer à moins de 5% en France continentale. De 1986 à aujourd'hui, le rythme s'est un peu ralenti tout en restant élevé en valeur absolue, 8% par an contre 2.6% dans le reste du pays. Cette évolution s'explique par deux facteurs :

- Une croissance démographique plus forte qu'en métropole, avec une tendance à la décohabitation entre générations, qui augmente le nombre de foyers. De 1992 à 1998, le nombre d'abonnés domestiques a crû en moyenne de 3.5% par an, expliquant la moitié de l'évolution observée.
- L'augmentation de la consommation par abonné, du fait d'un rattrapage de l'équipement électroménager par rapport à la métropole, et du développement de la climatisation. La consommation moyenne par client domestique reste inférieure à celle de la France métropolitaine (en 1998, 4260 kWh contre 5000), mais moins qu'il n'y paraît car celle-ci inclut les consommations dues au chauffage électrique.

Dans les prévisions d'EDF, la consommation devrait continuer à augmenter beaucoup plus vite dans les DOM que dans le reste du pays, de 4.7% par an sur la période 1998-2005 (1.5% en métropole), puis 3.3% sur 2005-2010 (1.3% en métropole).

En Corse, l'évolution de la consommation est proche de celle observée dans les zones comparables de France continentale.

IV.A.1.2 Des déficits en augmentation rapide

Pour les DOM, les pertes d'exploitation d'EDF sont passées de 58 MF en 1976 à 783 MF en 1982, après alignement complet des tarifs sur la métropole, puis à 1.2 milliards de F en 1988, et près de 2 milliards en 1998. En Corse, le déficit s'est élevé à 461 MF l'an dernier, soit une perte par kWh identique à celle constatée dans les DOM.

Le déficit total a donc atteint 2.4 milliards de F en 1998.

Jusqu'aujourd'hui, ces pertes ont été implicitement péréquées dans les comptes d'EDF, et donc financées par les autres catégories d'usagers. L'établissement indique que le déficit provient pour l'essentiel de l'activité de **production**, les performances de la distribution n'étant pas selon lui significativement différentes de la moyenne nationale.

IV.A.1.3 Des surcoûts de production élevés

Du fait de l'isolement géographique et de la relativement faible superficie des territoires non connectés, les techniques de production ne peuvent être identiques à celles de la métropole et sont généralement beaucoup plus coûteuses.

Compte tenu de la géographie de ces zones, EDF gère aujourd'hui huit sous-systèmes distincts : Corse, Réunion, Guadeloupe avec les îles proches (Marie Galante, Désirade et Saintes), Saint Barthélémy, Saint Martin, Martinique, Guyane et Saint Pierre et Miquelon).

Chacun de ces systèmes doit disposer des capacités lui permettant de faire face non seulement aux pointes, mais aussi aux défaillances et aux indisponibilités pour entretien.

Comme les puissances appelées dans chaque système sont faibles, les unités de production sont de taille beaucoup plus réduite qu'en métropole continentale, de l'ordre de 20 MW en moyenne, soit dans un rapport de 1 à 70 avec les centrales nucléaires N4.

Du fait de cet effet de taille, les modes de production sont différents : le nucléaire est bien sûr exclu, mais aussi le gaz naturel (le coût de terminaux de gazéification de GNL importé serait trop important pour la taille du marché). Les ressources disponibles sont donc les combustibles pétroliers, le charbon et les énergies renouvelables : hydraulique, éolien, géothermie, biomasse et photovoltaïque.

Dans les DOM, 75% de l'électricité est aujourd'hui produite à partir de fuel, avec un coût de l'ordre de 75 centimes par kWh, alors qu'en France continentale, plus de 75% provient de centrales nucléaires, pour un coût inférieur à 20 centimes. Il n'est pas étonnant dans ces conditions que les coûts moyens de production soient très élevés, atteignant selon EDF 69 centimes par kWh, soit 42 centimes de plus qu'en métropole.

Les autres moyens de production couramment utilisés sont l'hydraulique, en Guyane et à la Réunion (18% du total, pour 46 centimes par kWh), et les centrales "bagasse-charbon" en Guadeloupe et à la Réunion (2% du total, 39 centimes/kWh). Ces dernières, qui valorisent un sous-produit de la canne à sucre, peuvent donc être considérées comme une solution performante dans le contexte des DOM.

Selon EDF, d'autres facteurs techniques contribuent à augmenter les coûts de production : corrosion des matériels, pointes de consommation plus modulées qu'en métropole, maintenance plus coûteuse du fait de l'éloignement.

En Corse, la production est assurée pour 53% à partir de groupes diesel, 25% d'hydraulique et 22% d'achat à des tiers. Le coût moyen de production est de 53 centimes par kWh, soit environ le double du prix sur le continent.

Dans un autre domaine, les statistiques d'exploitation mettent en évidence un écart anormalement important entre énergie livrée au réseau, et énergie vendue : alors que cet écart est de l'ordre de 7% en France continentale, il atteint 9% à la Réunion, 10% à la Martinique et en Guyane, 13% à la Guadeloupe et plus de 18% en Corse. Ces chiffres ne peuvent résulter des seules pertes en ligne. Il semble bien qu'ils proviennent d'un pourcentage anormal de factures impayées.

IV.A.1.4 Des incitations à l'accroissement de la consommation d'électricité

La péréquation tarifaire, pratiquée dans un souci de solidarité nationale, a pour effet de diviser environ par deux par rapport à son coût, le prix de l'électricité en Corse et dans les DOM. Il est clair que cela modifie sensiblement le comportement des consommateurs.

Ainsi, si l'électricité était facturée à son vrai coût avant péréquation :

- La consommation serait plus faible, du fait d'une plus forte incitation à réaliser des économies.
- Différents procédés utilisant les énergies renouvelables seraient rentables. C'est le cas notamment des chauffe-eau solaires, qui sont en général une solution moins onéreuse que les chauffe-eau électriques à ce niveau de prix de l'électricité. A

l'inverse, avec des prix alignés sur ceux de France métropolitaine, la situation y devient identique : les énergies nouvelles ne sont pas rentables et les chauffe-eau électriques se développent. De même, la climatisation est favorisée au détriment de l'architecture bioclimatique..

Par ce double effet, le système accroît la consommation de fuel, première source de production d'électricité dans les zones non interconnectées, et contribue donc à accentuer l'effet de serre. Un récent article publié dans la revue "La Recherche" citait les tarifs de l'électricité dans les DOM comme l'une des principales "subventions à la pollution" en France. Une analyse plus fouillée des conséquences négatives des péréquations est donnée en annexe 9.

IV.A.2 Comparaisons internationales (pour mémoire)

La mission n'a pas encore pu se procurer de références satisfaisantes pour les zones non interconnectées, eu égard à leurs caractéristiques particulières (faible taille notamment). En particulier, la mission CGM/IGF plusieurs fois citée n'a examiné que des pays ou provinces d'une dimension comparable à celle de la France continentale.

Compte tenu des pertes observées, il serait pourtant extrêmement utile de disposer rapidement de données sur des zones comparables par la taille, les caractéristiques géographiques (îles) et les conditions climatiques.

Nous reviendrons sur ce point dans nos propositions.

IV.A.3 Les dispositions de la loi

Elles portent principalement sur trois points :

- L'article 2 III prescrit l'alignement des tarifs appliqués dans des zones non raccordées au réseau électrique de France continentale sur ceux de la métropole. Les zones visées sont la Corse, les DOM (Réunion, Guadeloupe, Martinique, Guyane), Saint-Martin, Saint-Barthélemy et Saint-Pierre et Miquelon. Mayotte et les TOM ne sont pas concernés, aucune disposition expresse ne prévoyant l'extension de la loi à ces collectivités et territoires.
- Les sommes à considérer comme charges du service public de production sont définies dans l'article 5-2°. Ce sont les surcoûts de production qui, **en raison des particularités du parc de production** dans les zones non raccordées, ne sont pas couverts par la **part relative à la production dans les tarifs de vente** aux clients non éligibles (plafonds de prix pour les clients éligibles). Le même article prévoit que les producteurs qui supportent les surcoûts de production dans les zones dont il s'agit, doivent tenir une "**comptabilité appropriée**" de leurs charges. Cette comptabilité "*est contrôlée à leurs frais par un organisme indépendant agréé par la CRE*".
- L'article 5 précise également les modalités de répartition de ces charges entre les différents producteurs ou importateurs fournissant des clients installés en France. Elles seront compensées "**au prorata du nombre de kWh livrés**" par

l'intermédiaire du nouveau "fonds du service public de la production", géré par la Caisse des dépôts et consignations.

IV.A.4 Effets socio-économiques

Bien que considérées comme des charges de service public de production, et relevant de ce fait du fonds de service public de la production d'électricité, les dispositions de la loi concernant les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental ont des effets socio-économiques de même nature que celles qui concernent la péréquation tarifaire sur le territoire métropolitain continental, et la même analyse, développée dans l'annexe 9, s'applique.

La connaissance des écarts de coûts de production de l'électricité, ainsi que les données disponibles sur les budgets des familles à partir des enquêtes de l'INSEE (uniquement pour les trois régions antillaises), permettent d'évaluer le coût d'efficacité de la péréquation tarifaire et d'apprécier son caractère redistributif.

Le calcul effectué, qui résulte d'une approche macro-économique et non pas microéconomique, confirme toutefois l'importance de la perte d'efficacité économique entraînée par la péréquation. Pour un transfert financier opéré entre les ménages métropolitains continentaux et les ménages antillais de l'ordre de 880 millions de F, le coût d'efficacité peut être évalué dans une fourchette allant de 207 à 310 millions de F, soit de 23,5 à 35,2% du montant redistribué. Bien que l'on ne dispose pas d'élément de comparaison sur le coût d'autres politiques redistributives, ce dernier apparaît élevé. On peut en effet raisonnablement penser que des politiques mieux ciblées permettraient d'atteindre le même objectif à un coût sensiblement moindre.

La péréquation tarifaire a néanmoins un caractère redistributif, puisqu'elle bénéficie à des ménages qui ont un niveau de vie inférieur au niveau de vie français moyen. Mais l'écart n'est pas très important (15% en moyenne, d'après le montant de la consommation moyenne par unité de consommation). Si l'on tient compte du « coût de la vie », qui est estimé plus élevé de 15% dans ces territoires, l'écart effectif de niveau de vie serait de l'ordre de 30%. En appliquant des critères usuels de redistribution, la péréquation tarifaire passerait juste le test de l'efficacité collective. Ceci ne signifie pas pour autant qu'il ne faut pas rechercher les moyens, notamment en favorisant les économies d'énergie, de réduire le coût économique de la péréquation.

IV.A.5 Propositions

Le principe de compenser, au nom de la solidarité nationale, les surcoûts de production au bénéfice des consommateurs des territoires concernés, relève d'une décision politique, déjà appliquée aujourd'hui, et réaffirmée par la nouvelle loi.

La mise en œuvre de cette décision devra être conçue de manière à permettre d'en maîtriser le coût pour la collectivité nationale, tout en évitant qu'elle n'entraîne des conséquences contraires à la politique énergétique du pays. Pour cela, il conviendra notamment de :

- Mettre en place une "comptabilité appropriée" des coûts de production dans les zones non interconnectées.

- Calculer avec précision les surcoûts de production, et les répartir suivant une clé équitable.
- Optimiser le choix des moyens de production nécessaires dans l'avenir.
- Veiller à une bonne maîtrise de la consommation d'énergie, en compensant autant que possible les effets induits par un prix de l'électricité inférieur de moitié à son prix de revient.

IV.A.5.1 Mise en place d'une "comptabilité appropriée" et contrôle

Les caractéristiques générales de cette comptabilité devront certainement être définies par la CRE, le libellé de la loi ne faisant référence à aucune catégorie préexistante. L'objectif étant de retracer de façon exhaustive et vérifiable les coûts de production, une comptabilité d'entreprise classique paraît a priori adaptée.

Sur ce point, EDF a anticipé sur les obligations de la loi, et prévu de tenir à compter de l'exercice 2000 une comptabilité distincte pour la partie "production" dans les zones non interconnectées. A partir de l'an prochain, il devrait donc être possible de disposer d'un compte d'exploitation et d'un bilan propres aux entités de production concernées.

Le point principal sur lequel la CRE devra expertiser ce système comptable concerne sans doute les conditions de répartition des charges communes des trois niveaux de l'organisation générale d'EDF. Celles-ci représentent 15% des coûts de production dans les DOM et atteignent 22% en Corse. On peut prévoir que les concurrents appelés à cofinancer le fonds de compensation trouveront par principe que les coûts affectés à ces zones sont trop importants, et soupçonneront EDF de lui faire supporter des charges indues.

Il est proposé que le moment venu, la CRE passe un appel d'offres pour retenir un ou plusieurs cabinets conseil, chargés d'expertiser la pertinence des outils comptables mis en place au 1^{er} janvier 2000.

La deuxième fonction prévue par la loi est le contrôle de cette comptabilité. Cela ne pose pas de questions particulières de méthodes. Il faudra effectuer une analyse annuelle des comptes de production d'EDF dans ces zones, sans doute de façon exhaustive dans un premier temps (une fois le système rodé, il serait envisageable dans une logique d'économie de ne pas vérifier l'ensemble des coûts de chaque centre chaque année). Ce contrôle devrait, dans ses méthodes, fonctionner comme celui d'un commissaire aux comptes d'entreprise, avec les mêmes objectifs de sincérité, de régularité et d'exhaustivité.

Il appartiendra à la CRE de définir le niveau de détail souhaité pour ces contrôles. En termes opérationnels, la solution la plus expédiente est sans doute le recours, par appel d'offre, à un cabinet de commissariat aux comptes, aucun organisme public ne paraissant naturellement à même de remplir cette fonction.

IV.A.5.2 Mode de calcul et de répartition des surcoûts de production

a)- Les surcoûts comptables qui seront mis en évidence par l'analyse décrite au paragraphe précédent, ne correspondent pas automatiquement aux sommes à compenser dans le cadre du fonds.

En effet, il convient de lui imputer les seules charges provenant de **facteurs économiques objectifs**, et non celles qui pourraient résulter, par exemple, de choix non optimaux d'outils de production. La rédaction de l'article 5 -2° fonde en droit ce principe : il est fait référence aux surcoûts « en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones ».

De même, il faudra examiner **l'organisation et les conditions de gestion de la production**. Il n'y a pas, là non plus, de raison de faire supporter, par exemple, au fonds de compensation des coûts qui seraient exorbitants par rapport à la réglementation en vigueur et à l'environnement local.

Afin de préciser ces points, il est proposé de se fonder sur une analyse comparative des conditions de production dans des zones comparables par la dimension, les conditions climatiques, etc. EDF n'a pu jusqu'à aujourd'hui remettre à la mission des éléments très précis sur cette question. Dans ces conditions, il serait utile qu'un tel "benchmarking" soit effectué pour le compte de la CRE par un organisme indépendant choisi par appel d'offres.

Les pertes anormales constatées entre énergie produite et énergie livrée n'ont pas vocation non plus à entrer dans la péréquation, l'objet de la loi étant seulement que les usagers payent le même tarif sur l'ensemble du territoire national. Il convient en outre de ne pas déresponsabiliser les échelons locaux de distribution. Il est donc proposé que les surcoûts de production à compenser soient calculés sur la base de l'énergie vendue, augmentée d'un coefficient de perte technique identique à celui observé en France continentale.

b)- Après calcul des surcoûts de production, il conviendra de les ventiler convenablement entre les différents opérateurs concernés. En ce qui concerne les modalités de cette compensation, la part d'usagers industriels dans les DOM est beaucoup plus faible qu'en métropole : les clients aux tarifs dits "vert" et "jaune " ne représentent que 37% de l'énergie vendue, contre plus de 60% en métropole.

Une compensation uniformisée sur l'ensemble des kWh livrés en France conduirait donc à un transfert important au détriment de l'industrie, avec des sommes totales à répartir certainement supérieures à 2 milliards de francs.

Une répartition des charges par grande catégorie de tarifs apparaît plus équitable. En effet, la doctrine traditionnelle de l'égalité de traitement dans les services publics est fondée sur la comparaison des conditions des usagers **placés dans des situations comparables**.

Il est donc proposé que la compensation soit effectuée séparément pour les tarifs vert, jaune et bleu, au prorata des kWh au sein de chaque tarif. Une telle formule ne semble pas incompatible avec la loi, qui indique seulement que la répartition s'effectuera "*au prorata du nombre de kWh livrés*", sans autre précision.

IV.A.5.3 Optimiser les investissements de production

La forte croissance de la demande conduit à augmenter les moyens de production. EDF prévoit de nouveaux équipements à l'horizon 2003 pour La Réunion et la Guadeloupe, 2005 pour la Martinique.

L'établissement détient aujourd'hui le même monopole qu'en France métropolitaine, mais s'il s'est acquis une solide réputation au plan international pour les équipements de production de grande taille, son expérience est réduite pour des territoires d'une dimension

limitée, où les moyens de masse sont inadaptés. En outre, il n'est pas certain que les méthodes utilisées en métropole soient adaptées à la gestion des territoires d'Outre-Mer et de la Corse.

Il est difficile de porter sans examen approfondi et contradictoire un jugement sur la qualité de la gestion et les responsabilités éventuelles, mais on notera l'augmentation considérable de la consommation d'électricité au cours des dernières années, le tropisme en matière d'investissement dans les groupes diesel, et la faible part des énergies renouvelables.

Pour l'avenir, il s'agit davantage de mettre en œuvre une politique énergétique globale efficace, plutôt que de se borner à faire face à l'accroissement de la demande d'électricité. La difficulté est d'autant plus grande que le signal tarifaire n'oriente pas convenablement les choix des consommateurs.

C'est pourquoi il paraît souhaitable de faire appel le plus largement possible à l'imagination et au savoir-faire de ceux qui pourraient avoir l'expérience de situations comparables, pour déterminer les moyens les moins coûteux à réunir pour satisfaire les besoins des populations concernées : économies d'énergie ? récupération de déchets (comme la bagasse à la Réunion)? énergie solaire et éolienne ? production d'électricité à partir de charbon ?

Les producteurs indépendants d'électricité bénéficient d'ores et déjà de tarifs spécifiques à chaque DOM et à la Corse, plus élevés qu'en France continentale. Ils comportent des barèmes dits "majorés" distinguant l'hydraulique, l'éolien et les autres énergies renouvelables, mais les prix de reprise calculés sur la base de 98% des tarifs de vente restent insuffisants au regard du problème à résoudre. En effet, pour éviter les fraudes, le prix d'achat du courant ne peut être supérieur à son prix de vente. Cela limite la portée du système et rend nécessaire des mesures complémentaires.

Dans la mesure où il est peu probable que les solutions localement adaptées à la situation particulière des DOM et de la Corse puissent émerger spontanément, **il est proposé que les investissements de production dans les DOM et la Corse s'effectuent par l'intermédiaire d'appels d'offres en vertu de l'article 8 de la loi.** EDF pourrait faire ses propositions en concurrence avec d'autres compétiteurs

Les capacités financières de l'ADEME et de la région devraient être au préalable mobilisées pour mettre en place des aides permettant de corriger, au moins partiellement, le signal tarifaire dévoyé. Le bénéfice de certaines de ces aides pourrait figurer dans les cahiers des charges des appels d'offres.

En ce qui concerne spécifiquement la Corse, qui est déjà interconnectée avec la Sardaigne, la méthode la plus évidente pour diminuer les coûts de revient de l'électricité serait de réaliser une interconnexion avec le réseau métropolitain. L'étude de cette alternative à la construction d'outils de production locaux devrait être relancée.

IV.A.5.4 Maîtriser la consommation d'électricité

Les dispositions suivantes peuvent en particulier être envisagées :

- **Aider les investissements de maîtrise de l'énergie par des subventions ou des avantages fiscaux**, de manière à aligner leur temps de retour sur leur valeur économique réelle. Peuvent être concernés à la fois des équipements de production électrique (photovoltaïque, éolien...), des matériels économes en énergie (lampes à basse consommation), les chauffe-eau solaires, etc. Aujourd'hui, les principales aides proviennent des dispositions fiscales de la "loi Pons", mais elles n'ont pas permis de réaliser tous les investissements nécessaires et, de plus, ce système a été récemment revu à la baisse.
- **Encourager la construction de bâtiments économes en énergie**. Il convient en particulier d'éviter le recours systématique à la climatisation, qui est l'un des principaux facteurs d'augmentation des consommations, engendré par le bas prix de l'électricité. Outre les incitations financières, il peut être imaginé de mettre en place une réglementation spécifique, adaptée aux conditions locales. Une coopération sur ce point avec des pays ou régions dotés d'un climat semblable est certainement à recommander.

IV.B Les obligations d'achat

L'article 5 I 1° de la loi fixe deux types d'obligations d'achat pour EDF ou, le cas échéant, les distributeurs non nationalisés. Il s'agit de l'électricité produite :

- Par les installations retenues à l'issue des appels d'offres prévus à l'article 8. Ceux-ci peuvent être lancés par le ministre chargé de l'énergie lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements.
- A partir de certaines sources d'énergie ou techniques performantes définies à l'article 10 : déchets ménagers, énergies renouvelables, cogénération.

Les enjeux financiers liés à ces obligations sont considérables : Pour les seules dispositions de l'article 10, EDF estime que le coût pourrait atteindre 8 milliards de francs pour l'année 2001. Le sujet a donc fait l'objet d'une analyse particulièrement approfondie, qui comporte certains aspects techniques. Ces développements sont présentés dans l'annexe 10.

Nous ne reprendrons ici que les grandes lignes de l'argumentation et les principales conclusions, en renvoyant à l'annexe pour plus de précisions.

IV.B.1 La situation actuelle

IV.B.1.1 L'obligation d'achat proprement dite

Le dispositif existant résulte de plusieurs évolutions successives.

a) L'obligation d'achat a historiquement été introduite comme **contrepartie du monopole**. EDF étant seul autorisé (avec les DNN) à vendre de l'électricité, il avait par conséquent l'obligation de racheter l'énergie fabriquée par les producteurs qui n'avaient pas été nationalisés. La loi du 8 avril 1946 modifiée par la loi du 2 août 1949 prévoit dans son article 8 deux catégories d'installations concernées :

- Celles visées au 3° alinéa, qui sont explicitement exclues de la nationalisation : entreprises ayant produit en moyenne moins de 12 GWh en 1942 et 1943 ; installations d'une puissance installée inférieure à 8000 kVA réalisées par des entreprises ou des particuliers ; équipements récupérant la chaleur des fumées ou des énergies résiduelles, notamment "l'utilisation subsidiaire (...) de vapeur produite pour les besoins de fabrication" (cogénération).
- Celles du 4° alinéa, réalisées par des entreprises ou collectivités pour leurs propres besoins ("autoproduction") qui doivent faire l'objet d'une autorisation ministérielle.

Le décret du 20 mai 1955 a introduit pour EDF l'obligation d'accueillir sur ses réseaux l'électricité produite par ces installations, ainsi qu'une obligation d'achat. Cette dernière obligation était permanente pour les entreprises ayant produit moins de 12 GWh en 1942 et 1943, mais pouvait être suspendue pour les autres producteurs, au cas où les moyens de production deviendraient suffisants par rapport à la demande.

La liste du 3° alinéa précité a été ultérieurement complétée par la loi du 15 juillet 1980, qui a ajouté les installations réalisées par les collectivités locales pour alimenter un réseau de chaleur, pour la valorisation calorifique de déchets ou pour la production hydraulique de moins de 8000 kVA.

b) Le système qui vient d'être décrit a été profondément remanié dans les années 90. Extrapolant la forte augmentation de la consommation d'électricité observée au début de cette période, EDF avait programmé la construction de nouveaux outils de production de pointe, en l'occurrence des turbines à combustion. Parallèlement, des contrats d'achat d'énergie de pointe aux producteurs autonomes (contrats dits "**appel modulable**") avaient été autorisés par les Pouvoirs publics. Ces contrats, qui trouvaient une rentabilité satisfaisante du fait de la structure des tarifs d'EDF, ont eu le plus grand succès, et ont entraîné la réalisation de nombreux groupes Diesel.

Quelques années plus tard, en 1993, considérant qu'en définitive la croissance de la demande serait plus faible qu'envisagé initialement, et extrapolant l'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire constatée à l'époque, EDF a renoncé à construire les deux tiers des équipements prévus, et annoncé l'existence de surcapacités durables. Il a, de ce fait, demandé la révision en forte baisse des contrats "appel modulable", voire la suppression totale de l'obligation d'achat, suscitant un fort mécontentement de la part des producteurs indépendants.

En définitive, après de longues discussions, un décret du 20 décembre 1994, modifiant le décret de 1955, a introduit les dispositions suivantes :

- L'obligation d'achat devenait "permanente" pour de nouveaux types d'équipements : installations de cogénération aux performances supérieures à des seuils fixés par arrêté ; production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ou de déchets.
- Pour les autres installations, il devenait possible de suspendre l'obligation d'achat non plus seulement globalement, mais aussi pour une durée limitée, pour tout ou partie du territoire national, éventuellement pour certaines catégories d'outils de production (base, semi-base ou pointe).

L'arrêté du 23 janvier 1995 pris en application de ce décret suspendait pour trois ans l'obligation d'achat, sauf en ce qui concerne les installations pour lesquelles l'obligation avait été rendue permanente. L'arrêté du 20 janvier 1998 a introduit une suspension supplémentaire de trois ans, en introduisant deux nouvelles exceptions : les installations permettant d'alimenter des sites isolés non raccordés au réseau public de distribution, et les installations ayant obtenu les autorisations administratives requises avant la publication de l'arrêté de janvier 1995.

IV.B.1.2 Effets de l'obligation d'achat

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 sont difficiles à apprécier et comportent donc une part d'arbitraire. Cette part a toujours été utilisée dans un sens dissuasif à l'égard des 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 traditionnellement intéressé à la production de vapeur que quand elle était assurée par des chaudières électriques.

Dans ce contexte, en 1999, la part de la cogénération dans la production totale d'électricité s'élevait en France à environ 3% contre 10% en Allemagne, et plus de 30% aux Pays-Bas, en Finlande et au Danemark.

Ce constat a amené les pouvoirs publics à mettre en place un dispositif incitatif spécifique.

IV.B.1.3 Les aides à la cogénération

Le dispositif incitatif est fondé sur deux dispositions principales :

- En 1993 ont été mises en place diverses mesures fiscales favorables : amortissement accéléré sur un an, possibilité d'exonération de la taxe professionnelle, exonération de la taxe intérieure sur les consommations de gaz naturel (TICGN) et de la taxe pour l'Institut français du pétrole (TIFP) pendant 5 ans à partir de la mise en service de l'installation. Ces mesures ont été reconduites en 1996 pour toute mise en service avant le 31 décembre 2000, puis dans la loi de finances pour 2000, pour toute mise en service avant le 31 décembre 2005.
- Le système d'aide le plus important réside dans le contrat type d'achat par EDF de l'électricité produite par les cogénérateurs, mis en place en mars 1997 et réactualisé en mars 1999. Connu sous le nom de "**contrat 97-01**", il offre plusieurs avantages significatifs pour les producteurs. Tout d'abord, il fixe les conditions de rémunération pendant une durée de 12 ans, cohérente avec la durée d'amortissement des installations, donnant ainsi une bonne visibilité aux investissements. 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. Les tarifs intègrent une rémunération pour les économies de réseau, et une majoration peut être appliquée pour encourager les installations les plus performantes énergétiquement.

Ces dispositions se sont avérées globalement très efficaces : avant la mise en place des contrats 97-01, la puissance installée de production électrique par cogénération représentait seulement 3000 MW ; les certificats de conformité délivrés depuis cette date représentent une puissance totale de l'ordre de 5500 MW supplémentaires. Cependant, celle-ci ne sera sans doute pas réalisée en totalité. Le club cogénération de l'ATEE estime la puissance des installations qui seront effectivement construites à environ 3000 MW.

Mais le système s'avère aussi très coûteux pour EDF, avec un prix moyen de reprise du kWh d'environ 31 centimes au départ, et 34 centimes aujourd'hui, compte tenu de l'indexation sur le prix du gaz. Bien que ce prix corresponde à une moyenne pour des installations ayant des durées de fonctionnement très différentes, on peut considérer que les cogénérations sont fortement subventionnées, alors que leur développement dans le monde montre qu'elles peuvent être rentables, sans besoin d'aides particulières. Cela ne veut pas dire que toutes les installations sont rentables, quelle que soit leur taille. Comme dans le cas de n'importe quel équipement industriel, le coût de production de l'électricité par cogénération est d'autant plus bas, toutes choses égales par ailleurs, que l'installation est plus grande. En dessous d'une certaine capacité, l'installation n'est plus rentable, mais il n'y a pas de raison pour autant de la subventionner. Les seules petites cogénérations qu'il serait envisageable d'encourager

financièrement seraient celles d'une technologie nouvelle dont on pourrait penser qu'elles sont susceptibles d'atteindre la rentabilité à moyen terme.

Alors que le contexte précédent freinait le développement spontané de cette filière, le dispositif 97-01 a donc conduit à sur-corriger la situation en subventionnant les investissements certainement très au delà de leur strict intérêt économique et énergétique, dans un contexte où l'accroissement de la capacité de production d'électricité n'apparaissait pas spécialement nécessaire.

IV.B.1.4 Les appels d'offres pour la production éolienne

Afin de promouvoir la production éolienne dont le développement restait faible dans notre pays, les Pouvoirs publics ont lancé un programme original dénommé "Eole 2005". Il vise à doter la France d'une capacité éolienne de 250 à 500 MW à l'horizon 2005, à rendre la filière économiquement compétitive et à contribuer à l'émergence d'une industrie éolienne française.

Le mécanisme retenu est un **appel à propositions**. Les projets sont sélectionnés en fonction du prix d'achat proposé par le contractant, de manière à faire émerger les projets les plus performants. Les contractants disposent ensuite de trois 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.

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

La deuxième tranche de ce deuxième appel, réservée à la France continentale, portait sur une capacité de 75 MW. EDF a reçu des propositions pour des quantités bien supérieures. Une première liste de 21 projets de parcs éoliens, représentant ensemble 200 MW, a été retenue en octobre 99, et cinq projets supplémentaires d'une puissance totale de 70 MW sont en cours d'examen.

La première éolienne de forte puissance (750 KW) de conception et de fabrication française a été inaugurée cette année dans le Pas-de-Calais. Cette machine complète l'offre française qui comportait déjà des machines de petite et moyenne puissance 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 pour une puissance d'au moins 100 MW.

Le programme Eole 2005 a permis une baisse significative du coût de l'électricité d'origine éolienne. Ainsi, le prix moyen d'achat proposé par les promoteurs des 21 projets retenus par EDF est inférieur de 13% à celui du premier appel à proposition (34 cF/kWh au lieu de 38). Pour 2005, les prévisions de production sont de 1,25 TWh pour un prix moyen de 31 cF/kWh.

Ces prix, qui intègrent déjà diverses subventions (ADEME, conseils régionaux, conseils généraux...), restent significativement plus élevés que le coût moyen de production d'EDF en

métropole. En revanche, l'électricité éolienne peut d'ores et déjà constituer une solution attractive économiquement dans les DOM et en Corse, à condition de mener dans ces territoires une politique énergétique globalement cohérente.

IV.B.2 Les dispositions de la loi

La loi clarifie et généralise le dispositif existant, en distinguant les obligations d'achat à caractère général, pour l'électricité produite à partir de certaines énergies ou techniques (article 10), et celles consécutives à la passation d'appels d'offres (article 8). L'article 5 1° précise les modalités de calcul et de répartition des charges de service public correspondantes. Enfin, l'article 48 traite le cas des "coûts échoués" liés aux contrats "appel modulable" qui ont été présentés au IV.B.1.1 ci-dessus.

IV.B.2.1 Les obligations d'achat à caractère général

L'article 10 fait bénéficier de cette disposition deux catégories d'équipements :

- "Les installations qui valorisent les **déchets ménagers** ou assimilés mentionnés aux articles L.2224-13 et L.2224-14 du code général des collectivités territoriales ou qui visent l'alimentation d'un **réseau de chaleur** ". Il s'agit des équipements visés précédemment par l'article 8, 3^{ème} alinéa 6° de la loi de 1946 modifiée par la loi du 15 juillet 1980.
- "Les installations dont la puissance n'excède pas 12 MW qui utilisent des **énergies renouvelables** ou qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la **cogénération**". Cela correspond mutatis mutandis aux équipements bénéficiant d'une obligation d'achat "permanente", selon l'article 1 § 2° et 3° du décret du 20 décembre 1994. Toutefois, le nouveau texte introduit une **limite de puissance** qui sera fixée par décret en Conseil d'Etat, pour chaque catégorie d'installation.
Il est précisé que "ces limites sont révisées pour prendre en compte l'ouverture progressive du marché national de l'électricité". En outre, sous réserve des contrats en cours, l'obligation d'achat peut être suspendue de manière totale ou partielle, si elle ne répond plus aux plus aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, ce qui est une reformulation de la disposition similaire du décret du 20 mai 1955.

IV.B.2.2 Les appels d'offres

L'article 8 prévoit que le ministre chargé de l'énergie peut recourir à cette procédure, 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".

Lorsqu'ils ne sont pas eux mêmes retenus, EDF ou, le cas échéant, les DNN concernés, sont tenus de conclure des contrats d'achat d'électricité avec les candidats retenus, dans les conditions fixées par l'appel d'offres, en tenant compte de son résultat.

Cette procédure consiste à généraliser, après l'avoir, le cas échéant, améliorée, en fonction des résultats qu'elle aura permis d'obtenir, celle qui a été mise en œuvre pour le programme EOLE 2005 (cf. paragraphe IV.B.1.4 ci-dessus), où l'appel d'offres a porté sur une technique particulière, la production éolienne, éventuellement pour une zone géographique déterminée (la Corse et les DOM pour la première tranche du deuxième appel).

IV.B.2.3 Calcul et répartition des charges de service public

L'article 5 I 1° indique que les charges de service public comprennent les surcoûts résultant "le cas échéant" des contrats liés aux obligations d'achat. L'article 10 prescrit que les tarifs d'achat prennent en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par EDF et les DNN.

En prescrivant la prise en compte des coûts évités, la loi vise à donner une base objective aux tarifs d'achat, même si l'évaluation de ces coûts nécessite des hypothèses qui peuvent toujours être discutées. Tout dépassement des valeurs ainsi calculées a un caractère de subvention, et c'est seulement cette-dernière qui peut faire l'objet d'une compensation dans le cadre du fonds.

Pour les obligations d'achat à caractère général de l'article 10, la loi limite la possibilité d'accorder des subventions via le niveau du tarif d'achat : comme on l'a vu, le prix d'achat doit prendre en compte les coûts évités. En revanche, le texte est beaucoup plus ouvert pour les appels d'offres de l'article 8, qui prévoit seulement que le prix d'achat doit correspondre aux "conditions fixées par l'appel d'offres" et son résultat.

En ce qui concerne les modalités de compensation des charges de service public liées aux obligations d'achat, elles sont identiques à celles relatives aux autres charges de production : les surcoûts seront répartis entre les différents producteurs ou importateurs fournissant des clients installés en France, "au prorata du nombre de kWh livrés", par l'intermédiaire du nouveau "fonds du service public de la production", géré par la Caisse des dépôts et consignations.

IV.B.2.4 Les coûts échoués

L'article 48 de la loi rattache au dispositif de compensation des charges de service public de production les charges dites de "**coûts échoués**". Celles-ci résultent d'engagements pris par les entreprises électriques à la demande des Pouvoirs publics, avant l'entrée en vigueur de la directive européenne sur l'électricité, le 19 février 1997.

La loi ne prévoit qu'une seule catégorie de "coûts échoués" : il s'agit des charges liées aux contrats de type "appel modulable" passés il y a quelques années par EDF avec des producteurs autonomes de pointe (cf. § IV.B.1.1 ci-dessus).

En effet, l'arrêté du 20 janvier 1998 a maintenu l'obligation d'achat d'EDF pour les installations (groupes Diesel en général) bénéficiant de ce type de contrats, à condition qu'elles aient obtenu les autorisations administratives requises avant la publication de l'arrêté du 23 janvier 1995, suspendant cette obligation d'achat.

IV.B.3 : Aspects économiques

Deux justifications économiques principales peuvent être invoquées à l'appui des obligations d'achat relatives aux filières énergétiques ou sources d'énergie que la loi prévoit de promouvoir⁶. La première relève de la théorie dite des « industries naissantes » : il s'agit d'aider temporairement des activités ou des techniques qui, pour des raisons diverses (effets de taille ou obstacles institutionnels mis à leur développement), n'ont pas encore trouvé leur place sur le marché mais dont la rentabilité apparaît assurée. C'est en particulier le cas de la cogénération, qui occupe dans les autres pays européens une place beaucoup plus importante qu'en France.

La seconde justification est l'existence d'effets externes, que le recours à de nouvelles filières et notamment aux énergies renouvelables permet d'éviter. Parmi ces filières, certaines peuvent atteindre à terme le cap de la rentabilité commerciale, et l'aide peut n'avoir qu'un caractère temporaire.

Pour d'autres, la rentabilité commerciale ne paraît pas envisageable dans une perspective proche mais l'importance des effets externes évités justifie une aide durable. Celle-ci représente en quelque sorte une forme d'internalisation de l'externalité, laquelle peut se trouver pérennisée par un dispositif fiscal ou l'institution d'un marché de permis négociables. C'est ainsi que l'on peut actuellement envisager la mise en œuvre par les pays industrialisés du Protocole de Kyoto sur l'effet de serre.

L'annexe 5 récapitule diverses valorisations des principales externalités de la production et de la consommation d'énergie, soit évaluation monétaire des dommages provoqués, soit estimation du niveau de taxe à instituer ou simulation du prix d'équilibre d'un marché de permis (cas en particulier de l'effet de serre). Les montants obtenus sont importants, notamment pour certaines filières actuelles comme le charbon, et peuvent représenter une proportion importante du coût direct de production.

Sur le moyen-long terme, en ne considérant que les filières susceptibles de se développer, c'est l'externalité « effet de serre » qui apparaît être la plus contraignante. Pour la filière fossile la plus performante (turbine à gaz à cycle combiné), l'impact de l'internalisation de l'effet de serre serait, dans l'hypothèse la plus favorable⁷, de 5c/kWh en 2010 et 11c/kWh en 2020.

IV.B.4 Propositions

Celles –ci portent sur trois points : la pratique des appels d'offres de l'article 8, pour promouvoir des équipements qui ne se développent pas spontanément autant que le souhaitent les Pouvoirs publics ; les conditions d'éligibilité aux obligations d'achat prévues à l'article 10 ; la fixation des tarifs d'achat et le calcul des coûts évités.

Nous nous limiterons pour l'essentiel aux conclusions, en renvoyant à l'annexe 10 pour une argumentation détaillée.

IV.B.4.1 Promotion de solutions énergétiques performantes par les appels d'offres de l'article 8

⁶ Sans compter des considérations d'indépendance énergétique, ou de nature macro-économique, plus difficiles à quantifier.

⁷ Dans le cas d'un marché de permis négociables entre tous les pays de l'Annexe I.

Certains types de production d'électricité ne se développent pas spontanément, pour l'essentiel parce qu'elles ne sont pas suffisamment rentables selon les conditions de marché ; pour des raisons de politique énergétique (soutien d'une filière émergente, par exemple) ou d'environnement (prise en compte d'avantages qui ne sont pas internalisés dans les prix de revient), le Gouvernement peut souhaiter leur assurer une place suffisante.

L'article 8 de la loi permet, comme on l'a vu, l'organisation d'appels d'offres, pour susciter la réalisation de la quantité souhaitée de ces moyens de production. Cette méthode permet de traduire une volonté politique avec la meilleure efficacité économique et un coût réduit pour la collectivité. En effet, le principe même de l'appel d'offres et la concurrence qu'il induit, permettent de limiter le prix de reprise de l'électricité par EDF au minimum acceptable par les producteurs concernés. En outre, les quantités d'énergie produite par les moyens ainsi sélectionnés seront exactement celles fixées par les Pouvoirs publics dans le cahier des charges de l'appel d'offres.

Pour promouvoir une énergie ou une technique déterminée, ce dispositif apparaît beaucoup plus efficace que celui pratiqué aujourd'hui dans certains cas (cogénération, incinération d'ordures ménagères), comportant une obligation d'achat assortie d'une bonification du prix de l'électricité. Ce dernier système ne permet pas, en effet, de sélectionner les projets en fonction de leur rentabilité, ni de fixer a priori l'importance des moyens que la puissance publique souhaite affecter à un programme donné. Il est seulement possible de réguler à posteriori le nombre de projets, en faisant évoluer le seuil de l'obligation d'achat, ou en la suspendant totalement ou partiellement. De plus, comme nous l'avons vu au paragraphe IV B.23 ci-dessus, il n'est pas certain qu'une telle bonification reste possible dans le cadre de l'article 10 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.

Bien entendu, les producteurs non retenus lors des appels d'offres pourraient toujours bénéficier des obligations d'achat prévues à l'article 10, avec un prix d'achat de l'électricité calculé en prenant en compte les coûts évités (nous reviendrons sur cette question au paragraphe IV B.4.3 ci-après).

En revanche, 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.

Par ailleurs, 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 cette disposition, tandis que la production éolienne continuerait à être traitée par appels d'offres.

IVB.4.2 Eligibilité aux obligations d'achat de l'article 10 :

Nous avons vu que l'obligation d'achat a été introduite historiquement comme contrepartie au monopole de vente d'électricité. EDF étant seul autorisé (avec les DNN) à vendre de l'électricité, il doit racheter aux producteurs non nationalisés l'électricité qu'ils veulent vendre.

Dés lors que le marché devient concurrentiel, EDF et les DNN ne sont plus les seuls à vendre de l'électricité, et les consommateurs éligibles peuvent choisir librement leurs fournisseurs. **L'obligation de reprise n'a plus lieu d'être à partir du moment où, en pratique, il peut être constaté que la concurrence est suffisamment ouverte.**

Tel est bien le point de vue émis par le Conseil de la Concurrence dans un avis en date du 28 avril 1998 : « 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. »

Le calcul des conditions de reprise de l'électricité en prenant en compte les coûts évités chez EDF apparaît donc comme une disposition transitoire, jusqu'à ce que les prix des transactions soient fixés par un marché fonctionnant de manière concurrentielle.

L'appréciation du degré concurrentiel d'un marché est difficile. Une condition nécessaire pour celui de l'électricité est que le nombre de clients éligibles soit tel que l'offre des producteurs indépendants trouve une contrepartie. Certes, les autoproducteurs bénéficient de la possibilité de vendre leur production dans leurs maisons mères et filiales, en vertu de l'article 23 de la loi, mais le nombre de cas est limité, et il ne s'agit pas d'un véritable marché. Il faudra en outre s'assurer que les conditions de raccordement, ou les modalités prévues de tarification du transport ne constituent pas des obstacles.

L'obligation d'achat pourrait évoluer en fonction du seuil d'éligibilité. Par exemple, l'obligation pourrait s'appliquer quand la production potentielle d'une installation est inférieure au seuil d'éligibilité. Pour le seuil de 40 GWh retenu jusqu'en février 2000 par la directive européenne, une installation fonctionnant en semi-base (4000 heures par an) bénéficierait de l'obligation d'achat jusqu'à une puissance de 10 MW. La formule pourrait être ajustée en fonction des particularités des outils de production, pour garantir au producteur l'existence d'un nombre suffisant de clients éligibles susceptibles de lui acheter son électricité pour une part significative de leur consommation.

Il est cependant vraisemblable qu'EDF fera les plus grands efforts pour conserver ses clients les plus importants, rendant par-là moins attrayante la reprise de l'électricité des plus grosses productions indépendantes. D'autre part, on peut craindre que les petites productions (à moins qu'elles ne se regroupent) intéressent peu les consommateurs éligibles, qui risquent de redouter une complication dans leur mode d'approvisionnement par la multiplication des contrats de fourniture qu'ils devraient conclure.

C'est pourquoi 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 de l'énergie 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.

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.

IV.B.4.3 Fixation des tarifs d'achat et calcul des coûts évités

Les conditions d'achat de l'électricité dans le cadre des dispositions de l'article 10 doivent, aux termes de cet article, prendre en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités.

Comme indiqué au paragraphe IVB31, les mesures incitatives en faveur de certaines énergies ou techniques privilégiées par les Pouvoirs publics seraient pratiquées exclusivement dans le cadre des appels d'offres de l'article 8.

La notion de « coûts évités » est une question complexe et nous renvoyons sur ce point aux développements du paragraphe B de l'annexe 10. Retenons seulement qu'il existe diverses modalités de calcul (dont sept sont étudiées en annexe), qui peuvent conduire à des résultats significativement différents les uns des autres.

Le dispositif actuel, et notamment les conditions des contrats d'achat « 97-01 » aux cogénérateurs, ont été calculés grâce à l'une de ces méthodes, dite des coûts de développement à long terme. Elle consiste à fonder le prix d'achat du courant par EDF sur le coût complet de production (fonctionnement, amortissements et coûts de réseau) de l'équipement considéré comme le moins coûteux qui puisse être construit aujourd'hui, en l'occurrence une turbine à gaz à cycle combiné. La réalisation de cet équipement est en quelque sorte « évitée » à EDF par la fourniture du producteur indépendant. Cela a conduit à un prix moyen d'achat du courant de l'ordre de 31 centimes par kWh l'an passé, et 34 centimes aujourd'hui.

L'établissement conteste le choix de cette méthode, faisant valoir qu'il n'y a pas à court terme d'économie d'investissement dans la mesure où la construction d'outils de production nouveaux de ce type ne fait partie de ses projets pour les prochaines années.

a) Analyse de la position d'EDF

EDF estime que les coûts évités résultant de l'obligation d'achat sont les coûts qu'EDF n'a pas à supporter du fait de la livraison de kWh par les producteurs indépendants bénéficiant de cette disposition. Selon EDF, si l'établissement n'est pas en situation de surcapacité, les coûts évités incorporent des coûts fixes d'investissements. Si l'établissement est en situation de surcapacité, ils ne recouvrent que des charges variables, essentiellement de combustible.

L'écart résultant du choix de la méthode d'évaluation peut être considérable : si les 5 500 MW de cogénération ayant obtenu un certificat de conformité pour la procédure « 97-01 » se réalisaient effectivement d'ici 2001, EDF estime le surcoût pour cette seule année à 7,9 milliards de francs, par rapport à ses propres modalités de calcul.

La règle préconisée par EDF est simple en apparence, mais elle repose sur la notion de **surcapacité de production** qui apparaît à l'analyse éminemment subjective et, à ce titre, difficilement compatible avec les objectifs de la directive européenne d'objectivité et de transparence.

aa) Cas du monopole

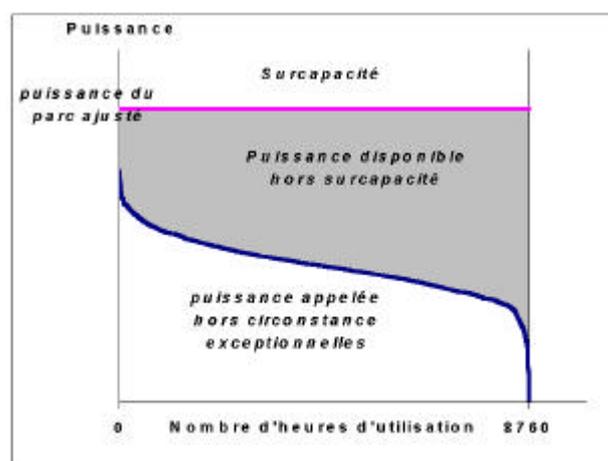
Pour un producteur d'électricité en situation de monopole dans son pays et fonctionnant en autarcie, il existe une définition théorique de la surcapacité : le producteur

définit les moyens de production et de transport qui lui sont nécessaires pour alimenter sans interruption ses clients, tant que des circonstances très exceptionnelles ne se produisent pas, en se fondant sur des prévisions de consommation par nature incertaines. Il peut s'agir, par exemple d'être en mesure de desservir sans défaillance l'ensemble des usagers lors d'un jour ouvrable d'hiver où la température moyenne serait de -20°C , ou de ne pas avoir plus d'un certain pourcentage de ses moyens de production hors service, ou encore de ne pas perdre plus qu'un certain nombre de liaisons de transport. Si une des limites ainsi fixée est atteinte, il n'y a pas forcément défaillance pour peu qu'une autre laisse de la marge : s'il fait par exemple un peu plus froid que -20°C mais que la disponibilité du parc de production est bonne, la continuité du service pourra encore être assurée.

Au début de cet hiver, de nouveaux records de puissance appelée ont été atteints, par suite d'une activité économique soutenue combinée avec de basses températures (une puissance de 1 500 MW est nécessaire pour satisfaire l'accroissement de la demande d'électricité lié à une baisse de température de 1°C). De manière à faire face à cette situation tendue, EDF a été amené à faire appel à des groupes diesel détenus par des producteurs indépendants, dans le cadre de contrats « appel modulable » (cf. §IV.B.1.1 ci-dessus). Si des circonstances particulièrement exceptionnelles par rapport aux critères retenus surviennent, il y a défaillance : c'est ce qui s'est produit récemment avec une tempête sans précédent en France.

D'une façon générale, il s'agit de trouver un équilibre acceptable entre d'une part le coût à consentir en immobilisation et en personnel pour faire face à des événements réputés rares, et d'autre part l'ensemble des coûts objectifs et subjectifs résultant d'une discontinuité dans la fourniture d'électricité. Il se traduit notamment par un dimensionnement adéquat du parc de production, qui est alors qualifié de « parc ajusté ». Ces considérations sont parfois théorisées en estimant un « coût de la défaillance », et en utilisant cette notion pour calculer la puissance du parc ajusté.

La puissance appelée sera très généralement inférieure à celle du « parc ajusté ». Ainsi, il y aura quasiment en permanence des équipements disponibles pour fournir davantage d'électricité, au seul prix d'une dépense de combustible supplémentaire, mais il ne s'agit pas de surcapacité (cf. figure ci-dessous).



La surcapacité se définit donc comme étant l'écart, s'il existe, entre la capacité du parc installé et celle du parc ajusté. Le producteur peut la réduire voire la supprimer en retirant du service la quantité nécessaire d'équipements (a priori les moins performants).

Si le producteur monopolistique peut et veut exporter, il inclut dans la puissance nécessaire celle qu'il lui paraît possible raisonnablement de vendre à l'étranger (en pratique à d'autres détenteurs de monopole) et il dispose éventuellement d'une capacité d'adaptation supplémentaire en exportant davantage que ce qui a été prévu, si le contexte s'y prête.

bb) Cas de la concurrence pour les consommateurs éligibles

Le monopole et l'obligation de garantir l'approvisionnement demeurent pour les clients non éligibles. Les éligibles peuvent choisir librement leurs fournisseurs en France et à l'étranger. Progressivement, un marché de l'électricité se crée, conduisant à un prix résultant de la confrontation de l'offre et de la demande, et à une redistribution des parts de marché entre opérateurs historiques et producteurs indépendants. Il apparaît clairement que dans ce cas, la notion de surcapacité est encore bien plus difficile à définir qu'en situation de monopole puisque aux aléas liés à l'évolution de la consommation, aux conditions climatiques, à la disponibilité du parc de production et des réseaux de transport et de distribution, s'ajoutent ceux qui dépendent de la compétitivité, de l'agressivité commerciale, de l'appréciation par les clients de la qualité de service etc. sur un marché devenu européen.

Dans un tel contexte, il n'y a aucune définition objective de la surcapacité pour un producteur donné : il devient impossible de fixer exactement la demande qu'il a à satisfaire (potentiellement les non éligibles nationaux et tous les éligibles européens connectés) et par voie de conséquence le niveau d'ajustement de son parc.

En outre, tout producteur a les moyens de faire varier la capacité de production de son parc au niveau qu'il souhaite. Plus encore que dans le cas d'un monopole, il n'y a aucune raison de faire supporter par les producteurs indépendants les imperfections et les aléas de la programmation, des décisions de gestion ou de la compétitivité d'un ancien monopole.

Ainsi, il ne serait pas acceptable que chaque perte d'un client éligible par EDF se traduise mécaniquement par une baisse du prix d'achat aux producteurs indépendants, au prétexte que le suréquipement de l'établissement aurait été accru.

b) Les dispositions de la loi

EDF estime que l'intention du législateur est claire. Or il n'est pas évident que celle-ci, dans les rares expressions que l'on peut trouver sur ce sujet très technique, aille dans le sens préconisé par EDF. Les seuls commentaires approfondissant la notion de coûts évités figurent dans le rapport 1371 de la Commission de la Production et des Echanges rédigé par le député Christian BATAILLE. A l'occasion de la discussion relative à l'article 5, le rapporteur observe que de l'obligation d'achat « *résulte un surcoût pour l'opérateur historique puisque l'électricité sera achetée à un prix supérieur au coût moyen de production qu'aurait eu à supporter EDF s'il l'avait produite lui-même* ». En complément, à l'occasion de la discussion de l'article 10, le rapporteur rappelle que le financement des surcoûts résultant de l'obligation d'achat sera fait « *de manière à éviter toute distorsion de concurrence au détriment d'EDF* ». De cette dernière remarque on peut déduire qu'EDF doit être protégé contre une concurrence déloyale des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat. Inversement, EDF ne doit pas tirer d'avantage indu de cette obligation en pouvant

acheter l'énergie correspondante à un prix exagérément bas, susceptible de lui garantir des marges importantes, tant que les producteurs autonomes ne peuvent écouler leur production sur un marché suffisamment ouvert à la concurrence. En ce qui concerne le coût servant de référence à l'évaluation du surcoût, le rapporteur vise clairement un coût moyen de production dans son commentaire de l'article 5, ce qui exclut un raisonnement exclusivement marginaliste. Reste à définir une méthode d'évaluation de ce coût moyen et, là encore, plusieurs mécanismes peuvent être imaginés par les économistes.

En tout état de cause, la loi n'impose en rien de raisonner en intégrant la surcapacité, notion qu'elle ne mentionne nulle part, et elle laisse au pouvoir réglementaire une très grande latitude d'appréciation. Ses dispositions rendraient clairement illégales des conditions d'achat qui excluraient par principe ou de facto toute prise en compte des coûts d'investissement évités (ce à quoi aboutirait la position d'EDF, fondée sur le constat à priori d'une surcapacité structurelle durable, notion dont on vient de voir la fragilité).

En outre, on doit rappeler que les conditions d'achat doivent être fixées dans le cadre des dispositions législatives, mais aussi en conformité avec les objectifs de la directive européenne. Parmi ceux-ci figure notamment l'équivalence des conditions des opérateurs (ici, les producteurs). Ce principe impose le choix d'un système qui, quelles soient les particularités nationales, assure qu'un producteur français pourra tirer de la vente de sa production un revenu équivalent à celui de tout producteur qui s'installerait sur un marché ouvert en Europe. Pour obtenir ce résultat, les conditions d'achat doivent reposer sur des critères tirés du marché ou liés à son fonctionnement, et non sur des critères subjectifs ou dépendant de facteurs extérieurs au marché (surcapacité, choix d'investissement ou mode de gestion du parc par EDF).

c) Propositions

Le contexte à prendre en compte est celui d'une ouverture progressive à la concurrence en France, du fait de l'éligibilité de catégories de plus en plus importantes de consommateurs d'électricité et de l'interconnexion de notre pays avec l'étranger : les réseaux électriques d'Europe continentale sont interconnectés depuis de nombreuses années, et sont gérées aujourd'hui de manière synchrone, comme un seul ensemble (cf. § IIC ci-dessus), avec des capacités d'exportation disponibles dès maintenant en direction notamment de l'Allemagne et du Benelux.

Pour les éligibles, un prix de marché va apparaître 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. A plus long terme, lorsque le marché sera réputé suffisamment concurrentiel, les producteurs indépendants vendront leur production au prix du marché.

La loi utilise la notion de « coûts d'investissement et d'exploitation évités » à EDF et aux DNN. Il s'agit bien, à la marge bénéficiaire près d'EDF (mais dans le passé, elle a été en moyenne négligeable par rapport au chiffre d'affaires) du coût total et donc du prix de vente d'EDF. C'est pourquoi, il est proposé de définir les coûts évités d'investissement et d'exploitation en prenant les tarifs de vente d'EDF comme référence.

Ainsi, 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.**

Cette proposition 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'une 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.

Pour calculer le tarif d'achat, il aurait pu être envisagé de déduire du tarif de vente d'EDF non seulement les coûts de transport, mais aussi les frais de commercialisation de l'électricité. Nous ne préconisons pas une telle formule car le calcul de ces frais poserait à nouveau des problèmes complexes d'évaluation pour un avantage faible en termes d'équité ; de plus, les avantages que présente la production décentralisée pour l'équilibrage du système électrique, n'ont pas été pris en compte dans notre proposition.

En résumé, les dispositions de l'article 10 permettraient 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.

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 le prix d'achat définis à l'issue des appels d'offres et les prix définis plus haut pour l'article 10.

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.

V Conclusion

Les missions de service public que la loi sur « la modernisation et le développement du service public de l'électricité » a instituées ou renforcées, et que les Ministres de l'Economie et des Finances, du Budget et de l'Industrie ont demandé d'évaluer, comportent des enjeux à la fois financiers et économiques très importants.

Dans le cours du présent rapport, on a tenté de cerner les montants financiers en jeu, et l'on a souvent dû se limiter à des fourchettes, compte tenu des incertitudes.

Sur le plan économique, les effets sont encore plus difficiles à cerner, car ils sont le plus souvent non apparents. Ils comportent à la fois des coûts, en termes de perte d'efficacité économique, du fait des distorsions susceptibles d'être apportées aux mécanismes de marché, et des avantages qui sont ceux précisément recherchés par leur institution : solidarité, équité, indépendance énergétique, réduction des atteintes à l'environnement et plus généralement inscription de notre économie dans un sentier de croissance durable.

Au delà de l'évaluation quantitative, incertaine comme indiqué ci-dessus, l'on s'est efforcé de proposer des dispositifs et des mécanismes qui visent à la fois à maîtriser les transferts financiers, et à ne pas obérer le fonctionnement concurrentiel du secteur et les progrès attendus pour les consommateurs de l'ouverture à la concurrence : règles de concurrence loyales et transparentes pour l'ensemble des opérateurs, incitation au progrès technique et à la répercussion des gains de productivité aux consommateurs, compétitivité de l'industrie française et notamment des secteurs fortement consommateurs d'énergie électrique face à des concurrents qui bénéficient déjà ou qui bénéficieront de baisses importantes de prix.

Tout en respectant le cadre strict de la loi, et les choix opérés sur le niveau d'ouverture à la concurrence du secteur de l'électricité, l'on s'est efforcé de se situer dans une démarche prospective qui pourrait voir à plus ou moins long terme l'accès à l'éligibilité de catégories beaucoup plus larges de consommateurs. Il est apparu important que les mécanismes proposés, et notamment ceux relatifs à la péréquation tarifaire, ne constituent pas un obstacle à cette évolution ou ne l'empêchent pas de produire les effets attendus en étant, in fine, préjudiciable aux intérêts du pays.